

ONTARIO ENERGY BOARD

IN THE MATTER OF a cost of service application made by Hydro One Networks Inc. on May 31, 2016 under section 78 of the *Ontario Energy Board Act*, 1998, S.O. 1998, c. 15, (Schedule B), seeking approval for changes to its transmission revenue requirement and to the Ontario Uniform Transmission Rates, to be effective January 1, 2017 and January 1, 2018;

AND IN THE MATTER OF the Decision and Order dated September 28, 2017 in this proceeding;

AND IN THE MATTER OF the Decision and Order dated November 9, 2017 in this proceeding; and

AND IN THE MATTER OF Rules 40 and 42 of the Ontario Energy Board's *Rules of Practice and Procedure*.

**BOOK OF AUTHORITIES OF THE MOVING PARTY,
HYDRO ONE NETWORKS INC.
(motion for review and variance)**

VOLUME 1 OF 2

Date: January 15, 2018

McCarthy Tétrault LLP
Suite 5300, TD Bank Tower
Toronto ON M5K 1E6
Fax: 416-868-0673

Gordon M. Nettleton
gnettleton@mccarthy.ca
Tel: 403-260-3622

Douglas Cannon
dcannon@mccarthy.ca
Tel: 416-601-7815

Hydro One Networks Inc.
483 Bay Street, South Tower, 8th Floor
Toronto ON M5G 2P5

Michael Engelberg
mengelberg@Hydroone.com
Tel: 416-645-6318

Counsel for Hydro One Networks Inc.

TO: Ontario Energy Board
P.O. Box 2319
26th. Floor
2300 Yonge Street
Toronto ON M4P 1E4

Tel: (416) 481-1967
Fax: (416) 440-7656

AND TO: Intervenors of Record

ONTARIO ENERGY BOARD

IN THE MATTER OF a cost of service application made by Hydro One Networks Inc. with the Ontario Energy Board on May 31, 2016 under section 78 of the *Ontario Energy Board Act*, 1998, S.O. 1998, c. 15, (Schedule B), seeking approval for changes to its transmission revenue requirement and to the Ontario Uniform Transmission Rates, to be effective January 1, 2017 and January 1, 2018;

AND IN THE MATTER OF the Decision and Order dated September 28, 2017 in this proceeding;

AND IN THE MATTER OF the Decision and Order dated November 9, 2017 in this proceeding; and

AND IN THE MATTER OF sections 40 and 42 of the Ontario Energy Board's *Rules of Practice and Procedure*.

**BOOK OF AUTHORITIES OF THE MOVING PARTY,
HYDRO ONE NETWORKS INC.
(motion for review and variance)**

VOLUME 1 OF 2

INDEX

Tab	Authority
	Volume 1
	Statutes
1	Extract of <i>Electricity Act 1998</i> , S.O. 1998, c. 15
2	Extract of <i>Income Tax Act</i> , R.S.C. 1985, c. 1 (5th Supp.)
3	Extract of <i>Ontario Energy Board Act, 1998</i> , S.O. 1998, c. 15, (Schedule B)
4	<i>Payments in Lieu of Corporate Taxes</i> , O. Reg. 207/99
5	Extract of <i>Taxation Act, 2007</i> , S.O. 2007, c. 11, (Schedule A)

	Cases and Regulatory Decisions
6	<i>Advocacy Centre for Tenants-Ontario v. Ontario Energy Board</i> , 2008 CanLII 23487 (ON SCDC)
7	<i>ATCO Gas & Pipelines Ltd. v. Alberta (Energy & Utilities Board)</i> , [2006] 1 SCR 140
8	<i>Bell ExpressVu Limited Partnership v. Rex</i> , [2002] 2 SCR 559
9	<i>Canada 3000 Inc., Re; Inter-Canadian (1991) Inc. (Trustee of)</i> , [2006] 1 SCR 865
10	<i>Canadian Union of Public Employees v. Ontario (Premier)</i> , 2017 ONSC 4874
11	<i>Coachman Insurance Company v. Lombard Canada</i> , 2009 ONCA 80
12	<i>Dam Investments Inc. v. Ontario</i> , 2007 ONCA 527
13	<i>Decision with Reasons</i> , EB-2006-0322/0338/0340, dated May 22, 2007
14	<i>Decision with Reasons</i> , EB-2007-0905, dated November 3, 2008
15	<i>Decision with Reasons</i> , EB-2009-0408, dated July 21, 2010
16	<i>Erickson v. Ontario</i> , [2011] O.E.R.T.D. No. 29
	Volume 2
17	<i>Greater Toronto Airports Authority v. International Lease Finance Corp.</i> (2004), 69 O.R. (3d) 1 (C.A.)
18	<i>Kerr Interior Systems Ltd. v. Kenroc Building Materials Co. Ltd.</i> , 2009 ABCA 240
19	<i>Lévis (City) v. Fraternité des policiers de Lévis Inc.</i> , [2007] 1 SCR 591
20	<i>Lindsay v. Manitoba (Motor Transport Board)</i> , 62 D.L.R. (4th) 615 (Man CA)
21	<i>Ontario (Energy Board) v. Ontario Power Generation Inc.</i> , [2015] 3 SCR 147
22	<i>R. v. J.M.H.</i> , [2011] 3 SCR 197
23	<i>R. v. Ulybel Enterprises Ltd.</i> , [2001] 2 SCR 867
24	<i>R. v. Stucky</i> , 2009 ONCA 151
25	<i>Reference re Broadcasting Regulatory Policy CRTC 2010-167 and Broadcasting Order CRTC 2010-168</i> , 2012 SCC 68
26	<i>Toronto Hydro-Electric System Limited v. Ontario Energy Board</i> , 2010 ONCA 284

	Secondary Sources
27	Extract of Ontario Energy Board, <i>Filing Requirements for Electricity Transmission Applications</i> , Chapter 2, “Revenue Requirement Applications,” dated February 11, 2016
28	Extract of Ontario Energy Board, <i>Reference respecting Ontario Hydro</i> , Chapter 11, H.R. 16, Report of the Board, Volume I, dated September 15, 1987
29	Extract of <i>Report of the Board</i> , RP-2004-0188, dated May 11, 2005
30	<i>Report of the Board on the Cost of Capital for Ontario’s Regulated Utilities</i> , EB-2009-0084, dated December 11, 2009

Tab 1

Electricity Act 1998, S.O. 1998, c. 15

**PART IV
HYDRO ONE INC.**

Office of the ombudsman

48.3 The board of directors of Hydro One Inc. shall appoint an ombudsman for Hydro One Inc. and its subsidiaries to act as a liaison with customers and shall establish procedures for the ombudsman to inquire into and report to the board of directors of Hydro One Inc. on matters raised with the ombudsman by or on behalf of customers. 2015, c. 20, Sched. 9, s. 4.

Rights of the Minister

49 (1) The Minister, on behalf of Her Majesty in right of Ontario, may acquire, hold, dispose of and otherwise deal with securities or debt obligations of, or any other interest in, Hydro One Inc. or any of its subsidiaries subject to the restrictions set out in section 48.2. 2002, c. 1, Sched. A, s. 10; 2015, c. 20, Sched. 9, s. 5.

Agreements

(2) The Minister, on behalf of Her Majesty in right of Ontario, may enter into any agreement or arrangement that the Minister considers necessary or incidental to the exercise of a power under subsection (1). 2002, c. 1, Sched. A, s. 10.

Corporations authorized re Hydro One Inc.

50 (1) The Lieutenant Governor in Council may cause corporations to be incorporated under the *Business Corporations Act* or the *Corporations Act* for the purpose of acquiring, holding, disposing of and otherwise dealing with securities or debt obligations of, or any other interest in, Hydro One Inc. or any of its subsidiaries. 2002, c. 1, Sched. A, s. 10.

Note: On a day to be named by proclamation of the Lieutenant Governor, subsection (1) is amended by striking out “the Corporations Act” and substituting “the Not-for-Profit Corporations Act, 2010”. See: 2010, c. 15, ss. 223, 249.

Same

(2) The Minister, on behalf of Her Majesty in right of Ontario, may acquire, hold, dispose of and otherwise deal with securities or debt obligations of, or any other interest in, a corporation incorporated pursuant to subsection (1). 2002, c. 1, Sched. A, s. 10.

Agreements, etc.

(3) The Minister, on behalf of Her Majesty in right of Ontario, may enter into any agreement or arrangement that the Minister considers necessary or incidental to the exercise of a power under subsection (1) or (2). 2002, c. 1, Sched. A, s. 10.

Crown agent

(4) A corporation incorporated pursuant to subsection (1) is an agent of Her Majesty for all purposes. 2002, c. 1, Sched. A, s. 10.

Dividends paid to Crown agent

(5) If an agent of Her Majesty in right of Ontario is paid dividends in respect of the shares of Hydro One Inc., the agent shall pay the dividends to the Financial Corporation, less any amount that it considers is required to pay obligations it has assumed, or Her Majesty in right of Ontario has assumed, under clause 122 (1) (a). 2002, c. 1, Sched. A, s. 10.

Corporations and other entities and arrangements to hold securities, etc.

50.1 (1) The Lieutenant Governor in Council may cause corporations or other entities to be established or arrangements to be made for the purpose of acquiring, holding, disposing of or otherwise dealing with, directly or indirectly,

1. (a) securities, assets, liabilities, rights, obligations, revenues and income of Hydro One Inc. or any of its subsidiaries; and

2. (b) interests in or entitlements to those securities, assets, liabilities, rights, obligations, revenues and income. 2002, c. 1, Sched. A, s. 10.

Status

(2) A corporation or other entity established under subsection (1) is not an agent of Her Majesty for any purpose, despite the *Crown Agency Act*. 2002, c. 1, Sched. A, s. 10.

Agreements, etc.

(3) The Minister, on behalf of Her Majesty in right of Ontario, may enter into any agreement or arrangement that the Minister considers necessary or incidental to the exercise of a power under subsection (1). 2002, c. 1, Sched. A, s. 10.

Direction by Minister

(4) If Her Majesty in right of Ontario or an agent of Her Majesty is the only holder of voting securities of Hydro One Inc., the Minister may direct it,

3. (a) to transfer any of its securities, assets, liabilities, rights, obligations, revenues and income to any person or entity;
4. (b) to transfer an interest in or entitlement to any of its securities, assets, liabilities, rights, obligations, revenues and income to any person or entity;
5. (c) to transfer to any person or entity any securities, assets, liabilities, rights, obligations, revenues and income of any subsidiary of which Hydro One Inc. is the only holder, directly or indirectly, of voting securities; or
6. (d) to transfer to any person or entity an interest in or entitlement to any securities, assets, liabilities, rights, obligations, revenues and income of any subsidiary of which Hydro One Inc. is the only holder, directly or indirectly, of voting securities. 2002, c. 1, Sched. A, s. 10.

Same

(5) The Minister may impose conditions and restrictions when giving a direction under subsection (4). 2002, c. 1, Sched. A, s. 10.

Types of entities

(6) Without limiting the generality of subsection (1), a trust or a partnership may be established under that subsection. 2002, c. 1, Sched. A, s. 10.

Right of the Minister re corporations and other entities and arrangements

50.2 (1) The Minister, on behalf of Her Majesty in right of Ontario, may acquire, hold, dispose of or otherwise deal with securities or debt obligations of, or any other interest in, a corporation or other entity established under subsection 50.1 (1). 2002, c. 1, Sched. A, s. 10.

Same

(2) The Minister, on behalf of Her Majesty in right of Ontario, may acquire, hold, dispose of or otherwise deal with any interest in an arrangement made under subsection 50.1 (1). 2002, c. 1, Sched. A, s. 10.

Agreements, etc.

(3) The Minister, on behalf of Her Majesty in right of Ontario, may enter into any agreement or arrangement that the Minister considers necessary or incidental to the exercise of a power under subsection (1) or (2). 2002, c. 1, Sched. A, s. 10.

Holding corporation

50.2.1 (1) Despite subsection 48.2 (5), if Her Majesty in right of Ontario is the only holder of voting securities of Hydro One Inc., the Minister may transfer all of those voting securities to a corporation established under section 50.1, and if the Minister does so, then the following rules apply on and from the completion of the transfer despite anything else in this Act, but subject to the regulations under subsection (2):

7. 1 Every reference in this Part and in the regulations under this Part to Hydro One Inc. shall be deemed to be a reference to that corporation established under section 50.1.
8. 2. Every other reference to Hydro One Inc. in this Act and in the regulations and in any other Act or regulation shall be deemed to include a reference to that corporation established under section 50.1. 2015, c. 20, Sched. 9, s. 6.

Regulations

(2) The Lieutenant Governor in Council may make regulations clarifying or modifying the application of the rules set out in paragraphs 1 and 2 of subsection (1). 2015, c. 20, Sched. 9, s. 6.

Proceeds of disposition

50.3 (1) This section applies if an amount is payable into the Consolidated Revenue Fund in respect of,

9. (a) the disposition of any securities or debt obligations of, or other interest in, Hydro One Inc. or any of its subsidiaries, a corporation established under section 50, a corporation or other entity established under section 50.1 or an arrangement made under section 50.1; or
10. (b) capital for any shares of Hydro One Inc. 2015, c. 20, Sched. 9, s. 7.

Payment to Financial Corporation

(2) The Minister of Finance shall pay to the Financial Corporation an amount equal to the proceeds payable to the Crown in respect of the disposition of securities, debt obligations or other interest described in clause (1) (a),

11. (a) less any amount that the Minister considers advisable in connection with the acquisition of the securities, debt obligations or interest, including the amount of the purchase price, any obligations assumed and any other costs incurred by the Crown and any amounts which have been allocated by the Crown to the Financial Corporation in respect of the securities; and
12. (b) less the amount of any costs incurred by the Crown in disposing of the securities, debt obligation or interest. 2015, c. 20, Sched. 9, s. 7.

Same

(3) The Minister of Finance shall pay to the Financial Corporation an amount equal to the amount payable to the Crown in respect of capital for any shares of Hydro One Inc. less any amount that the Minister considers advisable in connection with the acquisition of the shares, including the amount of the purchase price, any obligations assumed and any other costs incurred by the Crown. 2015, c. 20, Sched. 9, s. 7.

Payment methods

(4) The amounts payable to the Financial Corporation under subsections (2) and (3) are payable out of the Consolidated Revenue Fund and the Minister of Finance shall make the payments in cash, by set off, through the issuance of securities or debt obligations or in another form as determined by the Minister. 2015, c. 20, Sched. 9, s. 7.

Same

(5) The Minister's authority under subsection (4) to make a payment through the issuance of securities or debt obligations includes the authority to determine their terms and conditions. 2015, c. 20, Sched. 9, s. 7.

Same

(6) For greater certainty, the Minister's authority under subsection (4) includes making a payment by granting a remission of all or part of a debt owed by the Financial Corporation to Her Majesty in right of Ontario, and any remission so granted shall be reported to the Legislature in the Public Accounts. 2015, c. 20, Sched. 9, s. 7.

Repeal

(7) **This section is repealed on the day on which Part V is repealed under section 84.1. 2015, c. 20, Sched. 9, s. 7.**

PART V THE FINANCIAL CORPORATION

Objects and character

55 (1) The objects of the Financial Corporation include, in addition to any other objects,

13. (a) managing its debt;
14. (b) receiving payments made to the Financial Corporation under this Act or pursuant to any other authority;
15. (c) administering assets, liabilities, rights and obligations of the Financial Corporation and disposing or otherwise dealing with them as it considers appropriate or as the Minister of Finance directs under section 74;

- 16. (d) exercising and performing powers and duties under Part VII;
- 17. (e) effecting financings, including establishing trusts, corporations, partnerships or other entities for that purpose; and
- 18. (f) such other objects as may be specified by the Lieutenant Governor in Council. 1998, c. 15, Sched. A, s. 55 (1); 2002, c. 1, Sched. A, s. 12 (1).

Managing debt

(2) For the purpose of this section, managing the Financial Corporation's debt includes,

- 19. (a) servicing and retiring debt;
- 20. (b) borrowing, including refinancing, renewing or replacing debt;
- 21. (c) investing funds; and
- 22. (d) managing financial assets, financial liabilities and financial risks. 1998, c. 15, Sched. A, s. 55 (2).

Capacity

(3) The Financial Corporation has the capacity and the rights, powers and privileges of a natural person. 1998, c. 15, Sched. A, s. 55 (3); 2002, c. 1, Sched. A, s. 12 (2).

Use of revenues

62 Despite the *Financial Administration Act*, the revenues received by the Financial Corporation do not form part of the Consolidated Revenue Fund and shall be used by the Corporation for the purpose of carrying out its objects. 1998, c. 15, Sched. A, s. 62.

PART VI SPECIAL PAYMENTS

Payments in lieu of federal corporate tax

89 (1) If Hydro One Inc., a subsidiary of Hydro One Inc., Ontario Power Generation Inc. or a subsidiary of Ontario Power Generation Inc. is exempt under subsection 149 (1) of the *Income Tax Act* (Canada) from the payment of tax under that Act, it shall pay to the Financial Corporation in respect of each taxation year an amount equal to the amount of the tax that it would be liable to pay under that Act if it were a corporation to which that subsection did not apply. 1998, c. 15, Sched. A, s. 89 (1); 2002, c. 1, Sched. A, s. 15 (1); 2007, c. 7, Sched. 12, s. 2.

Corridor land

(1.1) The amount payable under subsection (1) by a person or entity from whom corridor land is transferred by section 114.2 shall be determined, for the taxation year in which the transfer occurs and for subsequent taxation years, as if the transfer did not occur. 2002, c. 1, Sched. A, s. 15 (2).

Payments to Minister of Finance

(2) After Part V is repealed under section 84.1, all payments required by this section shall be paid to the Minister of Finance, instead of to the Financial Corporation. 1998, c. 15, Sched. A, s. 89 (2); 2000, c. 42, s. 31.

Commencement of new taxation year

(3) A corporation that is required to make payments under this section shall be deemed, for the purposes of this section, to commence a new taxation year on the day this section comes into force. 1998, c. 15, Sched. A, s. 89 (3).

Payments in lieu of provincial corporate tax

90 (1) If Hydro One Inc., a subsidiary of Hydro One Inc., Ontario Power Generation Inc. or a subsidiary of Ontario Power Generation Inc. is exempt under subsection 57 (1) of the *Corporations Tax Act* from the payment of tax under that Act for a taxation year that ends before January 1, 2009, it shall pay to the Financial Corporation in respect of each taxation year ending before that day an amount equal to the total amount of tax that it would be liable to pay under Parts II, II.1 and III of that Act for that year if it were a corporation to which that subsection did not apply. 2007, c. 7, Sched. 12, s. 3 (3).

Same

(1.0.1) If Hydro One Inc., a subsidiary of Hydro One Inc., Ontario Power Generation Inc. or a subsidiary of Ontario Power Generation Inc. is exempt under subsection 27 (2) of the *Taxation Act, 2007* from the payment of tax under that Act for a taxation year that ends after December 31, 2008, it shall pay to the Financial Corporation in respect of each taxation year ending after that day an amount equal to the total amount of tax that it would be liable to pay

under Divisions B, C and E of Part III of that Act for the taxation year if it were a corporation to which that subsection did not apply. 2007, c. 7, Sched. 12, s. 3 (3).

Corridor land

(1.1) The amount payable under subsection (1) by a person or entity from whom corridor land is transferred by section 114.2 shall be determined, for the taxation year in which the transfer occurs and for subsequent taxation years, as if the transfer did not occur. 2002, c. 1, Sched. A, s. 16 (2).

Payments to Minister of Finance

(2) After Part V is repealed under section 84.1, all payments required by this section shall be paid to the Minister of Finance, instead of to the Financial Corporation. 1998, c. 15, Sched. A, s. 90 (2); 2000, c. 42, s. 32.

Commencement of new taxation year

(3) A corporation that is required to make payments under this section shall be deemed, for the purposes of this section, to commence a new taxation year on the day this section comes into force. 1998, c. 15, Sched. A, s. 90 (3).

Order to remit, Financial Corporation

95.1 (1) On the recommendation of the Minister of Finance, the Lieutenant Governor in Council may order the Financial Corporation to remit an amount payable under Part V.1 or VI or under section 83.1 of the *Corporations Tax Act* if the Lieutenant Governor in Council considers it to be in the public interest to do so. 2000, c. 42, s. 37; 2002, c. 1, Sched. A, s. 20 (1); 2004, c. 16, Sched. D, Table.

Scope of remission

- (2) A remission ordered under subsection (1) may be total or partial, conditional or unconditional and may be made,
23. (a) before, after or pending any suit or proceeding for the recovery of the amount in respect of which the remission is granted;
 24. (b) before or after any payment of the amount payable under Part V.1 or VI or under section 83.1 of the *Corporations Tax Act* has been made or enforced by process or execution; or
 25. (c) in any particular case or class of cases and before the liability to pay arises. 2000, c. 42, s. 37; 2002, c. 1, Sched. A, s. 20 (2); 2004, c. 16, Sched. D, Table.

Form of remission

(3) A remission ordered under subsection (1) may be made,

26. (a) by forbearing to institute a suit or proceeding for the recovery of the amount in respect of which remission is granted;
27. (b) by delaying, staying or discontinuing any suit or proceeding already instituted;
28. (c) by forbearing to enforce, staying or abandoning any execution or process upon any judgment;
29. (d) by the entry of satisfaction upon any judgment; or
30. (e) by repaying any sum of money paid to or recovered by the Financial Corporation. 2000, c. 42, s. 37.

Conditional remission

(4) If a remission ordered under subsection (1) is made subject to a condition and the condition is not performed, the amount remitted or to be remitted may be collected or all proceedings may be had as if there had been no remission. 2000, c. 42, s. 37.

Effect of remission

(5) An unconditional remission and, upon performance of the condition, a conditional remission have effect as if the remission was made after the amount in respect of which it was granted had been sued for and recovered. 2000, c. 42, s. 37.

PART IX REGULATIONS

114 (1) The Lieutenant Governor in Council may make regulations,

- (a) prescribing other objects for the purposes of clause 6 (1) (s);
- (a.1) REPEALED: 2014, c. 7, Sched. 7, s. 15 (1).

- (b) governing the IESO's borrowing, investment of funds and the management of its financial assets, liabilities and risks, including,
 - (i) prescribing rules and restrictions that apply to borrowing, investment and management of financial assets, liabilities and risks,
 - (ii) prescribing purposes for which the IESO may borrow, invest or manage its financial assets, liabilities and risks,
 - (iii) prescribing the types of debt instruments and financial obligations that the IESO can issue or enter into for or in relation to borrowing,
 - (iv) prescribing classes of securities, investment instruments and financial agreements that the IESO is authorized to invest in or enter into or is not authorized to invest in or enter into;
- (c) governing the IESO's obligation to make information available in French;
 - (c.1) prescribing classes of persons for the purposes of subsection 10 (4);
 - (c.2) prescribing other matters that are to be dealt with in the Governance and Structure By-law;
 - (c.3) respecting the calculation of the fees referred to in subsection 23 (4) and respecting the manner in which and the time at which they are to be paid;
 - (c.4) prescribing the types of expenditures the IESO may recover through fees and charges and any restrictions and limitations in respect of the recovery of an expenditure;
 - (c.5) respecting the calculation of the fees and charges referred to in section 25.1 and respecting the manner in which and the time at which they are collected by the IESO;
 - (c.6) prescribing provisions of the *Business Corporations Act*, the *Corporations Act* or the *Corporations Information Act* that apply, with necessary modifications, to the IESO;

Note: On the later of the day subsection 4 (1) of the *Not-for-Profit Corporations Act, 2010* comes into force and the day subsection 15 (1) of Schedule 7 to the *Building Opportunity and Securing Our Future Act (Budget Measures)*, 2014 comes into force, clause (c.6) is amended by striking out "the *Corporations Act*" and substituting "the *Not-for-Profit Corporations Act, 2010*". (See: 2014, c. 7, Sched. 7, ss. 15 (2), 17 (4))

- (d) prescribing transmitters, distributors, generators, retailers and consumers or classes of transmitters, distributors, generators, retailers and consumers for the purpose of subsection 26 (2);
 - (d.1) governing renewable energy generation facilities including, but not limited to,
 - (i) the location of the facilities,
 - (ii) the generating capacity of such facilities,
 - (iii) the connection of such facilities to transmission systems and distribution systems, including technical specifications with respect to the connection, and
 - (iv) when such facilities must have commenced operation in order to be considered a renewable energy generation facility under this Act;
- (e) prescribing contracts or classes of contracts to which subsection 26 (3), (4) or (6) does not apply, subject to such conditions or restrictions as may be specified in the regulations;
- (f) prescribing the amount of electricity referred to in the definition of "low-volume consumer" in subsection 26 (10);

Note: On a day to be named by proclamation of the Lieutenant Governor, subsection (1) is amended by adding the following clauses:

- (f.0.1) for the purposes of section 28.1, prescribing the manner and the circumstances by which a distributor must connect a building to its distribution system;
- (f.0.2) prescribing properties and classes of properties and consumers and classes of consumers for the purposes of section 28.1;
- (f.0.3) prescribing consumers or classes of consumers for the purposes of section 30.1;
- (f.0.4) prescribing the requirements where a distributor or suite meter provider must provide consumers or classes of consumers with specific arrangements in respect of security, including the type or kind of arrangements which the distributor or suite meter provider must accept and prescribing alternative arrangements in respect of security for the purposes of section 30.1;

(f.0.5) governing security, alternative security arrangements and the criteria that must be satisfied with respect to security or alternative security arrangements for the purposes of section 30.1;

(f.0.6) prescribing the meaning of “security” for the purposes of section 30.1;

See: 2010, c. 8, ss. 37 (11), 40.

(f.1) prescribing periods for the purpose of subsections 31 (4) and (5);

Note: On a day to be named by proclamation of the Lieutenant Governor, clause (f.1) is repealed and the following substituted:

(f.1) for the purposes of section 31 (termination of service), governing all matters dealt with in that section that are required or permitted to be prescribed by regulation or that are required or permitted to be done in accordance with the regulations;

See: 2010, c. 8, ss. 37 (12), 40.

(g) respecting limits and criteria for the purposes of section 29.1;

(g.1) prescribing information for the purposes of subsections 33 (2) and 34 (2.1);

(g.2) prescribing reasons for the purpose of paragraph 5 of subsection 34 (1);

(h) prescribing an amount for the purpose of clause 36 (1) (a);

(h.0.1) respecting reliability standards;

(h.1) for the purpose of subsection 46.1 (2), prescribing types of fuel and, with respect to each type of fuel that is prescribed, prescribing one or more other types of fuel as substitute fuels;

(h.2) for the purpose of clause 46.2 (1) (a), prescribing types of fuel;

(i) designating a person or body as the Electrical Safety Authority for the purposes of this Act;

(j) prescribing persons or bodies or classes of persons or bodies with which the Electrical Safety Authority may enter into agreements under section 113.18;

(k) prescribing consumer protection requirements that apply to market participants;

(l) governing standards for and the use of electricity meters;

(l.1) requiring persons to offer, install or use electricity meters or other devices of a type specified by the regulations for the purpose of promoting energy conservation, energy efficiency or load management;

(m) exempting any person or class of persons from any provision of this Act, subject to such conditions or restrictions as may be prescribed by the regulations;

(n) defining any word or expression used in this Act that is not defined in this Act;

(o) deeming a reference in any Act to Ontario Hydro to be a reference to a person or other entity specified in the regulations, subject to such conditions as may be prescribed by the regulations;

(o.1) prescribing anything referred to in this Act as prescribed by the regulations or as prescribed;

(p) providing for such transitional matters as the Lieutenant Governor in Council considers necessary or advisable in connection with the implementation of this Act;

(q) respecting any matter that the Lieutenant Governor in Council considers necessary or advisable to carry out effectively the purposes of this Act. 1998, c. 15, Sched. A, s. 114 (1); 2001, c. 23, s. 69; 2002, c. 23, s. 3 (24); 2004, c. 23, Sched. A, s. 53 (1-5); 2004, c. 19, s. 12 (6); 2008, c. 7, Sched. G, s. 5 (1); 2009, c. 12, Sched. B, s. 14 (1); 2014, c. 7, Sched. 7, s. 15 (1, 3).

Tab 2

DIVISION H

Exemptions

Miscellaneous Exemptions

Miscellaneous exemptions

149 (1) No tax is payable under this Part on the taxable income of a person for a period when that person was

Employees of a country other than Canada

(a) an officer or servant of the government of a country other than Canada whose duties require that person to reside in Canada

(i) if, immediately before assuming those duties, the person resided outside Canada,

(ii) if that country grants a similar privilege to an officer or servant of Canada of the same class,

(iii) if the person was not, at any time in the period, engaged in a business or performing the duties of an office or employment in Canada other than the person's position with that government, and

(iv) if the person was not during the period a Canadian citizen;

Members of the family and servants of employees of a country other than Canada

(b) a member of the family of a person described in paragraph 149(1)(a) who resides with that person, or a servant employed by a person described in that paragraph,

(i) if the country of which the person described in paragraph 149(1)(a) is an officer or servant grants a similar privilege to members of the family residing with and servants employed by an officer or servant of Canada of the same class,

(ii) in the case of a member of the family, if that member was not at any time lawfully admitted to Canada for permanent residence, or at any time in the period engaged in a business or performing the duties of an office or employment in Canada,

(iii) in the case of a servant, if, immediately before assuming his or her duties as a servant of a person described in paragraph 149(1)(a), the servant resided outside Canada and, since first assuming those duties in Canada, has not at any time engaged in a business in Canada or been employed in Canada other than by a person described in that paragraph, and

SECTION H

Exemptions

Exemptions diverses

Exemptions diverses

149 (1) Aucun impôt n'est payable en vertu de la présente partie, sur le revenu imposable d'une personne, pour la période où cette personne était :

Employés d'un pays étranger

a) un agent ou fonctionnaire du gouvernement d'un pays étranger obligé, à cause de ses fonctions, de résider au Canada, si les conditions suivantes sont réunies :

(i) immédiatement avant d'entrer en fonctions, il résidait à l'étranger,

(ii) ce pays accorde un privilège semblable aux agents ou fonctionnaires du Canada de la même catégorie,

(iii) à aucun moment de cette période, il n'a exploité d'entreprise ni n'a rempli au Canada les fonctions d'une charge ou d'un emploi autre que le poste qu'il occupait pour le compte de ce gouvernement,

(iv) il n'était pas citoyen canadien pendant cette période;

Membres de la famille et serviteurs des employés d'un pays étranger

b) un membre de la famille d'une personne visée à l'alinéa a) qui réside avec cette personne, ou un serviteur employé par une personne visée à cet alinéa, si les conditions suivantes sont réunies :

(i) le pays dont la personne visée à l'alinéa a) est un agent ou fonctionnaire accorde un privilège semblable aux membres de la famille d'un agent ou fonctionnaire du Canada de la même catégorie qui résident avec lui et aux serviteurs employés par lui,

(ii) il n'a, dans le cas d'un membre de la famille, jamais été légalement admis au Canada pour y résider en permanence ou n'a, à aucun moment de cette période, exploité d'entreprise ni rempli les fonctions d'une charge ou d'un emploi au Canada,

(iii) dans le cas d'un serviteur, immédiatement avant d'occuper son emploi comme serviteur d'une personne visée à l'alinéa a), il résidait à l'étranger et, depuis qu'il a pour la première fois occupé son

(iv) if the member of the family or servant was not during the period a Canadian citizen;

Municipal authorities

(c) a municipality in Canada, or a municipal or public body performing a function of government in Canada;

Corporations owned by the Crown

(d) a corporation, commission or association all of the shares (except directors' qualifying shares) or of the capital of which was owned by one or more persons each of which is Her Majesty in right of Canada or Her Majesty in right of a province;

Corporations 90% owned by the Crown

(d.1) a corporation, commission or association not less than 90% of the shares (except directors' qualifying shares) or of the capital of which was owned by one or more persons each of which is Her Majesty in right of Canada or Her Majesty in right of a province;

Wholly-owned corporations

(d.2) a corporation all of the shares (except directors' qualifying shares) or of the capital of which was owned by one or more persons each of which is a corporation, commission or association to which this paragraph or paragraph (d) applies for the period;

90% owned corporations

(d.3) a corporation, commission or association not less than 90% of the shares (except directors' qualifying shares) or of the capital of which was owned by

(i) one or more persons each of which is Her Majesty in right of Canada or a province or a person to which paragraph (d) or (d.2) applies for the period, or

(ii) one or more municipalities in Canada in combination with one or more persons each of which is Her Majesty in right of Canada or a province or a person to which paragraph 149(1)(d) or 149(1)(d.2) applies for the period;

Combined ownership

(d.4) a corporation all of the shares (except directors' qualifying shares) or of the capital of which was owned by one or more persons each of which is a corporation, commission or association to which this paragraph or any of paragraphs (d) to (d.3) applies for the period;

Income within boundaries of entities

(d.5) subject to subsections (1.2) and (1.3), a corporation, commission or association not less than 90% of the capital of which was owned by one or more entities each of which is a municipality in Canada, or a

emploi au Canada, il n'a jamais exploité d'entreprise au Canada ni été employé au Canada par une personne autre qu'une personne visée à cet alinéa,

(iv) il n'était pas citoyen canadien pendant cette période;

Administrations municipales

c) une municipalité au Canada ou un organisme municipal ou public remplissant une fonction gouvernementale au Canada;

Sociétés d'État

d) une société, commission ou association dont les actions (sauf les actions conférant l'admissibilité à des postes d'administrateurs) ou le capital appartaient à Sa Majesté du chef du Canada, à Sa Majesté du chef d'une province ou à plusieurs de ces personnes;

Sociétés d'État à 90 %

d.1) une société, commission ou association dont au moins 90 % des actions (sauf les actions conférant l'admissibilité à des postes d'administrateurs) ou du capital appartaient à Sa Majesté du chef du Canada, à Sa Majesté du chef d'une province ou à plusieurs de ces personnes;

Sociétés à 100 %

d.2) une société dont les actions (sauf les actions conférant l'admissibilité à des postes d'administrateurs) ou le capital appartaient à une société, commission ou association à laquelle l'alinéa d) ou le présent alinéa s'applique pour la période, ou à plusieurs de ces personnes;

Sociétés à 90 %

d.3) une société, commission ou association dont au moins 90 % des actions (sauf les actions conférant l'admissibilité à des postes d'administrateurs) ou du capital appartaient :

(i) soit à Sa Majesté du chef du Canada ou d'une province ou à une personne à laquelle les alinéas d) ou d.2) s'appliquent pour la période, ou à plusieurs de ces personnes,

(ii) soit à une ou plusieurs municipalités du Canada et à une ou plusieurs personnes dont chacune est Sa Majesté du chef du Canada ou d'une province ou une personne à laquelle les alinéas d) ou d.2) s'appliquent pour la période;

municipal or public body performing a function of government in Canada, if the income for the period of the corporation, commission or association from activities carried on outside the geographical boundaries of the entities does not exceed 10% of its income for the period;

Subsidiaries of municipal corporations

(d.6) subject to subsections (1.2) and (1.3), a particular corporation all of the shares (except directors' qualifying shares) or of the capital of which was owned by one or more entities (referred to in this paragraph as "qualifying owners") each of which is, for the period, a corporation, commission or association to which paragraph (d.5) applies, a corporation to which this paragraph applies, a municipality in Canada, or a municipal or public body performing a function of government in Canada, if no more than 10% of the particular corporation's income for the period is from activities carried on outside

(i) if a qualifying owner is a municipality in Canada, or a municipal or public body performing a function of government in Canada, the geographical boundaries of each such qualifying owner,

(ii) if paragraph (d.5) applies to a qualifying owner, the geographical boundaries of the municipality, or municipal or public body, referred to in that paragraph in its application to each such qualifying owner, and

(iii) if this paragraph applies to a qualifying owner, the geographical boundaries of the municipality, or municipal or public body, referred to in subparagraph (i) or paragraph (d.5), as the case may be, in their respective applications to each such qualifying owner;

Certain organizations

(e) an agricultural organization, a board of trade or a chamber of commerce, no part of the income of which was payable to, or was otherwise available for the personal benefit of, any proprietor, member or shareholder thereof;

Registered charities

(f) a registered charity;

Registered Canadian amateur athletic association

(g) a registered Canadian amateur athletic association;

Association of Universities and Colleges of Canada

(h.1) the Association of Universities and Colleges of Canada, incorporated by the Act to incorporate

Propriété conjointe

d.4) une société dont les actions (sauf les actions conférant l'admissibilité à des postes d'administrateurs) ou le capital appartenaient à une société, commission ou association à laquelle les alinéas d) à d.3) ou le présent alinéa s'appliquent pour la période, ou à plusieurs de ces personnes;

Administrations publiques

d.5) sous réserve des paragraphes (1.2) et (1.3), une société, commission ou association dont au moins 90 % du capital appartenait à une ou plusieurs entités dont chacune est une municipalité du Canada ou un organisme municipal ou public remplissant une fonction gouvernementale au Canada, pourvu que le revenu de la société, commission ou association pour la période provenant d'activités exercées en dehors des limites géographiques des entités ne dépasse pas 10 % de son revenu pour la période;

Administrations municipales

d.6) sous réserve des paragraphes (1.2) et (1.3), une société donnée dont les actions (sauf les actions conférant l'admissibilité à des postes d'administrateurs) ou le capital appartenaient à une ou plusieurs entités (appelées « propriétaires admissibles » au présent alinéa) dont chacune est, pour la période, une société, une commission ou une association à laquelle l'alinéa d.5) s'applique, une société à laquelle le présent alinéa s'applique, une municipalité au Canada ou un organisme municipal ou public remplissant une fonction gouvernementale au Canada, si le revenu de la société donnée pour la période provenant des activités ci-après ne dépasse pas 10 % de son revenu pour la période :

(i) si le propriétaire admissible est une municipalité au Canada ou un organisme municipal ou public remplissant une fonction gouvernementale au Canada, les activités exercées en dehors des limites géographiques de ce propriétaire admissible,

(ii) si l'alinéa d.5) s'applique à un propriétaire admissible, les activités exercées en dehors des limites géographiques de la municipalité ou de l'organisme municipal ou public visés à cet alinéa quant à son application à chacun de ces propriétaires admissibles,

(iii) si le présent alinéa s'applique à un propriétaire admissible, les activités exercées en dehors des limites géographiques d'une municipalité ou d'un organisme municipal ou public visés au sous-alinéa (i) ou à l'alinéa d.5), selon le cas, quant à leur application respective à chacun de ces propriétaires admissibles;

Association of Universities and Colleges of Canada, chapter 75 of the Statutes of Canada, 1964-65;

Certain housing corporations

(i) a corporation that was constituted exclusively for the purpose of providing low-cost housing accommodation for the aged, no part of the income of which was payable to, or was otherwise available for the personal benefit of, any proprietor, member or shareholder thereof;

Non-profit corporations for scientific research and experimental development

(j) a corporation that was constituted exclusively for the purpose of carrying on or promoting scientific research and experimental development, no part of whose income was payable to, or was otherwise available for the personal benefit of, any proprietor, member or shareholder thereof, that has not acquired control of any other corporation and that, during the period,

(i) did not carry on any business, and

(ii) expended amounts in Canada each of which is

(A) an expenditure on scientific research and experimental development (within the meaning that would be assigned by paragraph 37(8)(a) if subsection 37(8) were read without reference to paragraph 37(8)(d)) directly undertaken by or on behalf of the corporation, or

(B) a payment to an association, university, college or research institute or other similar institution, described in clause 37(1)(a)(ii)(A) or 37(1)(a)(ii)(B) to be used for scientific research and experimental development, and

the total of which is not less than 90% of the amount, if any, by which the corporation's gross revenue for the period exceeds the total of all amounts paid in the period by the corporation because of subsection 149(7.1);

Labour organizations

(k) a labour organization or society or a benevolent or fraternal benefit society or order;

Non-profit organizations

(l) a club, society or association that, in the opinion of the Minister, was not a charity within the meaning assigned by subsection 149.1(1) and that was organized and operated exclusively for social welfare, civic improvement, pleasure or recreation or for any other purpose except profit, no part of the income of which was payable to, or was otherwise available for the

Certaines organisations

e) une organisation agricole, un board of trade ou une chambre de commerce dont aucune partie du revenu n'était payable à un propriétaire, membre ou actionnaire de ces organisations, ou ne pouvait par ailleurs servir au profit personnel de ceux-ci;

Organismes de bienfaisance enregistrés

f) un organisme de bienfaisance enregistré;

Association canadienne enregistrée de sport amateur

g) une association canadienne enregistrée de sport amateur;

Association des universités et collèges

h.1) l'Association des universités et collèges du Canada, constituée par la *Loi constituant en corporation l'Association des Universités et Collèges du Canada*, chapitre 75 des Statuts du Canada de 1964-65;

Certaines sociétés d'habitation

i) une société constituée exclusivement dans le but de fournir des logements à loyer modique aux personnes âgées et dont aucun revenu n'était payable à un propriétaire, membre ou actionnaire de cette société ou ne pouvait par ailleurs servir au profit personnel de ceux-ci;

Sociétés de recherche scientifique et de développement expérimental à but non lucratif

j) une société constituée exclusivement pour pour suivre ou promouvoir des activités de recherche scientifique et de développement expérimental, dont aucun revenu n'était payable à un propriétaire, membre ou actionnaire de cette société, ou ne pouvait par ailleurs servir au profit personnel de ceux-ci, qui n'a pas acquis le contrôle d'une autre société et qui, durant cette période, a rempli les conditions suivantes :

(i) elle n'a exploité aucune entreprise,

(ii) elle a dépensé pour un total, au minimum, de 90 % de l'excédent éventuel de son revenu brut pour la période sur le total des montants qu'elle a payés au cours de la période par l'effet du paragraphe (7.1), des sommes au Canada dont chacune constitue :

(A) une dépense afférente aux activités de recherche scientifique et de développement expérimental, au sens de l'alinéa 37(8)a), compte non tenu de l'alinéa 37(8)d), directement exercées par la société ou pour son compte,

personal benefit of, any proprietor, member or shareholder thereof unless the proprietor, member or shareholder was a club, society or association the primary purpose and function of which was the promotion of amateur athletics in Canada;

Mutual insurance corporations

(m) a mutual insurance corporation that received its premiums wholly from the insurance of churches, schools or other charitable organizations;

Housing companies

(n) a limited-dividend housing company (within the meaning of that expression as defined in section 2 of the *National Housing Act*), all or substantially all of the business of which is the construction, holding or management of low-rental housing projects;

Pension trusts

(o) a trust governed by a registered pension plan;

Pension corporations

(o.1) a corporation

(i) incorporated and operated throughout the period either

(A) solely for the administration of a registered pension plan, or

(B) for the administration of a registered pension plan and for no other purpose other than acting as trustee of, or administering, a trust governed by a retirement compensation arrangement, where the terms of the arrangement provide for benefits only in respect of individuals who are provided with benefits under the registered pension plan, and

(ii) accepted by the Minister as a funding medium for the purpose of the registration of the pension plan;

Idem

(o.2) a corporation

(i) incorporated before November 17, 1978 solely in connection with, or for the administration of, a registered pension plan,

(ii) that has at all times since the later of November 16, 1978 and the date on which it was incorporated

(A) limited its activities to

(B) un paiement fait à une entité visée aux divisions 37(1)a(ii)(A) ou (B) et devant servir à des activités de recherche scientifique et de développement expérimental;

Organisations ouvrières

k) une organisation ou association ouvrière ou une association de bienfaisance ou de secours mutuels;

Organisations à but non lucratif

l) un cercle ou une association qui, de l'avis du ministre, n'était pas un organisme de bienfaisance au sens du paragraphe 149.1(1) et qui est constitué et administré uniquement pour s'assurer du bien-être social, des améliorations locales, s'occuper des loisirs ou fournir des divertissements, ou exercer toute autre activité non lucrative, et dont aucun revenu n'était payable à un propriétaire, un membre ou un actionnaire, ou ne pouvait par ailleurs servir au profit personnel de ceux-ci, sauf si le propriétaire, le membre ou l'actionnaire était un cercle ou une association dont le but premier et la fonction étaient de promouvoir le sport amateur au Canada;

Compagnies d'assurance mutuelle

m) une compagnie d'assurance mutuelle dont les primes ne proviennent que de l'assurance d'églises, d'écoles ou d'œuvres de bienfaisance;

Sociétés immobilières

n) une société immobilière à dividendes limités (au sens de l'article 2 de la *Loi nationale sur l'habitation*), si la totalité, ou presque, des activités de l'entreprise consiste à construire, à détenir ou à administrer des ensembles d'habitation HLM;

Fiducies de pension

o) une fiducie régie par un régime de pension agréé;

Sociétés de gestion de pension

(o.1) une société qui, à la fois :

(i) est constituée et exploitée tout au long de la période :

(A) soit uniquement pour la gestion d'un régime de pension agréé,

(B) soit pour la gestion d'un régime de pension agréé et dans l'unique but d'agir comme fiduciaire d'une fiducie régie par une convention de retraite ou de gérer une telle fiducie, dans le cas où les conditions de la convention ne permettent d'assurer des prestations qu'aux particuliers auxquels des prestations sont assurées par le régime de pension agréé,

(I) acquiring, holding, maintaining, improving, leasing or managing capital property that is real property or an interest in real property — or immovables or a real right in immovables — owned by the corporation, another corporation described by this subparagraph and subparagraph (iv) or a registered pension plan, and

(II) investing its funds in a partnership that limits its activities to acquiring, holding, maintaining, improving, leasing or managing capital property that is real property or an interest in real property — or immovables or a real right in immovables — owned by the partnership,

(B) made no investments other than in real property or an interest in real property — or immovables or a real right in immovables — or investments that a pension plan is permitted to make under the *Pension Benefits Standards Act, 1985* or a similar law of a province, and

(C) borrowed money solely for the purpose of earning income from real property or an interest in real property or from immovables or a real right in immovables,

(ii.1) that throughout the period

(A) limited its activities to

(I) acquiring Canadian resource properties by purchase or by incurring Canadian exploration expense or Canadian development expense, or

(II) holding, exploring, developing, maintaining, improving, managing, operating or disposing of its Canadian resource properties,

(B) made no investments other than in

(I) Canadian resource properties,

(II) property to be used in connection with Canadian resource properties described in clause 149(1)(o.2)(ii.1)(A),

(III) loans secured by Canadian resource properties for the purpose of carrying out any activity described in clause 149(1)(o.2)(ii.1)(A) with respect to Canadian resource properties, or

(ii) est acceptée par le ministre comme moyen de financement dans le cadre de l'agrément d'un régime de pension;

Idem

o.2) une société :

(i) constituée avant le 17 novembre 1978 uniquement dans le cadre d'un régime de pension agréé ou pour la gestion de celui-ci,

(ii) qui, à tout moment depuis le dernier en date du 16 novembre 1978 et du jour de sa constitution, à la fois :

(A) a limité ses activités aux activités suivantes :

(I) l'acquisition, la détention, l'entretien, l'amélioration, la location ou la gestion d'immobilisations qui sont des immeubles, ou des droits réels sur ceux-ci — ou des biens réels ou des intérêts sur ceux-ci — appartenant à la société, à une autre société visée au présent sous-alinéa et au sous-alinéa (iv) ou à un régime de pension agréé,

(II) le placement de ses fonds dans une société de personnes qui limite ses activités à l'acquisition, la détention, l'entretien, l'amélioration, la location ou la gestion d'immobilisations qui sont des immeubles, ou des droits réels sur ceux-ci — ou des biens réels ou des intérêts sur ceux-ci — appartenant à la société de personnes,

(B) n'a fait que des placements dans des immeubles ou dans des droits réels sur ceux-ci — ou dans des biens réels ou dans des intérêts sur ceux-ci — ou des placements que peut faire un régime de pension en vertu de la *Loi de 1985 sur les normes de prestation de pension* ou une loi provinciale semblable,

(C) n'a emprunté de l'argent que dans le but de tirer un revenu d'un immeuble ou d'un droit réel sur celui-ci — ou d'un bien réel ou d'un intérêt sur celui-ci,

(ii.1) qui, tout au long de la période, à la fois :

(A) a limité ses activités :

(I) soit à acquérir des avoirs miniers canadiens en les achetant ou en engageant des frais d'exploration au Canada ou des frais d'aménagement au Canada,

(IV) investments that a pension fund or plan is permitted to make under the *Pension Benefits Standards Act, 1985* or a similar law of a province, and

(C) borrowed money solely for the purpose of earning income from Canadian resource properties, or

(iii) that made no investments other than investments that a pension fund or plan was permitted to make under the *Pension Benefits Standards Act, 1985* or a similar law of a province, and

(A) the assets of which were at least 98% cash and investments,

(B) that had not accepted deposits or issued bonds, notes, debentures or similar obligations, and

(C) that had derived at least 98% of its income for the period that is a taxation year of the corporation from, or from the disposition of, investments

if, at all times since the later of November 16, 1978 and the date on which it was incorporated,

(iv) all of the shares, and rights to acquire shares, of the capital stock of the corporation are owned by

(A) one or more registered pension plans,

(B) one or more trusts all the beneficiaries of which are registered pension plans,

(C) one or more related segregated fund trusts (within the meaning assigned by paragraph 138.1(1)(a)) all the beneficiaries of which are registered pension plans, or

(D) one or more prescribed persons, or

(v) in the case of a corporation without share capital, all the property of the corporation has been held exclusively for the benefit of one or more registered pension plans,

and for the purposes of subparagraph 149(1)(o.2)(iv), where a corporation has been formed as a result of the merger of two or more other corporations, it shall be deemed to be the same corporation as, and a continuation of, each such other corporation and the shares of the merged corporations shall be deemed to have been altered, in form only, by virtue of the merger and to

(II) soit à détenir, explorer, aménager, entretenir, améliorer, gérer, administrer ses avoirs miniers canadiens ou à en disposer,

(B) n'a fait d'autres placements que dans :

(I) des avoirs miniers canadiens,

(II) des biens devant être utilisés relativement aux avoirs miniers canadiens visés à la division (A),

(III) des prêts garantis par des avoirs miniers canadiens pour l'exercice de toute activité visée à la division (A) relativement à des avoirs miniers canadiens,

(IV) des placements qu'un régime de pension peut faire en vertu de la *Loi de 1985 sur les normes de prestation de pension* ou une loi provinciale semblable,

(C) n'a emprunté de l'argent que dans le but de tirer un revenu d'avoirs miniers canadiens,

(iii) qui n'a fait d'autres placements que ceux qu'un régime de pension pouvait faire en vertu de la *Loi de 1985 sur les normes de prestation de pension* ou une loi provinciale semblable, et :

(A) dont au moins 98 % des actifs se composaient d'espèces et de placements,

(B) qui n'avait pas accepté de dépôts ni émis d'obligations, de billets, de débetures ou de créances semblables,

(C) qui avait tiré au moins 98 % de son revenu pour la période qui constitue l'année d'imposition de la société en effectuant des placements, ou en en disposant,

si à tout moment depuis le dernier en date du 16 novembre 1978 et du jour de sa constitution :

(iv) toutes les actions du capital-actions de la société et le droit de les acquérir appartiennent :

(A) à un ou plusieurs régimes de pension agréés,

(B) à une ou plusieurs fiducies dont tous les bénéficiaires sont des régimes de pension agréés,

(C) à une ou plusieurs fiducies créées à l'égard du fonds réservé (au sens de l'alinéa 138.1(1)a)) dont tous les bénéficiaires sont des régimes de pension agréés,

have continued in existence in the form of shares of the corporation formed as a result of the merger;

Prescribed small business investment corporations

(o.3) a corporation that is prescribed to be a small business investment corporation;

Master trusts

(o.4) a trust that is prescribed to be a master trust and that elects to be such a trust under this paragraph in its return of income for its first taxation year ending in the period;

Trusts under profit sharing plan

(p) a trust under an employees profit sharing plan to the extent provided by section 144;

Trusts under a registered supplementary unemployment benefit plan

(q) a trust under a registered supplementary unemployment benefit plan to the extent provided by section 145;

RCA trusts

(q.1) an RCA trust (within the meaning assigned by subsection 207.5(1));

Trusts under registered retirement savings plan

(r) a trust under a registered retirement savings plan to the extent provided by section 146;

Trusts under deferred profit sharing plan

(s) a trust under a deferred profit sharing plan to the extent provided by section 147;

Trust governed by eligible funeral arrangement

(s.1) a trust governed by an eligible funeral arrangement;

Cemetery care trust

(s.2) a cemetery care trust;

Farmers' and fishermen's insurer

(t) an insurer that, throughout the period, is not engaged in any business other than insurance if, in the opinion of the Minister, on the advice of the Superintendent of Financial Institutions or of the superintendent of insurance of the province under the laws of which the insurer is incorporated, not less than 20% of the total of the gross premium income (net of reinsurance ceded) earned in the period by the insurer and, where the insurer is not a prescribed insurer, by all other insurers that

(i) are specified shareholders of the insurer,

(D) à une ou plusieurs personnes visées par règlement,

(v) lorsqu'il s'agit d'une société sans capital-actions, tous les biens de la société ont été détenus exclusivement au profit d'un ou plusieurs régimes de pension agréés;

pour l'application du sous-alinéa (iv), lorsqu'une société a été constituée par l'unification de plusieurs autres sociétés, elle est réputée être la même société que chacune des autres sociétés et en être la continuation et les actions des sociétés unifiées sont réputées avoir été modifiées, dans leur forme seulement, par l'effet de l'unification et avoir continué à exister sous la forme d'actions de la société issue de l'unification;

Sociétés de placement dans des petites entreprises

o.3) une société qui est, par règlement, une société de placement dans des petites entreprises;

Fiducies principales

o.4) une fiducie principale visée par règlement si elle en fait le choix dans sa déclaration de revenu pour sa première année d'imposition se terminant au cours de la période;

Fiducies instituées en vertu d'un régime de participation des employés aux bénéfices

p) une fiducie instituée en vertu d'un régime de participation des employés aux bénéfices, dans la mesure prévue par l'article 144;

Fiducies instituées en vertu d'un régime enregistré de prestations supplémentaires de chômage

q) une fiducie instituée en vertu d'un régime enregistré de prestations supplémentaires de chômage, dans la mesure prévue par l'article 145;

Fiducies de convention de retraite

q.1) une fiducie de convention de retraite, au sens du paragraphe 207.5(1);

Fiducies instituées en vertu d'un régime enregistré d'épargne-retraite

r) une fiducie instituée en vertu d'un régime enregistré d'épargne-retraite, dans la mesure prévue par l'article 146;

Fiducies instituées en vertu d'un régime de participation différée aux bénéfices

s) une fiducie instituée en vertu d'un régime de participation différée aux bénéfices, dans la mesure prévue par l'article 147;

(ii) are related to the insurer, or

(iii) where the insurer is a mutual corporation, are part of a group that controls, directly or indirectly in any manner whatever, or are controlled, directly or indirectly in any manner whatever by, the insurer,

is in respect of insurance of property used in farming or fishing or residences of farmers or fishermen;

Registered education savings plans

(u) a trust governed by a registered education savings plan to the extent provided by section 146.1;

Trusts under registered disability savings plans

(u.1) a trust governed by a registered disability savings plan to the extent provided by section 146.4;

TFSA trust

(u.2) a trust governed by a TFSA to the extent provided by section 146.2;

Pooled registered pension plan

(u.3) a trust governed by a pooled registered pension plan to the extent provided under section 147.5;

Amateur athlete trust

(v) an amateur athlete trust;

Trusts to provide compensation

(w) a trust established as required under a law of Canada or of a province in order to provide funds out of which to compensate persons for claims against an owner of a business identified in the relevant law where that owner is unwilling or unable to compensate a customer or client, if no part of the property of the trust, after payment of its proper trust expenses, is available to any person other than as a consequence of that person being a customer or client of a business so identified;

Registered retirement income funds

(x) a trust governed by a registered retirement income fund to the extent provided by section 146.3;

Trusts to provide vacation pay

(y) a trust established pursuant to the terms of a collective agreement between an employer or an association of employers and employees or their labour organization for the sole purpose of providing for the payment of vacation or holiday pay, if no part of the property of the trust, after payment of its reasonable expenses, is

(i) available at any time after 1980, or

Fiducie régie par un arrangement de services funéraires

s.1) une fiducie régie par un arrangement de services funéraires;

Fiducie pour l'entretien d'un cimetière

s.2) une fiducie pour l'entretien d'un cimetière;

Assureurs d'agriculteurs et de pêcheurs

t) un assureur qui, tout au long de cette période, n'exploite aucune autre entreprise qu'une entreprise d'assurance, si le ministre, se fondant sur l'avis du surintendant des institutions financières ou du surintendant des assurances de la province sous le régime des lois de laquelle l'assureur a été constitué, estime qu'au moins 20 % du total du revenu brut tiré des primes — moins la réassurance cédée — que gagnent au cours de cette période les personnes suivantes se rapporte à des polices d'assurance portant sur des biens servant à l'agriculture ou à la pêche ou sur des résidences d'agriculteurs ou de pêcheurs :

(i) l'assureur,

(ii) si l'assureur n'est pas visé par règlement, les autres assureurs qui, selon le cas :

(A) sont des actionnaires déterminés de l'assureur,

(B) sont liés à l'assureur,

(C) si l'assureur est une mutuelle, font partie d'un groupe contrôlant l'assureur directement ou indirectement, de quelque manière que ce soit, ou ainsi contrôlé par lui;

Régimes enregistrés d'épargne-études

u) une fiducie régie par un régime enregistré d'épargne-études, dans la mesure prévue par l'article 146.1;

Fiducies régies par des régimes enregistrés d'épargne-invalidité

u.1) une fiducie régie par un régime enregistré d'épargne-invalidité, dans la mesure prévue par l'article 146.4;

Fiducie régie par un compte d'épargne libre d'impôt

u.2) une fiducie régie par un compte d'épargne libre d'impôt, dans la mesure prévue par l'article 146.2;

Régime de pension agréé collectif

u.3) une fiducie régie par un régime de pension agréé collectif, dans la mesure prévue à l'article 147.5;

(ii) paid after December 11, 1979

to any person (other than a person described in paragraph 149(1)(k)) otherwise than as a consequence of that person being an employee or an heir or legal representative thereof;

Qualifying environmental trust

(z) a qualifying environmental trust;

Environmental Quality Act trust

(z.1) a trust

(i) that was created because of a requirement imposed by section 56 of the *Environment Quality Act*, R.S.Q., c. Q-2,

(ii) that is resident in Canada, and

(iii) in which the only persons that are beneficially interested are

(A) Her Majesty in right of Canada,

(B) Her Majesty in right of a province, or

(C) a municipality (as defined in section 1 of that Act) that is exempt because of this subsection from tax under this Part on all of its taxable income; or

Nuclear Fuel Waste Act trust

(z.2) a trust

(i) that was created because of a requirement imposed by subsection 9(1) of the *Nuclear Fuel Waste Act*, S.C. 2002, c. 23,

(ii) that is resident in Canada, and

(iii) in which the only persons that are beneficially interested are

(A) Her Majesty in right of Canada,

(B) Her Majesty in right of a province,

(C) a nuclear energy corporation (as defined in section 2 of that Act) all the shares of the capital stock of which are owned by one or more persons described in clause (A) or (B),

(D) the waste management organization established under section 6 of that Act if all the shares of its capital stock are owned by one or more nuclear energy corporations described in clause (C), or

Fiducie au profit d'un athlète amateur

v) une fiducie au profit d'un athlète amateur;

Fiducies établies à des fins d'indemnisation

w) une fiducie établie conformément à une loi fédérale ou provinciale pour constituer un fonds d'indemnisation des personnes ayant une créance sur le propriétaire d'une entreprise identifiée dans la loi pertinente qui n'est pas disposé à indemniser son client ou en est incapable, si aucune partie des biens de la fiducie, une fois acquittés les frais normaux de celle-ci, n'est disponible à quiconque n'est pas un client d'une entreprise ainsi identifiée, à ce titre;

Fonds enregistrés de revenu de retraite

x) une fiducie régie par un fonds enregistré de revenu de retraite, dans la mesure prévue par l'article 146.3;

Fiducies assurant le paiement des indemnités de vacances

y) une fiducie constituée conformément aux dispositions d'une convention collective entre un employeur ou une association d'employeurs et des employés ou l'organisation ouvrière les représentant, dans le seul but d'assurer le paiement des indemnités de vacances ou de congés, si aucune partie des biens de la fiducie, après paiement de ses dépenses raisonnables, n'est :

(i) disponible à un moment quelconque après 1980,

(ii) payée après le 11 décembre 1979,

à une personne (autre qu'une personne visée à l'alinéa k)) autrement qu'en raison de son emploi ou du fait qu'elle soit un héritier ou un représentant légal de l'employé.

Fiducie pour l'environnement admissible

z) une fiducie pour l'environnement admissible;

Fiducie établie en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement

z.1) une fiducie à l'égard de laquelle les conditions ci-après sont réunies :

(i) elle a été établie en raison d'une exigence imposée par l'article 56 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, L.R.Q., ch. Q-2,

(ii) elle réside au Canada,

(iii) seules les personnes ci-après y ont un droit de bénéficiaire :

(A) Sa Majesté du chef du Canada,

(E) Atomic Energy of Canada Limited, being the company incorporated or acquired in accordance with subsection 10(2) of the *Atomic Energy Control Act*, R.S.C. 1970, c. A-19.

(B) Sa Majesté du chef d'une province,

(C) toute municipalité, au sens de l'article 1 de cette loi, qui est exonérée, par l'effet du présent paragraphe, de l'impôt prévu par la présente partie sur la totalité de son revenu imposable;

Fiducie établie en vertu de la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire*

z.2) une fiducie à l'égard de laquelle les conditions ci-après sont réunies :

(i) elle a été établie en raison d'une exigence imposée par le paragraphe 9(1) de la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire*, L.C. 2002, ch. 23,

(ii) elle réside au Canada,

(iii) seules les personnes ci-après y ont un droit de bénéficiaire :

(A) Sa Majesté du chef du Canada,

(B) Sa Majesté du chef d'une province,

(C) toute société d'énergie nucléaire, au sens de l'article 2 de cette loi, dont la totalité des actions du capital-actions appartiennent à une ou plusieurs personnes visées aux divisions (A) et (B),

(D) la société de gestion des déchets nucléaires constituée en application de l'article 6 de cette loi, si la totalité des actions de son capital-actions appartiennent à une ou plusieurs sociétés d'énergie nucléaire visées à la division (C),

(E) Énergie atomique du Canada limitée, soit la société constituée ou acquise aux termes du paragraphe 10(2) de la *Loi sur le contrôle de l'énergie atomique*, S.R.C. 1970, ch. A-19.

Exception

(1.1) Where at a particular time

(a) a corporation, commission or association (in this subsection referred to as "the entity") would, but for this subsection, be described in any of paragraphs (1)(d) to (d.6),

(b) one or more other persons (other than Her Majesty in right of Canada or a province, a municipality in Canada or a person which, at the particular time, is a person described in any of subparagraphs (1)(d) to (d.6)) have at the particular time one or more rights in equity or otherwise, either immediately or in the future and either absolutely or contingently to, or to acquire, shares or capital of the entity, and

Exception

(1.1) La société, commission ou association (appelée « entité » au présent paragraphe) à l'égard de laquelle les conditions ci-après sont réunies à un moment donné est réputée ne pas être, à ce moment, une personne visée à l'un des alinéas (1)d) à d.6) :

a) elle serait visée à l'un des alinéas (1)d) à d.6) si ce n'était le présent paragraphe;

b) une ou plusieurs autres personnes (sauf Sa Majesté du chef du Canada ou d'une province, une municipalité du Canada ou une personne qui, à ce moment, est visée à l'un des alinéas (1)d) à d.6)) ont, à ce moment, en equity ou autrement, un ou plusieurs droits, immédiats ou futurs, conditionnels ou non, sur les actions

(b) there shall be included in computing a corporation's income and in determining its gross revenue the amount of all gifts received by the corporation and all amounts contributed to the corporation to be used for scientific research and experimental development.

Rules for determining gross revenue

(9) In determining the gross revenue of a corporation for the purpose of determining whether it is described by paragraph 149(1)(j) for a taxation year,

(a) there may be deducted an amount not exceeding its gross revenue for the year computed without including or deducting any amount under this subsection; and

(b) there shall be included any amount that has been deducted under this subsection for the preceding taxation year.

Becoming or ceasing to be exempt

(10) If at any time (in this subsection referred to as "that time"), a person — that is a corporation or, if that time is after September 12, 2013, a trust — becomes or ceases to be exempt from tax under this Part on its taxable income otherwise than by reason of paragraph (1)(t), the following rules apply:

(a) the taxation year of the person that would, but for this paragraph, have included that time is deemed to end immediately before that time, a new taxation year of the person is deemed to begin at that time and, for the purpose of determining the person's fiscal period after that time, the person is deemed not to have established a fiscal period before that time;

(a.1) for the purpose of computing the person's income for its first taxation year that ends after that time, the person is deemed to have deducted under sections 20, 138 and 140 in computing the person's income for its taxation year that ended immediately before that time, the greatest amount that could have been claimed or deducted by the person for that year as a reserve under those sections;

(b) the person is deemed to have disposed, at the time (in this subsection referred to as the "disposition time") that is immediately before the time that is immediately before that time, of each property held by the person immediately before that time for an amount equal to its fair market value at that time and to have reacquired the property at that time at a cost equal to that fair market value; and

ailleurs acquis à titre onéreux) aucune des actions du capital-actions de cette société;

b) sont à inclure dans le calcul du revenu et du revenu brut d'une société les dons qu'elle a reçus et les sommes qui lui ont été versées pour affectation à des activités de recherche scientifique et de développement expérimental.

Calcul du revenu brut

(9) Dans le calcul du revenu brut d'une société ayant pour objet de déterminer si elle est visée à l'alinéa (1)j) pour une année d'imposition :

a) il peut être déduit un montant n'excédant pas son revenu brut pour l'année, calculé sans que soit inclus ni déduit un montant en vertu du présent paragraphe;

b) il doit être inclus tout montant qui a été déduit en vertu du présent paragraphe pour l'année d'imposition précédente.

Début ou cessation d'exonération

(10) Dans le cas où, à un moment donné, une personne — société ou, si ce moment est postérieur au 12 septembre 2013, fiducie — devient exonérée de l'impôt payable en vertu de la présente partie sur son revenu imposable ou cesse de l'être, autrement que par l'effet de l'alinéa (1)t), les règles ci-après s'appliquent :

a) l'année d'imposition de la personne qui, en l'absence du présent alinéa, aurait compris ce moment est réputée avoir pris fin immédiatement avant ce moment et une nouvelle année d'imposition de la personne est réputée avoir commencé à ce moment; pour déterminer l'exercice de la personne après ce moment, celle-ci est réputée ne pas avoir établi d'exercice avant ce moment;

a.1) la personne est réputée, pour le calcul de son revenu pour sa première année d'imposition se terminant après ce moment, avoir déduit en application des articles 20, 138 et 140 dans le calcul de son revenu pour son année d'imposition s'étant terminée immédiatement avant ce moment la somme la plus élevée qui aurait pu être demandée ou déduite par elle pour cette année à titre de provision selon ces articles;

b) la personne est réputée avoir disposé, au moment (appelé « moment de la disposition » au présent paragraphe) qui est immédiatement avant le moment immédiatement avant le moment donné, de chaque bien qu'elle détenait immédiatement avant le moment donné pour une somme égale à sa juste valeur marchande

(c) for the purposes of applying sections 37, 65 to 66.4, 66.7, 111 and 126, subsections 127(5) to (36) and section 127.3 to the person, the person is deemed to be a new corporation or trust, as the case may be, the first taxation year of which began at that time.

(d) [Repealed, 2016, c. 12, s. 54]

Geographical boundaries — body performing government functions

(11) For the purpose of this section, the geographical boundaries of a municipal or public body performing a function of government are

(a) the geographical boundaries that encompass the area in respect of which an Act of Parliament or an agreement given effect by an Act of Parliament recognizes or grants to the body a power to impose taxes; or

(b) if paragraph (a) does not apply, the geographical boundaries within which that body has been authorized by the laws of Canada or of a province to exercise that function.

Information returns

(12) Every person who, because of paragraph 149(1)(e) or 149(1)(l), is exempt from tax under this Part on all or part of the person's taxable income shall, within 6 months after the end of each fiscal period of the person and without notice or demand therefor, file with the Minister an information return for the period in prescribed form and containing prescribed information, if

(a) the total of all amounts each of which is a taxable dividend or an amount received or receivable by the person as, on account of, in lieu of or in satisfaction of, interest, rentals or royalties in the period exceeds \$10,000;

(b) at the end of the person's preceding fiscal period the total assets of the person (determined in accordance with generally accepted accounting principles) exceeded \$200,000; or

(c) an information return was required to be filed under this subsection by the person for a preceding fiscal period.

NOTE: Application provisions are not included in the consolidated text; see relevant amending Acts. R.S., 1985, c. 1 (5th Supp.), s. 149; 1994, c.7, Sch. II, s. 122, Sch. VIII, s. 88; 1995, c. 21, s. 63; 1996, c. 21, s. 37; 1997, c. 25, s. 47; 1998, c. 19, ss. 41, 178; 2001, c. 17, s. 145; 2007, c. 35, s. 116; 2008, c. 28, s. 27; 2011, c. 24, s. 50; 2012, c. 31, s. 38; 2013, c. 34, ss. 138, 307, c. 40, s. 66; 2014, c. 39, s. 53; 2016, c. 12, s. 54.

au moment donné et l'avoir acquis de nouveau à ce moment à un coût égal à cette juste valeur marchande;

c) pour l'application des articles 37, 65 à 66.4, 66.7, 111 et 126, des paragraphes 127(5) à (36) et de l'article 127.3 à la personne, celle-ci est réputée être une nouvelle société ou fiducie, selon le cas, dont la première année d'imposition a commencé au moment donné.

d) [Abrogé, 2016, ch. 12, art. 54]

Limites géographiques — organisme remplissant des fonctions gouvernementales

(11) Pour l'application du présent article, les limites géographiques d'un organisme municipal ou public remplissant une fonction gouvernementale sont les suivantes :

a) celles du territoire à l'égard duquel le pouvoir de percevoir des impôts ou taxes est reconnu ou conféré à l'organisme par une loi fédérale ou par un accord mis en vigueur par une telle loi;

b) en cas d'inapplication de l'alinéa a), celles à l'intérieur desquelles l'organisme est autorisé par les lois fédérales ou provinciales à exercer cette fonction.

Déclaration de renseignements

(12) Toute personne exonérée de l'impôt prévu à la présente partie sur tout ou partie de son revenu imposable par l'effet des alinéas (1)e) ou l) doit présenter au ministre sans avis ni mise en demeure, dans les six mois suivant la fin de chacun de ses exercices, une déclaration de renseignements pour l'exercice sur formulaire prescrit contenant les renseignements prescrits, si, selon le cas :

a) le total des montants représentant chacun un dividende imposable ou un montant reçu ou à recevoir par la personne au titre ou en règlement total ou partiel d'intérêts, de loyers ou de redevances au cours de l'exercice dépasse 10 000 \$;

b) à la fin de l'exercice précédent de la personne, l'actif total de la personne, déterminé en conformité avec les principes comptables généralement reconnus, dépasse 200 000 \$;

c) la personne était tenue de présenter une déclaration de renseignements en application du présent paragraphe pour un exercice antérieur.

NOTE : Les dispositions d'application ne sont pas incluses dans la présente codification; voir les lois modificatives appropriées. L.R. (1985), ch. 1 (5^e suppl.), art. 149; 1994, ch. 7, ann. II, art. 122, ann. VIII, art. 88; 1995, ch. 21, art. 63; 1996, ch. 21, art. 37; 1997, ch. 25, art. 47; 1998, ch. 19, art. 41 et 178; 2001, ch. 17, art. 145; 2007, ch. 35, art. 116; 2008, ch. 28, art. 27; 2011, ch. 24, art. 50; 2012, ch. 31, art. 38; 2013, ch. 34, art. 138 et 307, ch. 40, art. 66; 2014, ch. 39, art. 53; 2016, ch. 12, art. 54.

Tab 3

Ontario Energy Board Act, 1998, S.O. 1998, c. 15, (Schedule B)

PART V REGULATION OF ELECTRICITY

Order re: transmission of electricity

78 (1) No transmitter shall charge for the transmission of electricity except in accordance with an order of the Board, which is not bound by the terms of any contract. 2000, c. 26, Sched. D, s. 2 (7).

Order re: distribution of electricity

(2) No distributor shall charge for the distribution of electricity or for meeting its obligations under section 29 of the *Electricity Act, 1998* except in accordance with an order of the Board, which is not bound by the terms of any contract. 2000, c. 26, Sched. D, s. 2 (7).

Order re the Smart Metering Entity

(2.1) The Smart Metering Entity shall not charge for meeting its obligations under Part IV.2 of the *Electricity Act, 1998* except in accordance with an order of the Board, which is not bound by the terms of any contract. 2006, c. 3, Sched. C, s. 5 (1).

Note: On a day to be named by proclamation of the Lieutenant Governor, section 78 is amended by adding the following subsection:

Order re unit smart meter provider

(2.2) No unit smart meter provider shall charge for unit smart metering except in accordance with an order of the Board, which is not bound by the terms of any contract. 2010, c. 8, s. 38 (12).

See: 2010, c. 8, ss. 38 (12), 40.

Note: On April 1, 2018, the day named by proclamation of the Lieutenant Governor, section 78 is amended by adding the following subsection:

Order re unit sub-meter provider

(2.3) No unit sub-meter provider shall charge for unit sub-metering except in accordance with an order of the Board, which is not bound by the terms of any contract. 2010, c. 8, s. 38 (13).

See: 2010, c. 8, ss. 38 (13), 40.

Rates

(3) The Board may make orders approving or fixing just and reasonable rates for the transmitting or distributing of electricity or such other activity as may be prescribed and for the retailing of electricity in order to meet a distributor's obligations under section 29 of the *Electricity Act, 1998*. 2009, c. 12, Sched. D, s. 12 (1).

Note: On April 1, 2018, the day named by proclamation of the Lieutenant Governor, subsection (3) is amended by striking out "electricity or such other activity" and substituting "electricity, unit sub-metering or unit smart metering or such other activity". See: 2010, c. 8, ss. 38 (14), 40.

Note: On a day to be named by proclamation of the Lieutenant Governor, section 78 is amended by adding the following subsection:

Rates, unit sub-metering and unit smart-metering

(3.0.0.1) The Board shall, in accordance with rules prescribed by the regulations, make orders approving or fixing separate rates for unit sub-metering and for unit smart metering,

- (a) for classes of consumers, as may be prescribed by regulation; and
- (b) for different circumstances, as may be prescribed by regulation. 2010, c. 8, s. 38 (15).

See: 2010, c. 8, ss. 38 (15), 40.

Rates

(3.0.1) The Board may make orders approving or fixing just and reasonable rates for the Smart Metering Entity in order for it to meet its obligations under this Act or under Part IV.2 of the *Electricity Act, 1998*. 2006, c. 3, Sched. C, s. 5 (1).

Orders re deferral or variance accounts

(3.0.2) The Board may make orders permitting the Smart Metering Entity or distributors to establish one or more deferral or variance accounts related to costs associated with the smart metering initiative, in the circumstances prescribed in the regulations. 2006, c. 3, Sched. C, s. 5 (1).

Orders re recovery of smart metering initiative costs

(3.0.3) The Board may make orders relating to the ability of the Smart Metering Entity, distributors, retailers and other persons to recover costs associated with the smart metering initiative, in the situations or circumstances prescribed by regulation and the orders may require them to meet such conditions or requirements as may be prescribed, including providing for the time over which costs may be recovered. 2006, c. 3, Sched. C, s. 5 (1).

Orders re deferral or variance accounts, s. 27.2

(3.0.4) The Board may make orders permitting the IESO, distributors or other licensees to establish one or more deferral or variance accounts related to costs associated with complying with a directive issued under section 27.2. 2009, c. 12, Sched. D, s. 12 (2); 2014, c. 7, Sched. 23, s. 6 (1).

Methods re incentives or recovery of costs

(3.0.5) The Board may, in approving or fixing just and reasonable rates or in exercising the power set out in clause 70 (2) (e), adopt methods that provide,

- (a) incentives to a transmitter or a distributor in relation to the siting, design and construction of an expansion, reinforcement or other upgrade to the transmitter's transmission system or the distributor's distribution system; or
- (b) for the recovery of costs incurred or to be incurred by a transmitter or distributor in relation to the activities referred to in clause (a). 2009, c. 12, Sched. D, s. 12 (2).

Annual rate plan and separate rates for situations prescribed by regulation

(3.1) The Board shall, in accordance with rules prescribed by the regulations, approve or fix separate rates for the retailing of electricity,

- (a) to such different classes of consumers as may be prescribed by the regulations; and
- (b) for such different situations as may be prescribed by the regulations. 2004, c. 23, Sched. B, s. 14 (1).

Same

(3.2) The first rates approved or fixed by the Board under subsection (3.1) shall remain in effect for not less than 12 months and the Board shall approve or fix separate rates under subsection (3.1) after that time for periods of not more than 12 months each or for such shorter time periods as the Minister may direct. 2004, c. 23, Sched. B, s. 14 (1).

Rates to reflect cost of electricity

(3.3) In approving or fixing rates under subsection (3.1),

- (a) the Board shall forecast the cost of electricity to be consumed by the consumers to whom the rates apply, taking into consideration the adjustments required under section 25.33 of the *Electricity Act, 1998* and shall ensure that the rates reflect these costs; and
- (b) the Board shall take into account balances in the IESO's variance accounts established under section 25.33 of the *Electricity Act, 1998* and shall make adjustments with a view to eliminating those balances within 12 months or such shorter time periods as the Minister may direct. 2004, c. 23, Sched. B, s. 14 (1); 2014, c. 7, Sched. 23, s. 6 (2).

Forecasting cost of electricity

(3.4) In forecasting the cost of electricity for the purposes of subsection (3.3), the Board shall have regard to such matters as may be prescribed by the regulations. 2004, c. 23, Sched. B, s. 14 (1).

Imposition of conditions on consumer who enters into retail contract

(3.5) A consumer who enters into or renews a retail contract for electricity after the day he or she becomes subject to a rate approved or fixed under subsection (3.1) is subject to such conditions as may be determined by the Board. 2004, c. 23, Sched. B, 14 (1).

Rates

(4) The Board may make an order under subsection (3) with respect to the retailing of electricity in order to meet a distributor's obligations under section 29 of the *Electricity Act, 1998* even if the distributor is meeting its obligations through an affiliate or through another person with whom the distributor or an affiliate of the distributor has a contract. 1998, c. 15, Sched. B, s. 78 (4).

(5) REPEALED: 2004, c. 23, Sched. B, s. 14 (2).

Same, obligations under s. 29 of *Electricity Act, 1998*

(5.0.1) In approving or fixing just and reasonable rates for the retailing of electricity in order to meet a distributor's obligations under section 29 of the *Electricity Act, 1998*, the Board shall comply with the regulations made under clause 88 (1) (g.5). 2003, c. 8, s. 1.

Same, Hydro One Inc. and subsidiaries

(5.1) In approving or fixing just and reasonable rates for Hydro One Inc. or a subsidiary of Hydro One Inc., the Board shall apply a method or technique prescribed by regulation for the calculation and treatment of transfers made by Hydro One Inc. or its subsidiary, as the case may be, that are authorized by section 50.1 of the *Electricity Act, 1998*. 2002, c. 1, Sched. B, s. 8; 2003, c. 3, s. 52 (2).

Same, statutory right to use corridor land

(5.2) In approving or fixing just and reasonable rates for a transmitter who has a statutory right to use corridor land (as defined in section 114.1 of the *Electricity Act, 1998*), the Board shall apply a method or technique prescribed by regulation for the treatment of the statutory right. 2002, c. 1, Sched. B, s. 8; 2003, c. 3, s. 52 (3).

Conditions, etc.

(6) An order under this section may include conditions, classifications or practices, including rules respecting the calculation of rates, applicable,

- (a) to the Smart Metering Entity in respect of meeting its obligations;
- (b) to an activity prescribed for the purposes of subsection (3); and
- (c) to the transmission, distribution or retailing of electricity. 2009, c. 12, Sched. D, s. 12 (3).

Note: On April 1, 2018, the day named by proclamation of the Lieutenant Governor, clause (c) is repealed and the following substituted:

- (c) to the transmission, distribution or retailing of electricity or unit sub-metering or unit smart metering.

See: 2010, c. 8, ss. 38 (16), 40.

Deferral or variance accounts

(6.1) If a distributor has a deferral or variance account that relates to the commodity of electricity, the Board shall, from time to time, or as prescribed by the regulations, make an order under this section that determines whether and how amounts recorded in the account shall be reflected in rates. 2017, c. 2, Sched. 10, s. 2 (4).

Same

(6.2) If a distributor has a deferral or variance account that does not relate to the commodity of electricity, the Board shall, from time to time, or as prescribed by the regulations, make an order under this section that determines whether and how amounts recorded in the account shall be reflected in rates. 2017, c. 2, Sched. 10, s. 2 (4).

Same

(6.3) An order that determines whether and how amounts recorded in a deferral or variance account shall be reflected in rates shall be made in accordance with the regulations. 2003, c. 3, s. 52 (4).

Same

(6.4) If an order that determines whether and how amounts recorded in a deferral or variance account shall be reflected in rates is made after the time required by subsection (6.1) or (6.2) and the delay is due in whole or in part to the conduct of a distributor, the Board may reduce the amount that is reflected in rates. 2003, c. 3, s. 52 (4).

Same

(6.5) If an amount recorded in a deferral or variance account of a distributor is reflected in rates, the Board shall consider the appropriate number of billing periods over which the amount shall be divided in order to mitigate the impact on consumers. 2003, c. 3, s. 52 (4).

Same

(6.6) Subsections (6.1), (6.2) and (6.4) do not apply unless section 79.6 has been repealed under section 79.11. 2003, c. 3, s. 52 (4).

Fixing other rates

(7) Upon an application for an order approving or fixing rates, the Board may, if it is not satisfied that the rates applied for are just and reasonable, fix such other rates as it finds to be just and reasonable. 1998, c. 15, Sched. B, s. 78 (7).

Burden of proof

(8) Subject to subsection (9), in an application made under this section, the burden of proof is on the applicant. 1998, c. 15, Sched. B, s. 78 (8).

Order

(9) If the Board of its own motion, or upon the request of the Minister, commences a proceeding to determine whether any of the rates that the Board may approve or fix under this section are just and reasonable, the Board shall make an order under subsection (3) and the burden of establishing that the rates are just and reasonable is on the transmitter or distributor, as the case may be. 1998, c. 15, Sched. B, s. 78 (9).

Note: On April 1, 2018, the day named by proclamation of the Lieutenant Governor, subsection (9) is repealed and the following substituted:

Order

(9) If the Board of its own motion, or upon the request of the Minister, commences a proceeding to determine whether any of the rates that the Board may approve or fix under this section are just and reasonable, the Board shall make an order under subsection (3) and the burden of establishing that the rates are just and reasonable is on the transmitter, distributor or unit sub-meter provider, as the case may be. 2010, c. 8, s. 38 (17).

See: 2010, c. 8, ss. 38 (17), 40.

Change in ownership or control of systems

86 (1) No transmitter or distributor, without first obtaining from the Board an order granting leave, shall,

- (a) sell, lease or otherwise dispose of its transmission or distribution system as an entirety or substantially as an entirety;
- (b) sell, lease or otherwise dispose of that part of its transmission or distribution system that is necessary in serving the public; or
- (c) amalgamate with any other corporation. 2003, c. 3, s. 55 (1).

Same

(1.1) Subsection (1) does not apply with respect to a disposition of securities of a transmitter or distributor or of a corporation that owns securities in a transmitter or distributor. 2002, c. 1, Sched. B, s. 9 (1).

Acquisition of share control

(2) No person, without first obtaining an order from the Board granting leave, shall,

- (a) acquire such number of voting securities of a transmitter or distributor that together with voting securities already held by such person and one or more affiliates or associates of that person, will in the aggregate exceed 10 per cent of the voting securities of the transmitter or distributor; or
- (b) acquire control of any corporation that holds, directly or indirectly, more than 10 per cent of the voting securities of a transmitter or distributor if such voting securities constitute a significant asset of that corporation. 1998, c. 15, Sched. B, s. 86 (2); 2015, c. 29, s. 15 (1, 2).

Same

(2.1) Subsection (2) does not apply to,

- (a) the Crown in right of Ontario;
- (b) an underwriter (within the meaning of the *Securities Act*) who holds the voting securities solely for the purpose of distributing them to the public;
- (c) any person or entity who is acting in relation to the voting securities solely in the capacity of an intermediary in the payment of funds or the delivery of securities or both in connection with trades in securities and who provides centralized facilities for the clearing of trades in securities; or
- (d) any person or entity who holds the voting securities by way of security only. 2002, c. 1, Sched. B, s. 9 (2).

Significant asset

(3) For the purposes of subsection (2),

- (a) an asset is a significant asset if its value is 10 per cent or more of the aggregate book value of the total assets of a person, determined on a consolidated basis in accordance with generally accepted accounting principles; and

- (b) “control”, with respect to a corporation, has the same meaning as in the *Business Corporations Act*. 1998, c. 15, Sched. B, s. 86 (3); 2015, c. 29, s. 15 (3).

Valuation of voting securities

(4) For the purpose of determining whether voting securities constitute a significant asset, the value of the voting securities shall be deemed to be,

- (a) the market value of the securities if more than 10 per cent of the voting securities are publicly traded; and
- (b) 115 per cent of the book value of the voting securities, as determined by the equity method of accounting, in all other cases. 1998, c. 15, Sched. B, s. 86 (4); 2015, c. 29, s. 15 (4).

Mortgages

(5) This section does not apply to a mortgage or charge to secure any loan or indebtedness or to secure any bond, debenture or other evidence of indebtedness. 1998, c. 15, Sched. B, s. 86 (5).

Transactions under *Electricity Act*, 1998

(5.1) This section does not apply with respect to a transaction described in section 50.1 or 50.2 of the *Electricity Act*, 1998. 2002, c. 1, Sched. B, s. 9 (2).

Leave

(6) An application for leave under this section shall be made to the Board, which shall grant or refuse leave. 1998, c. 15, Sched. B, s. 86 (6).

Void agreement

(6.1) An amalgamation agreement between the corporations that propose to amalgamate is void if the Board refuses to grant leave under this section, even if the amalgamation agreement has been adopted in accordance with subsection 176 (4) of the *Business Corporations Act*. 2003, c. 3, s. 55 (2).

Void certificate

(6.2) A certificate of amalgamation endorsed by the director appointed under section 278 of the *Business Corporations Act* is void if it is endorsed before leave of the Board for the amalgamation is granted. 2003, c. 3, s. 55 (2).

Sale of assets of OEFC to or by Hydro One Inc., etc.

(7) Despite subsection (1) and any order of the Board, the sale, lease, conveyance, transfer, assignment, assumption or other disposition of any of the assets, rights, liabilities or obligations of the Ontario Electricity Financial Corporation to or by Hydro One Inc. or a subsidiary of Hydro One Inc. after March 31, 1999, including any such sale, lease, conveyance, transfer, assignment, assumption or other disposition completed before this subsection came into force, does not require an order from the Board granting leave. 2002, c. 23, s. 4 (13).

Tab 4

Electricity Act, 1998
Loi de 1998 sur l'électricité

ONTARIO REGULATION 207/99
PAYMENTS IN LIEU OF CORPORATE TAXES

Consolidation Period: From December 22, 2017 to the [e-Laws currency date](#).

Last amendment: 586/17.

Legislative History: 122/02, 673/05, 30/07, 140/09, 112/16, 586/17.

This Regulation is made in English only.

INTERPRETATION AND APPLICATION

1. This Regulation applies to each corporation that is required to make a payment under section 89 or 90 of the Act. O. Reg. 207/99, s. 1.

2. (1) In this Regulation,

“collection agreement” has the meaning assigned by subsection 1 (1) of the *Taxation Act, 2007*;

“Federal Act” means the *Income Tax Act* (Canada);

“Federal Regulations” means the regulations made under the Federal Act;

“nuclear waste management or decommissioning fund” means,

(a) the Used Fuel Segregated Fund established pursuant to the ONFA,

(b) the Decommissioning Segregated Fund established pursuant to the ONFA,

(c) the Ontario NFWA Trust established by Ontario Power Generation Inc. as of November 15, 2002 in accordance with the *Nuclear Fuel Waste Act* (Canada), or

(d) a fund established on or after April 1, 1999 by Ontario Power Generation Inc. or by a subsidiary of that corporation for the sole purpose of financing the obligations of Ontario Power Generation Inc. and its subsidiaries with respect to the decommissioning of all or part of a nuclear generation facility or financing the management of nuclear waste and used fuel, but only if all or part of the fund is transferred to a fund described in clause (a), (b) or (c) in July 2003;

“ONFA” means the Ontario Nuclear Funds Agreement entered into as of April 1, 1999 by Her Majesty the Queen in right of Ontario, Ontario Power Generation Inc. and certain subsidiaries of Ontario Power Generation Inc.;

“transfer order” means an order made under section 116 of the Act.

“transition time” means, in respect of a corporation, the beginning of the corporation’s taxation year that includes the beginning of 2009. O. Reg. 207/99, s. 2; O. Reg. 673/05, s. 1; O. Reg. 140/09, s. 1 (1).

(2) A corporation is an eligible corporation at a particular time in a taxation year for the purposes of subsection (3) and sections 12.1, 12.2 and 12.3 if the corporation is liable to make a payment under section 89, 90 or 93 of the Act for the taxation year. O. Reg. 140/09, s. 1 (2); O. Reg. 112/16, s. 1 (1).

(3) A partnership is an eligible partnership at a particular time for the purposes of sections 12.1, 12.2 and 12.3 if each member of the partnership is, at that time,

(a) an eligible corporation; or

(b) a partnership in which all of the partnership interests are held directly or indirectly by corporations that are eligible corporations. O. Reg. 140/09, s. 1 (2); O. Reg. 112/16, s. 1 (2).

PAYMENTS IN LIEU MADE UNDER SECTION 89 OF THE ACT

3. The method of calculating the amount of a payment required by section 89 of the Act is modified by the rules set out in sections 4, 5 and 6.2 to 16.2. O. Reg. 122/02, s. 1; O. Reg. 140/09, s. 2; O. Reg. 586/17, s. 1.

4. (1) Subject to subsection (2), sections 150 to 180 and 220 to 244 of the Federal Act do not apply in calculating the amount of a payment required under section 89 of the Act. O. Reg. 30/07, s. 1.

(2) Subsection 237.1 (6) of the Federal Act applies in calculating the amount of a payment required under section 89 of the Act for taxation years ending after February 9, 2007. O. Reg. 30/07, s. 1.

5. (1) References in the Federal Act and in the Federal Regulations to the “Minister of National Revenue” or to the “Minister” shall be read as references to Ontario’s Minister of Finance. O. Reg. 207/99, s. 5 (1).

(2) If the Federal Act or the Federal Regulations require an election, designation or other document to be filed with the Minister of National Revenue, it must instead be filed with Ontario’s Minister of Finance. O. Reg. 207/99, s. 5 (2).

PAYMENTS IN LIEU MADE UNDER SECTION 90 OF THE ACT

6. The method of calculating the amount of a payment required by section 90 of the Act is modified by the rules set out in sections 6.1 to 16.2. O. Reg. 122/02, s. 2; O. Reg. 140/09, s. 3; O. Reg. 586/17, s. 1.

6.1 The following rules apply for the purpose of determining the amount of the payment required by subsection 90 (1.0.1) of the Act for a taxation year ending after December 31, 2008:

1. The *Taxation Act, 2007* applies,
 - i. as if a collection agreement were not in effect, and
 - ii. as if each adjustment required to be made under or because of any of sections 7 to 16.2 of this Regulation were, to the extent applicable, made for the purposes of the Federal Act.
2. The amounts determined under the Federal Act or the *Corporations Tax Act* for the purposes of subdivision d of Division B of Part III of the *Taxation Act, 2007* are deemed to be those amounts as determined for the purposes of section 89 or 90 of the Act, as the case may be.
3. There must be added to the amount otherwise determined as “F” in subsection 48 (4) of the *Taxation Act, 2007* in respect of a corporation the amount, if any, by which the amount that the corporation was, for the purposes of section 89 of the *Electricity Act, 1998*, entitled to deduct under section 14 of this Regulation for its taxation year immediately preceding its transition time exceeds the amount deducted under that section for that taxation year for the purposes of subsection 89 (1) of the Act.
4. There must be added to the amount otherwise determined as “T” in subsection 48 (6) of the *Taxation Act, 2007* in respect of a corporation the amount, if any, by which the amount that the corporation was, for the purposes of subsection 90 (1) of the *Electricity Act, 1998*, entitled to deduct under section 14 of this Regulation for its taxation year immediately preceding its transition time exceeds the amount deducted under that section for that taxation year for the purposes of subsection 90 (1) of the Act.
5. The rules in section 5 apply in so far as the Federal Act and the Federal Regulations are relevant for the purposes of the *Taxation Act, 2007*.
6. Despite any other provision of this Regulation, a corporation’s taxable income for the taxation year is equal to the amount that is, for the purposes of section 89 of the Act, the corporation’s taxable income for the year under the Federal Act, except to the extent that there is a difference in the amounts resulting from the application of section 110 of the *Taxation Act, 2007*. O. Reg. 140/09, s. 4; O. Reg. 586/17, s. 2.

MODIFICATIONS APPLICABLE TO PAYMENTS UNDER SECTIONS 89 AND 90 OF THE ACT

6.2 The following rules apply to a corporation for the purposes of determining the amount of payments under sections 89 and 90 of the Act for each taxation year ending after December 31, 2008:

1. The Federal Act, the *Corporations Tax Act* and the *Taxation Act, 2007* apply to the corporation for the year as if the corporation were not exempt from tax under any of those statutes throughout the taxation year and throughout each previous taxation year for which payments were required under sections 89 and 90 of the Act.
2. Except for the purpose of applying subsection 149 (10) of the Federal Act, the corporation is considered to be exempt from tax under each of the statutes listed in paragraph 1 throughout each taxation year for which a payment is not required under sections 89 and 90 of the Act. O. Reg. 140/09, s. 5.
7. A corporation shall be deemed to be a private corporation. O. Reg. 207/99, s. 7.
8. (1) The taxation year of a corporation is determined in accordance with this section, for the purposes of sections 89 and 90 of the Act. O. Reg. 207/99, s. 8 (1).
- (2) For the first taxation year that ends after April 1, 1999, the taxation year ends on the same day as the corporation’s fiscal year. O. Reg. 207/99, s. 8 (2).
- (3) For a subsequent taxation year, the corporation may change the date on which its taxation year ends only with the consent of the Minister of Finance. O. Reg. 207/99, s. 8 (3).
9. Property transferred under a transfer order to a corporation shall be deemed to have been acquired by the corporation at a cost equal to the fair market value of the property at the time of the transfer. O. Reg. 207/99, s. 9.
10. The undepreciated capital cost of depreciable property and the adjusted cost base of capital property owned by a corporation shall be deemed not to include an amount that is deductible in computing the income of the corporation. O. Reg. 207/99, s. 10.

11. (1) Depreciable property transferred under a transfer order by Ontario Hydro to a corporation shall be deemed to have been acquired by the corporation at the time Ontario Hydro acquired it. O. Reg. 207/99, s. 11 (1).

(2) If a corporation owns two or more properties that are nuclear reactors and are properties described in Class 1 or Class 2 of Schedule II to the Federal Regulations, the corporation shall be deemed to hold each of the properties in a separate class. O. Reg. 207/99, s. 11 (2).

(3) Property described in Class 24 or Class 27 of Schedule II to the Federal Regulations that is transferred under a transfer order by Ontario Hydro to a corporation shall be deemed after the transfer to be property described in one of those classes,

- (a) if Ontario Hydro acquired the property before 1999; and
- (b) if the federal Minister of the Environment has accepted that the primary use of the property is the prevention, reduction or elimination of pollution. O. Reg. 207/99, s. 11 (3).

12. (1) Subsection (2) applies to a corporation for a taxation year if,

- (a) the taxation year ends before January 1, 2009 and the corporation is considered for the purposes of the *Corporations Tax Act* to have a permanent establishment for the taxation year in a province of Canada other than Ontario; or
- (b) the taxation year ends after December 31, 2008 and the corporation is considered for the purposes of the *Taxation Act, 2007* to have a permanent establishment for the taxation year in a province of Canada other than Ontario. O. Reg. 140/09, s. 6.

(2) For the purposes of sections 39, 57.6 and 67 of the *Corporations Tax Act* and for the purposes of the definition of “Ontario allocation factor” in subsection 1 (1) of the *Taxation Act, 2007*, the corporation is deemed not to have a permanent establishment in a province other than Ontario if the corporation is not subject to taxation on its income under the laws of that province by reason of a tax statute of that province or a tax statute of Canada. O. Reg. 140/09, s. 6.

12.1 Section 85 and subsection 97 (2) of the Federal Act do not apply on a disposition of property unless,

- (a) the transfer occurs in a taxation year of the transferor that ends after October 1, 2001; and
- (b) the transferee is an eligible corporation or eligible partnership immediately before and immediately after the disposition. O. Reg. 140/09, s. 6.

12.2 (1) Subsection 100 (1) of the Federal Act does not apply for the purposes of determining the amount of a payment required by sections 89 and 90 of the Act in respect of a disposition after December 31, 2007 and before April 23, 2015. O. Reg. 140/09, s. 6; O. Reg. 112/16, s. 2 (1).

(2) Despite the application of paragraph 38 (a) of the Federal Act, as it applies for the purposes of determining the amount of a payment required by sections 89 and 90 of the Act, a corporation’s taxable capital gain for a taxation year from the disposition after December 31, 2007 and before April 23, 2015 of an interest in a partnership to any person or partnership that is not an eligible corporation or eligible partnership is deemed to be the sum of,

- (a) one-half of the portion of the corporation’s capital gain for the year from the disposition of the interest that may reasonably be regarded as attributable to increases in the value of any partnership property of the partnership, other than depreciable property, that is capital property; and
- (b) the whole of the remaining portion of the capital gain. O. Reg. 140/09, s. 6; O. Reg. 112/16, s. 2 (2).

12.3 For the purposes of determining the amount of a payment required by sections 89 and 90 of the Act in respect of a transaction or event that occurs after April 22, 2015, section 100 of the Federal Act, other than subsections (1.1), (1.2) and (1.3), applies with the following modification:

- 1. The references in subsections 100 (1) and (1.4) of the Federal Act to a person or partnership described in any of paragraphs 100 (1.1) (a) to (d) of the Federal Act shall be read as references to a person or partnership that is not an eligible corporation or eligible partnership under subsections 2 (2) and (3) of this Regulation. O. Reg. 112/16, s. 3.

13. (1) This section applies to a corporation,

- (a) if the corporation owns at least 10 per cent of the fair market value of the issued and outstanding shares of another corporation (the “subject corporation”) at any time during the applicable taxation year of the corporation; and
- (b) if the subject corporation meets the criteria described in subsection (2) throughout its taxation year that ends during or on the same day as the applicable taxation year of the corporation. O. Reg. 207/99, s. 13 (1).

(2) The criteria the subject corporation must meet are the following:

- 1. The subject corporation must be exempt under subsection 149 (1) of the Federal Act from the payment of tax under that Act for the applicable taxation year.
- 2. The subject corporation must be exempt under subsection 57 (1) of the *Corporations Tax Act* or subsection 27 (2) of the *Taxation Act, 2007* for the applicable year.
- 3. The subject corporation must not be required to make a payment under section 89, 90 or 93 of the *Electricity Act, 1998*. O. Reg. 140/09, s. 7.

(3) For the applicable taxation year of the corporation, the subject corporation shall be treated as if it were a partnership in which the corporation owns a partnership interest equal to the amount calculated using the formula,

$$A/B$$

where,

“A” is the fair market value of the issued and outstanding shares of the subject corporation that are owned by the corporation (determined as of the last day of the subject corporation’s taxation year referred to in clause (1) (b)); and

“B” is the fair market value of all the issued and outstanding shares of the subject corporation (determined as of the same day).

O. Reg. 207/99, s. 13 (3).

14. (1) A corporation shall include the following amounts in computing its income from a business or property for a taxation year:

1. The aggregate of all amounts paid or payable during the year by a nuclear waste management or decommissioning fund,
 - i. to the corporation in respect of its interest in the fund, or
 - ii. to another person for the benefit of the corporation in respect of the corporation’s interest in the fund.
2. If the corporation disposes of all or part of its interest in a nuclear waste management or decommissioning fund during the year, the aggregate of all amounts received by the corporation in the year as the consideration for the disposition. However, this does not include consideration that is the assumption of an obligation to decommission a nuclear facility or an obligation to manage the nuclear waste and used fuel of a nuclear facility. O. Reg. 207/99, s. 14 (1); O. Reg. 673/05, s. 2 (1).

(2) A corporation may deduct the following amounts in computing its income from a business or property for a taxation year:

1. Such amount as the corporation may claim, not exceeding the total contributions by the corporation to one or more nuclear waste management or decommissioning funds in the taxation year or a previous taxation year.
2. The amount of the consideration payable by the corporation in the year to acquire all or part of the corporation’s interest in a nuclear waste management or decommissioning fund. However, this does not include consideration that is the assumption of an obligation to decommission a nuclear facility or an obligation to manage the nuclear waste and used fuel of a nuclear facility.
3. Subject to subsection (3), the aggregate amount of the expenses incurred by the corporation in the year to decommission a nuclear facility or manage the nuclear waste and used fuel of a nuclear facility.
4. Any amount that, but for this paragraph, is included in the corporation’s income from property for the year from property held in a nuclear waste management or decommissioning fund. O. Reg. 207/99, s. 14 (2); O. Reg. 673/05, s. 2 (2-4).

(2.1) For the purposes of paragraph 1 of subsection (2), the transfer by the corporation of an amount from one nuclear waste management or decommissioning fund to another nuclear waste management or decommissioning fund shall not be included in the calculation of the amount of total contributions to the fund to which the amount is transferred. O. Reg. 673/05, s. 2 (5).

(2.2) In calculating the amount of a deduction under subsection (2) for a taxation year, the corporation shall not include any amount that was deducted under that subsection in determining its income from a business or property for a previous taxation year. O. Reg. 673/05, s. 2 (5).

(3) Despite paragraph 3 of subsection (2), the corporation cannot deduct the amount by which “A” exceeds “B” where, “A” is the sum of,

- (a) the aggregate amount deducted by the corporation under that paragraph for any previous taxation year, and
- (b) the amount described by that paragraph for the current taxation year; and

“B” is the aggregate amount included in the corporation’s income under paragraph 1 of subsection (1) for the current taxation year and any previous taxation year. O. Reg. 207/99, s. 14 (3).

15. (1) This section applies if a corporation has an interest in a nuclear waste management or decommissioning fund that ceases to be such a fund. O. Reg. 207/99, s. 15 (1); O. Reg. 673/05, s. 3.

(2) The corporation shall be deemed to have received from the fund, immediately before it ceases to be such a fund, an amount equal to that portion of the fair market value of the property of the fund that can reasonably be considered to be the corporation’s interest in the fund. O. Reg. 207/99, s. 15 (2).

(3) The corporation shall be deemed to have acquired an interest in the fund, immediately after it ceases to be such a fund, at a cost equal to the amount calculated under subsection (2). O. Reg. 207/99, s. 15 (3).

16. (1) This section applies if the corporation disposes of shares of a subsidiary and, as a result of the disposition, subsection 149 (10) of the Federal Act applies to the subsidiary. O. Reg. 207/99, s. 16 (1).

(2) The amount, if any, otherwise payable by the corporation under sections 89 and 90 of the Act as a consequence of the disposition of the shares is reduced by the amount, if any, payable by the subsidiary under section 89 or 90 of the Act, determined as if the subsidiary's only income in the taxation year arose as a result of the deemed disposition of its assets under subsection 149 (10) of the Federal Act. O. Reg. 207/99, s. 16 (2).

16.1 (1) Subsections (2) to (8) apply in respect of a corporation and section 16 does not apply if,

- (a) the corporation ceases at any time to be exempt under subsection 149 (1) of the Federal Act in circumstances in which a deemed disposition occurs under paragraph 149 (10) (b) of the Federal Act;
- (b) the corporation was exempt immediately before that time under subsection 57 (1) of the *Corporations Tax Act* or subsection 27 (2) of the *Taxation Act, 2007*; and
- (c) the corporation was not exempt at that time under subsection 57 (1) of the *Corporations Tax Act* or subsection 27 (2) of the *Taxation Act, 2007*. O. Reg. 140/09, s. 8 (1); O. Reg. 112/16, s. 4 (1).

(2) The taxation year of the corporation is deemed to end immediately before the time that the corporation ceases to be exempt under subsection 149 (1) of the Federal Act. O. Reg. 140/09, s. 8 (1).

(3) Subject to subsections (4) and (5), the corporation shall pay the amount determined under sections 89 and 90 of the Act calculated by reference to the deemed disposition under paragraph 149 (10) (b) of the Federal Act (as that paragraph applies for the purposes of determining the amount payable under sections 89 and 90 of the Act). O. Reg. 122/02, s. 3.

(4) The corporation is not required to pay an amount under subsection (3) in respect of a deemed disposition of shares of a subsidiary corporation,

- (a) if the corporation owns at least 90 per cent of the issued and outstanding shares of the subsidiary corporation; and
- (b) if the subsidiary corporation is required to pay the amount determined under sections 89 and 90 of the Act calculated by reference to the deemed disposition under paragraph 149 (10) (b) of the Federal Act (as that paragraph applies for the purposes of determining the amount payable under sections 89 and 90 of the Act). O. Reg. 122/02, s. 3.

(5) The corporation is not required to pay the amount described in subsection (3) if both of the following conditions are satisfied:

- 1. The corporation ceases to be exempt from the payment of tax under the Federal Act as a result of a lawful distribution to the public of shares of the corporation or a related corporation pursuant to a prospectus, registration statement or similar document filed with and, if required by law, accepted for filing by a public authority in Canada under the laws of Canada or of a province. The distribution must be the first distribution to the public of shares of the corporation or related corporation.
- 2. With the consent of the Minister, the corporation pays to the Financial Corporation an amount that, in the Minister's opinion, reasonably approximates the additional amounts, if any, that would be payable by the corporation under sections 89 and 90 of the Act if the corporation were required, but for this subsection, to pay the amount described in subsection (3). O. Reg. 122/02, s. 3; O. Reg. 140/09, s. 8 (2).

(6) An amount paid to the Financial Corporation under paragraph 2 of subsection (5) cannot be varied on objection or appeal under the *Corporations Tax Act*. O. Reg. 122/02, s. 3.

(7) The Minister is not permitted, on a reassessment, to vary an amount paid to the Financial Corporation under paragraph 2 of subsection (5) unless, in the Minister's opinion, the corporation, a related corporation or a person acting on behalf of the corporation or related corporation makes a misrepresentation to the Minister that is attributable to neglect, carelessness or wilful default or commits a fraud in giving information under the Act in respect of the determination of the amount paid under that paragraph. O. Reg. 122/02, s. 3.

(8) For the period after December 31, 2015 and before January 1, 2019, and despite the application of paragraph 38 (a) of the Federal Act, as it applies for the purposes of determining the amount of a payment required by sections 89 and 90 of the Act, a corporation's taxable capital gain for a taxation year from a deemed disposition of a property under paragraph 149 (10) (b) of the Federal Act, as it applies for the purposes of subsection (3), is deemed to be zero. O. Reg. 112/16, s. 4 (2).

16.2 (1) For the purposes of determining the amount of any payment required for a taxation year from a specified corporation under sections 89 and 90 of the Act, the method of calculating the amount of the payment is modified by the following rules:

- 1. Any income or loss or taxable capital gain or allowable capital loss in respect of property held by a specified trust that would be income or a loss or a taxable capital gain or allowable capital loss of the specified corporation under subsection 75 (2) of the Federal Act is deemed to be nil.

2. Any amount paid or payable to the specified corporation in the taxation year by a specified trust that would be included in computing the income of the specified corporation for the year under subsection 104 (13) or (16) of the Federal Act is deemed to be nil.
 3. Any benefits to the specified corporation from or under a specified trust that would be included in computing the specified corporation's income for the taxation year under subsection 105 (1) of the Federal Act are deemed to be nil.
 4. Any amounts that would be included in computing the specified corporation's income for the taxation year in respect of the disposition of an income interest in a specified trust under subsection 106 (2) of the Federal Act are deemed to be nil.
 5. Any proceeds of disposition in respect of a disposition of all or any part of the specified corporation's capital interest in a specified trust in the taxation year are deemed to be equal to the adjusted cost base of the interest as determined under the Federal Act. O. Reg. 586/17, s. 3.
- (2) The following corporations are specified corporations for the purposes of subsection (1):
1. FHP2017 Inc. O. Reg. 586/17, s. 3.
- (3) The following financing entities, as defined in subsection 1 (1) of the *Ontario Fair Hydro Plan Act, 2017*, are specified trusts for the purposes of subsection (1):
1. Fair Hydro Trust. O. Reg. 586/17, s. 3.

RETURNS AND PAYMENTS

17. (1) If a corporation is required to make a payment under section 89 of the Act for a taxation year, it shall deliver to the Minister of Finance a return for the taxation year, in the form and containing the information required by section 150 of the Federal Act. O. Reg. 673/05, s. 4.
- (2) If a corporation is required to make a payment under section 90 of the Act for a taxation year ending before January 1, 2009, it shall deliver to the Minister of Finance a return for the year in the form and containing the information required by section 75 of the *Corporations Tax Act*. O. Reg. 140/09, s. 9 (1).
- (3) If a corporation is required to make a payment under section 90 of the Act for a taxation year ending after December 31, 2008, it shall deliver to the Minister of Finance a return for the year in the form and containing the information required by section 111 of the *Taxation Act, 2007* and such other information as the Minister of Finance may require for the purposes of determining the amount payable for the year. O. Reg. 140/09, s. 9 (2).
- (4) For the purposes of applying Parts V and VI of the *Corporations Tax Act*, a return under subsection (3) is deemed to be a return required by section 75 of that Act. O. Reg. 140/09, s. 9 (2).
- (5) A corporation that is required to deliver a return under subsection (1), (2) or (3) shall deliver the return not more than six months after the end of the taxation year to which the return relates. O. Reg. 140/09, s. 9 (2).
18. (1) The following rules apply with respect to each instalment payable by the corporation under section 89 or 90 of the Act for its first taxation year ending after April 1, 1999:
1. If the corporation's first taxation year is less than 12 months long, the reference to one-twelfth in subclause 78 (2) (a) (i) of the *Corporations Tax Act* shall be read as a reference to a fraction in which the numerator is one and the denominator is the number of months in the taxation year.
 2. Subclauses 78 (2) (a) (ii) and (iii) and subsections 78 (4) and (6) of the *Corporations Tax Act* do not apply.
 3. Subsections 79 (1) and 83 (1) of the *Corporations Tax Act* do not apply if,
 - i. the corporation's first taxation year ending after April 1, 1999 ends before January 1, 2006, and
 - ii. the corporation has made a reasonable attempt, in the opinion of the Minister of Finance, to calculate the amount of its instalments payable for the taxation year.
 4. Despite paragraph 3,
 - i. subsection 79 (1) of the *Corporations Tax Act* applies after December 31, 2005 if the corporation has a deficiency in its tax account on January 1, 2006, and interest shall be calculated commencing January 1, 2006, and
 - ii. subsection 83 (1) of the *Corporations Tax Act* applies after December 31, 2005 if the corporation has a surplus in its instalment account on January 1, 2006, and interest shall be calculated commencing January 1, 2006. O. Reg. 207/99, s. 18 (1); O. Reg. 673/05, s. 5.
- (2) The following rule applies with respect to each instalment payable by the corporation under section 89 or 90 of the Act for its second taxation year ending after April 1, 1999:
1. Subclause 78 (2) (a) (iii) and subsections 78 (4) and (6) of the *Corporations Tax Act* do not apply. O. Reg. 207/99, s. 18 (2).

Tab 5

Taxation Act, 2007, SO 2007, c. 11, (Schedule A)

**PART III
CORPORATE TAX
DIVISION A — GENERAL**

Obligation to pay tax

27 (1) Every corporation that has a permanent establishment in Ontario at any time in a taxation year shall, at the time and in the manner required by this Act, pay to the Crown in right of Ontario the taxes for the taxation year imposed by this Part. 2007, c. 11, Sched. A, s. 27 (1).

Exception

(2) Despite subsection (1), if a corporation is exempt from tax by reason of section 149 of the Federal Act, the following rules apply:

1. The corporation is exempt from tax determined under Division B for the same period of time and to the same extent that it is exempt from tax imposed under Part I of the Federal Act by reason of that section.
2. The corporation is exempt from taxes determined under Divisions C, D and E for the same period of time it is totally exempt from tax imposed under Part I of the Federal Act by reason of that section. 2007, c. 11, Sched. A, s. 27 (2).

Tab 6

ONTARIO
SUPERIOR COURT OF JUSTICE
DIVISIONAL COURT

KITELEY, CUMMING, AND SWINTON JJ.

B E T W E E N:	)	
	)	
ADVOCACY CENTRE FOR TENANTS-	)	Paul Manning and Mary Truemner , for
ONTARIO and INCOME SECURITY	)	the Appellant
ADVOCACY CENTRE on behalf of LOW-	)	
INCOME ENERGY NETWORK	)	
	)	
	)	
Appellant	)	
	)	
	)	
- and -	)	
	)	
	)	
ONTARIO ENERGY BOARD	)	Michael Millar , for Ontario Energy Board
	)	
	)	Fred Cass and David Stevens , for
Respondent	)	Enbridge Gas Distribution Inc.
	)	
	)	Robert Warren , for Consumers Council of
	)	Canada
	)	
	)	HEARD at Toronto: February 25, 2008

KITELEY and CUMMING JJ.

The Appeal

[1] The Respondent Ontario Energy Board (the “Board”) is the provincial economic regulator for the natural gas and electricity sectors. The Board exercises its jurisdiction within the statutory authority established by the Legislature, being the *Ontario Energy Board Act, 1998*, S.O. 1998, c. 15, Schedule B (the “Act”).

[2] By a majority (2:1) decision dated April 26, 2007, the Board determined that the *Act* does not explicitly grant to the Board jurisdiction to order the implementation of a low income affordability program: *Enbridge Gas Distribution Inc.* (April 26, 2007), EB-2006-0034 (Ont. Energy Bd.) (the “Board Decision”). The Board also found that the Board does not gain the requisite jurisdiction through the doctrine of necessary implication.

[3] Enbridge Gas Distribution Inc. (“EGD”) sought approval by the Board of EGD’s 2007 gas distribution rates based simply upon the Board’s traditional, standard “cost of service” rate-making principles. The Appellant Low Income Energy Network (“LIEN”) had intervened in the application before the Board. LIEN argues that without a rate affordability program, the interests of low-income consumers are not protected. LIEN proposed that the Board accept as an issue in the EGD proceeding the following matter:

Should the residential rate schedules for EGD include a rate affordability assistance program for low-income consumers? If so, how should such a program be funded? How should eligibility criteria be determined? How should levels of assistance be determined?

[4] LIEN seeks from the Board the introduction of a rate affordability assistance program to make natural gas distribution rates affordable to poor people. The underlying premise of the proposal of LIEN is that low income consumers (estimated to be about 18% of households in Ontario) should pay less for gas distribution services than other consumers. LIEN emphasizes that the supply of natural gas (or other source of energy) serves to meet basic human needs such as warmth from heating and the generation of power. Those who cannot afford to use natural gas as a source of energy may be placed at a significant disadvantage. LIEN submits that the Board can consider ability to pay in setting rates if it is necessary to meet broad public policy concerns. Access to an essential service is arguably such a concern. The supply of natural gas can be considered a necessity that is available from a single source with prices set by the Board in the public interest.

[5] The majority of the Board held that the LIEN proposal amounted to an income redistribution scheme. The Board noted that such a scheme would require a consumer rate class based upon income characteristics and would implicitly require subsidization of this new class by other rate classes. It is undisputed that a common, if not universal, historical feature of rate-making for a natural monopoly is the application of the same charges to all consumers within a given consumer classification based upon cost of service, that is, cost causality.

[6] Section 33 of the *Act* provides for an appeal to this Court on a question of law or jurisdiction. LIEN seeks a declaration that the Board has the jurisdiction to order a “rate affordability assistance program” for low income consumers of the utility, EGD, within its franchise areas as the distributor of natural gas.

[7] The position of EGD, the Board and the intervenor, the Consumers Council of Canada, is that LIEN’s quite understandable and commendable concern is an issue of public policy to be dealt with by the Legislature and falls outside the jurisdiction of the Board.

The Standard of Review

[8] The issue is whether the Board is correct in its determination that it does not have jurisdiction to implement a low income affordability program.

[9] There is common ground that the standard of review is correctness. That is, this Court will interpret the statutory grant of authority on the basis of its own opinion as to a statute's construction, rather than deferring to the Board's determination of the issue. A tribunal's determination that it has no jurisdiction will be set aside as a "wrongful declining of jurisdiction" if the Court is of the view that the tribunal's decision is wrong. Donald J.M. Brown and John M. Evans, *Judicial Review of Administrative Action in Canada*, looseleaf (Toronto: Canvasback Publishing, 1998) at 14-3 to 14-4.

Analysis of the Board's Jurisdiction

A. Applicable Principles

[10] The Court is to be guided by the principles of statutory interpretation as set forth in Ruth Sullivan, *Driedger on the Construction of Statutes*, 3rd ed., (Toronto: Butterworths, 1994) at 131:

There is only one rule in modern interpretation, namely, courts are obliged to determine the meaning of legislation in its total context, having regard to the purpose of the legislation, the consequences of proposed interpretations, as well as admissible external aids. In other words, the courts must consider and take into account all relevant and admissible indicators of legislative meaning. After taking these into account, the court must then adopt an interpretation that is appropriate. An appropriate interpretation is one that can be justified in terms of (a) its plausibility, that is its compliance with the legislative text; (b) its efficacy, that is, its promotion of the legislative purpose; and (c) its acceptability, that is, the outcome is reasonable and just.

[11] The words of the *Act* are to be read in their entire context and in their grammatical and ordinary sense, harmoniously with the scheme and object of the legislation and the Legislature's intent. *ATCO Gas and Pipelines Ltd. v. Alberta (Energy and Utilities Board)*, [2006] 1 S.C.R. 140 at para. 37 [*Atco*].

[12] The statute shall be interpreted as being remedial and given such "fair, large and liberal interpretation as best ensures the attainment of its objects." *Legislation Act*, S.O. 2006, c. 21, Schedule F, s. 64 (1).

[13] A statutory administrative tribunal obtains its jurisdiction from two sources: explicit powers expressly granted by statute, and implicit powers by application of the common law doctrine of jurisdiction by necessary implication. *Atco*, *supra*, at para. 38.

[14] The Court must apply a “pragmatic or functional” analysis in determining the issue of jurisdiction, by considering the wording of the Act conferring jurisdiction upon the Board, the purpose of the Act creating the Board, the reason for the Board’s existence, the area of expertise of its members and the nature of the problem before the Board. *Union des employés de Service, local 298 v. Bibeault*, [1988] 2 S.C.R. 1048 at 1088.

B. The Wording of the Act

[15] Section 36 of the Act confers the Board’s jurisdiction:

36. (1) No gas transmitter, gas distributor or storage company shall sell gas or charge for the transmission, distribution or storage of gas except in accordance with an order of the Board, which is not bound by the terms of any contract.

....

(2) The Board may make orders approving or fixing just and reasonable rates for the sale of gas by gas transmitters, gas distributors and storage companies, and for the transmission, distribution and storage of gas.

(3) In approving or fixing just and reasonable rates, the Board may adopt any method or technique that it considers appropriate.

[16] LIEN submits that the Board’s authority to fix “just and reasonable rates” by adopting “any method or technique it considers appropriate”, conferred by s. 36 (2) and (3) of the Act is very broad and the statutory language must be given its ordinary meaning.

[17] The Board argues that the word “rates” is in the plural form in s. 36 (2) to allow the Board to set different rates for different classes of consumers based upon the costs of serving those consumers. For example, large industrial users are typically considerably more expensive to serve than residential consumers. Separate rate classes are a necessity to ensure that consumers reimburse for the actual costs of the service they receive.

[18] The majority opinion in the Board Decision is of the view that the words “any method or technique” cannot reasonably be interpreted to mean “a fundamental replacement of the rate making process based on cost causality with one based on income level as a rate grouping determinant.” (p.9)

[19] The phrase “approving or fixing just and reasonable rates” in the present s. 36 (2) was first introduced by s. 17 (1) of Bill 38, *An Act to Establish the Ontario Energy Board*, 1st Sess., 26th Leg., Ontario, 1960 by the then Minister of Energy Resources, the Hon. Robert Macaulay. He outlined for the Legislature the philosophy underlying rate setting (*Legislature of Ontario Debates*, 9 (8 February 1960) at 199 (Hon. Macaulay)):

First, why are there rate controls? There are rate controls because, in effect, the distribution of natural gas is a monopoly, a public utility. Secondly...it is fair that whatever rate is charged should be one designated, not only in the interests of the consumer, but also in the interests of the distributor...[O]ne really should have in mind 3 basic objectives: First, the rate should be low enough to secure to the user a fair and just rate. Second, the rate should be adequate to pay for good service and replacement and retirement of the used portion of the assets. Third, it should be high enough to attract a sufficient return on capital....

[20] He went on to explain the purpose of the Government's policy (at 205):

"[F]irst, to protect the consumer, and to see that he pays a fair and just rate, not more or less, and that is competitive with other fuels. Second, to make sure the rate is sufficient to provide adequate service, replacements and safety for the company providing the service. Third, it is that the company should be able to charge a rate which is sufficient to attract the necessary capital to expand.

[21] The present s.36 (3) replaced s.19 of the old *Ontario Energy Board Act*, R.S.O. 1980, c. 332, which required a traditional cost of service analysis in very prescriptive terms:

19 (2) In approving or fixing rates and other charges under subsection (1), the board shall determine a rate base for the transmitter, distributor or storage company, and shall determine whether the return on the rate base ...is reasonable.

The rate base ...shall be the total of,

(a) a reasonable allowance for the cost of the property that is used or useful in serving the public, less an amount considered adequate by the Board for depreciation, amortization and depletion;

(b) a reasonable allowance for working capital; and

(c) such other amounts as, in the opinion of the Board, ought to be included.

[22] The authority was granted in s. 36 (3) to use "any method or technique it considers appropriate" in approving "just and reasonable rates" i.e., employing methods other than simply on a traditional cost of service basis as proscribed in the repealed s. 19 to set rates for the gas sector. This aligned the approach for natural gas with the non-prescriptive authority seen governing Ontario Hydro as a Crown corporation in rate setting for electricity distributors.

[23] Thus, under the former *Act* the phrase "just and reasonable rates" was limited to the cost of service basis articulated in prescriptive detail in s. 19. The change in repealing s. 19 and allowing the Board to "adopt any method or technique it considers appropriate" provides greater flexibility to the Board to employ other methods of rate making in approving and fixing "just and

reasonable rates” rather than simply the traditional cost of service regulation seen in the former s. 19.

[24] Subsection 36 (3) allows the Board to adopt “any method or technique that it considers appropriate” in fixing “just and reasonable rates.” The majority Board Decision view is that this provision, considered within the context of the *Act* as a whole, allows the Board to employ flexible techniques and methods for cost of service analyses in determining rates, for example, the incentive rate mechanisms currently used for the major gas utilities.

[25] In the same rate setting proceeding that is under review, EGD reportedly asked the Board to approve two fuel-switching programs to enable residential consumers to shift from electric-water heaters to gas-water heaters, given that the latter promote conservation inasmuch as there is greater energy efficiency. The programs are identical except that there is a subsidy offered for the low income group of \$800 per participant but a subsidy of only \$600 for other consumers. Vice Chair Kaiser in dissenting points out that none of the parties have objected to this proposal and no one has argued that the Board does not have jurisdiction to approve different subsidies based upon income levels.

[26] Indeed, the majority opinion in the Board Decision allows that the Board has ordered that specific funding be channeled aimed at low income consumers for “Demand Side Management Programs.”

[27] As well, the Board on occasion has reduced a significant rate increase because of so-called “rate shock” by spreading the increase over a number of years. Although this does not in itself suggest an unequal approach as between residential consumers it does indicate that the Board considers it has jurisdiction to take “ability to pay” into account in rate setting.

[28] EGD, like other utilities, makes annual contributions to enable emergency financial relief through the so-called “Winter Warmth Program” which provides funds as a subsidy to some low income consumers, enabling them to be able to heat their homes in winter months. These subsidies are taken into account as costs of the utility in the approval and fixing of rates by the Board. Although the program is funded by all consumers, to some extent there is indirect cross-subsidization within the residential consumer class.

[29] The Board points out that this is a relatively small program in the nature of a charitable objective, involving the United Way, which is specific to individual consumers in a financial crisis situation. But the fact remains that its implementation means that some residential consumers are paying less for the distribution and purchase of natural gas than other residential consumers are paying. If the Board has jurisdiction to approve utilities paying subsidies to the benefit of low income consumers then it arguably has jurisdiction to order utilities to provide special rates on a low income basis.

[30] Section 79 of the *Act* explicitly authorizes the Board to provide rate protection for rural or remote consumers of an electricity distributor. The majority decision argues that it is a reasonable inference that the Legislature, by virtue of the explicit singling out of a single

category of consumers in s. 79, did not intend this benefit to apply to other categories of consumers. The Board argues that if s. 36 (2) and (3) are intended to allow for differential rate setting for subsets of residential consumers, then s. 79 is unnecessary. The majority decision considers the existence of s. 79 as indicating that the Legislature has been explicit on issues that it considers warrant special treatment through a subsidy. The majority decision argues that the existence of s. 79 implicitly excludes any intent to confer jurisdiction to depart from simply the cost of service approach employed to implement the mandate given to the Board by s. 36.

[31] Moreover, the majority decision points out that rural rate assistance through s. 79 does not consider income level as an eligibility determinant. Rather, eligibility is based upon location and the inherent higher costs of service related to density levels. The assistance from the program is conferred upon all consumers within a given geographical area irrespective of their income level. Hence, this program arguably serves simply to mitigate the effect of the cost differential related to geography and remains consistent with a rate making process based upon cost causality. Nevertheless, “rate protection” through s. 79 operates as a subsidy paid by some of Ontario’s residential electricity consumers for the benefit of others and represents a departure from the principle of cost causality being applied on the same basis to all consumers within a given class (i.e., residential, commercial and industrial).

[32] As pointed out in the dissent by Board Vice Chair Gordon Kaiser, s. 79 was introduced in 1999 when the authority to regulate rates for *electricity* distributors was transferred to the Ontario Energy Board. Prior thereto, electricity distributors were regulated by Ontario Hydro, a Crown corporation which had established the policy of setting special rates in remote and rural areas through the now repealed s. 108 of the *Power Corporation Act*, R.S.O. 1990, c. P. 18. The inference can be made, as Vice Chair Kaiser asserts, that s. 79 was introduced into the *Act* to expressly indicate to the Board that this significant historical policy must continue.

C. The Purpose of the Act and the Reason for the Board’s existence

[33] The objectives for the Board with respect to natural gas regulation are set forth in s. 2 of the *Act*:

(2) The Board, in carrying out its responsibilities under this or any other Act in relation to gas, shall be guided by the following objectives:

1. To facilitate competition in the sale of gas to users.
2. To protect the interests of consumers with respect to prices and the reliability and quality of gas service.
3. To facilitate rational expansion of transmission and distribution systems.
4. To facilitate rational development and safe operation of gas storage.
5. To promote energy conservation and energy efficiency in a manner consistent with the policies of the Government of Ontario.

5.1 To facilitate the maintenance of a financially viable gas industry for the transmission, distribution and storage of gas.

6. To promote communication within the gas industry and the education of consumers.

[34] The Board is charged under s. 2 of the *Act* with protecting “the interests of consumers with respect to prices” The Board argues that this provision speaks to consumers as a single class, not to a particular subset of consumers. The majority decision of the Board says the Board’s mandate is to balance the interests of consumers as a single group with the interests of the regulated utility in the setting of “just and reasonable rates.”

[35] The Divisional Court has emphasized in the past that the Board’s mandate to fix just and reasonable rates “is unconditioned by directed criteria and is broad; the board is expressly allowed to adopt any method it considers appropriate.” *Natural Resource Gas Ltd. v Ontario Energy Board*, [2005] O.J. No. 1520 at para. 13 (Div. Ct.). The Divisional Court also stated in *Enbridge Gas Distribution Inc. v. Ontario Energy Board* (2005), 75 O.R. (3d) 72, [2005] O.J. No. 756 at para.24:

...[T]he legislation involves economic regulation of energy resources, including setting prices for energy which are fair and reasonable to the distributors and the suppliers, while at the same time are a reasonable cost for the consumer to pay. This will frequently engage the balancing of competing interests, as well as consideration of broad public policy.

[36] Writing for the majority of the Supreme Court of Canada in *Atco, supra*, at para. 62 Bastarache J. stated that “[r]ate regulation serves several aims – sustainability, equity and efficiency – which underlie the reasoning as to how rates are fixed.”

D. The Area of Expertise of its Members and the Nature of the Problem before the Board

[37] The Board was asked to consider the application of the utility to establish rates. In that context, an intervenor asked the Board to consider whether, as a factor in rate-setting, the Board could consider the interests of low-income consumers and establish a rate affordability program. That issue of rate-setting is squarely within the jurisdiction of the Board.

[38] The majority opinion in the Board Decision correctly states that the Board’s mandate for economic regulation is “rooted in the achievement of economic efficiencies, the establishment of fair returns for natural monopolies and the development of appropriate costs allocation methodologies”.. However, that does not answer the question as to the full scope of the Board’s jurisdiction in approving or fixing “just and reasonable rates” and adopting “any method or technique that it considers appropriate” in so doing.

[39] The Board’s regulatory power is designed to act as a proxy in the public interest for competition in view of a natural gas utility’s geographical natural monopoly. Absent the intervention of the Board as a regulator in rate-setting, gas utilities (for the benefit of their

shareholders) would be in a position to extract monopolistic rents from consumers, in particular, given a relatively inelastic demand curve for their commodity. Clearly, a prime purpose of the *Act* and the Board is to balance the interests of consumers of natural gas with those of the natural gas suppliers. The Board's mandate through economic regulation is directed primarily at avoiding the potential problem of excessive prices resulting because of a monopoly distributor of an essential service.

[40] In performing this regulatory function, it is consistent for the Board to seek to protect the interests of *all* consumers vis-a-vis the reality of a monopoly. The Board must balance the respective interests of the utility and the collective interest of all consumers in rate setting. *Re Union Gas Ltd. and Ontario Energy Board et al.* (1983), 1 D.L.R. (4th) 698 (Div. Ct.), (1983) 43 O.R. (2d) 489 at 501. The Board's regulatory power is primarily a proxy for competition rather than an instrument of social policy. *Dalhousie Legal Aid Service v. Nova Scotia Power Inc.*, (2006), 268 D.L.R. (4th) 408 at para. 33 [*Dalhousie*].

[41] *Dalhousie* dealt with a request for a low income affordability program like that advanced by LIEN. However, it involved a consideration of rate setting under s. 67 (1) of the Nova Scotia *Public Utilities Act*, R.S.N.S. 1989, c. 380, which is very different in wording with respect to jurisdiction to that seen in s. 36 of the *Act* at hand. The Nova Scotia provision expressly provides that "rates shall always, under substantially similar circumstances and conditions in respect of service of the same description, be charged equally to all persons and at the same rate" Hence, the Nova Scotia Utility and Review Board found that it did not have jurisdiction to order low income affordability programs.

[42] Section 36 of the *Act* has broad language, empowering the Board to set "just and reasonable" rates for the distribution of natural gas. The supply of natural gas can be considered a necessity that is available from a single source with prices set by the Board in the public interest. The Board has traditionally set rates on a "cost of service" basis, that is, on the basis of cost causality and employing a complex cost allocation exercise. In brief, this approach first looks to the utility's capital investments and maintenance costs including a fair rate of return to determine revenues required. The revenue requirement is then divided amongst the utility's rate paying consumers on a rate class basis (i.e., residential, commercial, industrial, etc.).

[43] The rates have been traditionally designed with the principled objective of having each rate class pay for the actual costs that class imposes upon the utility. That is, the Board has sought to avoid inter-class and intra class subsidies. See RP-2003-0063 (2005) at 5. Consistent with this approach, the Board has refused the establishment of a special rate class to provide redress for aboriginal consumers. *Decision with Reasons* EBRO493 (1997) (O.E.B.). In that case, the Ontario Native Alliance ("ONA") requested the Board to order a utility to evaluate the establishment of a rate class for the purpose of providing a special rate class for aboriginal peoples. At 316-17, the Board stated:

The Board is required by the legislation to "fix just and reasonable rates", and in doing so it attempts to ensure that no undue discrimination occurs between rate classes, and that

the principles of cost causality are followed in allocating the underlying rates. While the board recognizes ONA's concerns, the Board finds that the establishment of a special rate class to provide redress for aboriginal consumers of Centra does not meet the above criteria and it is not prepared to order the studies requested by ONA.

[44] This decision would be within the Board's jurisdiction and a like response to LIEN in the case at hand would arguably be consistent and reasonable. However, the Board in dealing with the ONA request did not decline on the basis of jurisdiction. Rather, it said that it should not exercise its jurisdiction as requested by ONA for the reasons given.

[45] A low income rate affordability program would necessarily lead to treating consumer groups on a differentiated basis with higher prices for a majority of residential consumers and subsidization of the low-income subset by the majority group and/or other classes of consumers.

[46] If the Board were to reduce the rates for one class of consumers based upon an income determinant, the Board would have to increase the rates for another class or classes of consumers. In effect, such a rate reduction would impose a regressive indirect tax upon those required to pick up the shortfall. Such an approach would arguably be a dramatic departure from the Board's regulatory function as implemented to date, which has been to protect the collective interest of consumers dealing with a monopoly supplier through a "cost of service" calculation and then to treat consumers equally through determining rates to pay for the "cost of service" on a cost causality basis for classes of consumers.

[47] The Board's mandate has not been directed to the public interest in social or distributive justice through a differentiation of rates on the basis of income. That need is seen to be met through other mechanisms and programs legislated by the provincial Legislature and/or Parliament, for example, by refundable tax credits and social assistance.

[48] Indeed, the provincial income tax legislation previously provided for public tax expenditures to assist low income consumers with rising electricity costs. This was done through an "Ontario home electricity payment" by reference to income levels. *Income Tax Act*, R.S.O. 1990, c.1.2, s. 8.6.1, as rep. by *Income Tax Amendment Act (Ontario Home Electricity Relief)*, 2006, S.O. 2006, c. 18, s. 1. As well, Parliament has provided a one-time relief for energy costs to low income families and seniors in Canada through the *Energy Costs Assistance Measures Act*, S.C. 2005, c. 49.

[49] The Board is an economic regulator, rather than a formulator of social policy. While no doubt the Board must take into account broad policy considerations, rate-setting is at the core of the Board's jurisdiction. *Garland v. Consumers' Gas Company* (2000), 185 D.L.R. (4th) 536 at paras. 17, 45-46 (Ont. S.C.J.). Special rates for low income consumers would not be based upon economic principles of regulation but rather on the social principle of ability to pay. Any program to subsidize low income consumers would require a source of funding which is a matter of public policy. See generally *Re Rate Concessions to Poor Persons and Senior Citizens*, 14 Pub. Util. Rep. 4th 87 at 94 (Or. 1976).

[50] This view of the nature and limit of the regulatory function is generally accepted as the norm in other jurisdictions. See for example *Washington Gas light Co. v. Public Service Commission of the District of Columbia* (1982), 450 A.2d 1187 at para. 38 (D.C. Ct. App.); *State of Louisiana v. the Council of the City of New Orleans and New Orleans Public Service, Inc.* (1975), 309 So. 2nd 290 at 294 (La. Sup. Ct.).

[51] The historical common law approach for public utility regulation has been that consumers with similar cost profiles are to be treated equally so far as reasonably possible with respect to the rates paid for services. See, for example, *St. Lawrence Rendering Co. Ltd. v. The City of Cornwall*, [1951] O.R. 669-685 at 683; *Chastain et al. v. British Columbia Hydro and Power Authority* (1972), 32 D.L.R. (3d) 443 at 454 (B.C.S.C); *Canada (Attorney General) v. Toronto (City)* (1893), 23 S.C.R. 514 at 519-520.

Conclusions on the Board's Jurisdiction

[52] We agree that the traditional approach of “cost of service” is the root principle underlying the determination of rates by the Board because that is necessary to meet the fundamental, core objective of balancing the interests of all consumers and the natural monopoly utility in rate/price setting.

[53] However, the Board is authorized to employ “any method or technique that it considers appropriate” to fix “just and reasonable rates.” Although “cost of service” is necessarily an underlying fundamental factor and starting point to determining rates, the Board must determine what are “just and reasonable rates” within the context of the objectives set forth in s. 2 of the *Act*. Objective #2 therein speaks to protecting “the interests of consumers with respect to prices.”

[54] The “cost of service” determination will establish a benchmark global amount of revenues resulting from an estimated quantity of units of natural gas or electricity distributed. The Board could use this determination to fix rates on a cost causality basis. This has been the traditional approach.

[55] However, in our view, the Board need not stop there. Rather, the Board in the consideration of its statutory objectives might consider it appropriate to use a specific “method or technique” in the implementation of its basic “cost of service” calculation to arrive at a final fixing of rates that are considered “just and reasonable rates.” This could mean, for example, to further the objective of “energy conservation”, the use of incentive rates or differential pricing dependent upon the quantity of energy consumed. As well, to further the objective of protecting “the interests of consumers” this could mean taking into account income levels in pricing to achieve the delivery of affordable energy to low income consumers on the basis that this meets the objective of protecting “the interests of consumers with respect to prices.”

[56] The Board is engaged in rate-setting within the context of the interpretation of its statute in a fair, large and liberal manner. It is not engaged in setting social policy.

[57] This is not, of course, to imply any preferred course of action in rate setting by the Board. The Board in its discretion may determine that “just and reasonable rates” are those that follow from the approach of “cost causality” once the “cost of service” amount is determined. That is, the principle of equality of rates for consumers within a given class (e.g., residential consumers) may be viewed as the most just and reasonable approach. A determination by the Board that all residential gas consumers (with relatively minor deviations through such programs as the “Winter Warmth Program”) pay the same distribution rates is not in itself discriminatory on a prohibited ground. Indeed, it can be seen as a non-discriminatory policy in terms of prices paid.

[58] Nor is it to suggest that as a matter of public policy, objectives of distributive justice or conservation in respect of energy consumption are best achieved by rate setting as compared to, for instance, tax expenditures or social assistance devised and implemented by the Legislature through mechanisms independent of the operation of the *Act*. It is noted that the Minister is given the authority in s. 27 of the *Act* to issue policy statements as to matters that the Board must pursue; however, the Minister has not issued any policy statement directing the board to base rates on considerations of the ability to pay. Moreover, the power granted to a regulatory authority “must be exercised reasonably and according to the law, and cannot be exercised for a collateral object or an extraneous and irrelevant purpose, however commendable.” *Re Multi Malls Inc. et al. and Minister of Transportation and Communications et al* (1977), 14 O.R. (2d) 49 at 55 (C.A.). As we have said, cost of service is the starting point building block in rate setting, to meet the fundamental concern of balancing the interests of all consumers with the interests of the natural monopoly utility.

[59] Nor does our conclusion presume as to what methods or techniques may be available in determining “just and reasonable rates.” Efficiency and equity considerations must be made. Rather, this is to say only that so long as the global amount of return to the utility based upon a “cost of service” analysis is achievable, then the rates/prices (and the methods and techniques to determine those rates/prices) to generate that global amount is a matter for the Board’s discretion in its ultimate goal and responsibility of approving and fixing “just and reasonable rates.”

[60] The issue before the Court is that of jurisdiction, not how and the manner by which the Board should exercise the jurisdiction conferred upon it.

[61] In our view, and we so find, the Board has the jurisdiction to take into account the ability to pay in setting rates. We so find having taken into account the expansive wording of s. 36 (2) and (3) of the statute and giving that wording its ordinary meaning, having considered the purpose of the legislation within the context of the statutory objectives for the Board seen in s. 2, and being mindful of the history of rate setting to date in giving efficacy to the promotion of the legislative purpose.

[62] We also find that that interpretation is appropriate taking into account the criteria articulated in *Driedger*, above, namely it complies with the legislative text, it promotes the legislative purpose and the outcome is reasonable and just.

[63] As indicated above, a statutory administrative tribunal obtains its jurisdiction from explicit powers or implicit powers. Having found that the jurisdiction to consider ability to pay in rate setting is explicitly within the *Act*, we need not consider the doctrine of necessary implication or the related principle of implied exclusion.

The issue of the *Canadian Charter of Rights and Freedoms*

[64] Before concluding, it is appropriate to mention the submission made on behalf of LIEN in respect of s. 15 (1) of the *Canadian Charter of Rights and Freedoms*, Part 1 of the *Constitution Act, 1982*, being Schedule B to the *Canada Act, 1982* (U.K.), c. 11 (the “*Charter*”).

[65] LIEN says it raises the *Charter* simply within the context of it being an interpretive tool in discerning the meaning of an asserted ambiguous s. 36 of the *Act*. LIEN says it does not raise any issue that the *Act* or the Board’s actions or inactions are contrary to the *Charter*.

[66] LIEN argues that in the absence of clear statutory provisions, the requirement for “just and reasonable rates” must be interpreted to comply with s. 15. The *Charter* applies to provincial legislation and can be used as an interpretive tool. *R. v. Rogers*, [2006] 1 S.C.R. 554, [2006] S.C.J. No. 15 at para. 18. In our view, as stated above, the *Act* provides the Board with the requisite jurisdiction without having to look to the *Charter*.

[67] While we heard submissions from LIEN, we declined to hear from counsel for the respondents on this issue. We agree with our colleague Swinton J. that such an argument requires a full evidentiary record.

Disposition

[68] For the reasons given, the appeal is allowed and it is declared that the Board has the jurisdiction to establish a rate affordability assistance program for low income consumers purchasing the distribution of natural gas from the utility, EGD.

[69] All parties agree that there is not to be any award of costs in respect of this appeal.

KITELEY J.

CUMMING J.

Released: May , 2008

Swinton J. (dissenting):

[70] The sole issue in this appeal is whether the Ontario Energy Board (the “Board”) erred in holding that it had no jurisdiction, when setting residential rates for gas distribution, to order a rate affordability program for low income consumers. In my view, the majority of the Board was correct in concluding that the Board lacked jurisdiction to make such an order.

[71] The majority of the Board predicated its decision on the understanding that the appellants’ proposal contemplated the establishment of a rate group for low income residential consumers that would be funded by general rates. I, too, proceed on that assumption. While there were no details of a specific program put forth by the appellants during the hearing, it is inevitable that the Board, in setting lower rates for the economically disadvantaged, would have to impose higher rates on other consumers.

The Board’s Practice in Setting Rates

[72] Pursuant to the *Ontario Energy Board Act, 1998*, S.O. 1998, c. 15, Schedule B (the “Act”), the Board has authority to set rates for both gas and electricity. It has traditionally set rates for gas through a “cost of service” assessment, in which it seeks to determine a utility’s total cost of providing service to its customers over a one year period (the “test year”). According to the Board’s factum, these costs include the rate base (which is essentially the net book value of the utility’s total capital investments) and the utility’s operational and maintenance costs for the test year, among other things. The utility’s total costs for the test year (usually including a rate of return on the rate base portion) forms the revenue requirement. The revenue requirement is then divided amongst the utility’s ratepayers on a rate class basis (that is, residential, small commercial, industrial, etc.).

[73] With respect to gas, it has always been the Board’s practice to allocate the revenue requirement to the different rate classes on the basis of how much of that cost the rate class actually causes (“cost causality”). To the greatest extent possible, the Board has striven to avoid inter-class subsidies (see, for example, Decision with Reasons, RP-2003-0063 (2005), p. 5).

The Proper Approach to Statutory Interpretation

[74] To determine the issue in this appeal, it is necessary to consider the powers conferred on the Board by its constituent legislation, the *Ontario Energy Board Act*. That Act must be interpreted using the modern principles of statutory interpretation described by Professor Ruth Sullivan in *Driedger on the Construction of Statutes* (3rd ed.) (Toronto: Butterworths, 1994) as follows:

There is only one rule in modern interpretation, namely, courts are obliged to determine the meaning of legislation in its total context, having regard to the purpose of the

legislation, the consequences of proposed interpretations, the presumptions of special rules of interpretation, as well as admissible external aids. In other words, the courts must consider and take into account all relevant and admissible indicators of legislative meaning. After taking these into account, the court must then adopt an interpretation that is appropriate. An appropriate interpretation is one that can be justified in terms of (a) its plausibility, that is, its compliance with the legislative text; (b) its efficacy, that is, its promotion of the legislative purpose; and (c) its acceptability, that is, the outcome is reasonable and just. (at p. 131)

[75] The words of a statute are to be read in their entire context and in their grammatical and ordinary sense, harmoniously with the scheme of the Act, its objects, and the intent of the Legislature (*ATCO Gas and Pipelines Ltd. v. Alberta (Energy and Utilities Board)*, [2006] 1 S.C.R. 140 at para. 37).

The Words of the Provision in Issue

[76] Subsection 36(2) of the Act gives the Board the broad authority to approve or fix “just and reasonable” rates for the distribution of gas. On its face, those words might encompass the power to set rates according to income. However, the words do not explicitly confer the power to do so, and the Supreme Court of Canada commented in *ATCO*, *supra* that a discretionary grant of authority to a tribunal cannot be viewed as conferring unlimited discretion. A regulatory tribunal must interpret its powers “within the confines of the statutory regime and principles generally applicable to regulatory matters, for which the legislature is assumed to have had regard in passing that legislation” (at para. 50).

[77] The appellants also rely on s. 36(3), which states that in approving or fixing just and reasonable rates, the Board may adopt “any method or technique that it considers appropriate”. These words were added to the Act in 1998. Examples of methods or techniques used by the Board for setting gas distribution rates are cost of service regulation and incentive regulation.

[78] On its face, the words of s. 36(3) do not confer the jurisdiction to provide special rates for low income customers. The subsection replaced an earlier provision of the Act which required a traditional cost of service analysis in setting rates. I agree with the conclusion of the Board majority as to the meaning of s. 36(3) (Reasons, p. 10):

It gives the Board the flexibility to employ other methods of ratemaking in fixing just and reasonable rates, such as incentive ratemaking, rather than the traditional costs of service regulation specified in section 19 of the old Act. The change in the legislation was coincident with the addition of the regulation of the electricity sector to the Board’s mandate. The granting of the authority to use methods other than cost of service to set rates for the gas sector was an alignment with the non-prescriptive authority to set rates for the electricity sector. The Board is of the view that if the intent of the legislature by the new language was to include ratemaking considering income level as a rate class determinant, the new Act would have made this provision explicit given the opportunity

at the time of the update of the Act and the resultant departure from the Board's past practice.

The Regulatory Context

[79] According to longstanding principles governing public utilities developed under the common law, a public utility like the respondent Enbridge Gas Distribution Inc. ("Enbridge") must treat all its customers equally with respect to the rates they pay for a particular service (*Attorney General of Canada v. The Corporation of the City of Toronto* (1892), 23 S.C.R. 514 at 519-20; *St. Lawrence Rendering Co. Ltd. v. Cornwall*, [1951] O.R. 669 (H.C.J.) at 683; *Chastain v. British Columbia Hydro and Power Authority* (1972), 32 D.L.R. (3d) 443 (B.C.S.C.) at 454).

[80] As noted in the Board's majority reasons, the Board is, at its core, an economic regulator (Reasons, p. 4). Rate setting is at the core of its jurisdiction (*Garland v. Consumer's Gas Company* (2000), 185 D.L.R. (4th) 536 (Ont. S.C.J.) at para. 45). I agree with the majority's description of economic regulation as being "rooted in the achievement of economic efficiencies, the establishment of fair returns for natural monopolies and the development of appropriate cost allocation methodologies" (Reasons, p. 4).

[81] Historically, in setting rates, the Board has engaged in a balancing of the interests of the regulated utility and consumers. The Board has not historically balanced the interests of different groups of consumers. As the Divisional Court stated in *Union Gas Ltd. v. Ontario (Energy Board)* (1983), 43 O.R. (2d) 489 at p. 11 (Quicklaw):

... it is the function of the O.E.B. to balance the interest of the appellant in earning the highest possible return on the operation of its enterprise (a monopoly) with the conflicting interest of its customers to be served as cheaply as possible.

See, as well, *Northwestern Utilities v. The City of Edmonton*, [1929] 1 S.C.R. 186 at 192.

[82] In a similar vein, the Supreme Court in *ATCO*, *supra* spoke of a "regulatory compact" which ensures that all customers have access to a utility at a fair price. The Court went on to state (at para. 63):

Under the regulatory compact, the regulated utilities are given exclusive rights to sell their services within a specified area at rates that will provide companies the opportunity to earn a fair rate of return for all their investors. In return for this right of exclusivity, utilities assume a duty to adequately and reliably serve all customers of their defined territories, and are required to have their rates and certain operations regulated...

The Court described the object of the Act "to protect both the customer *and* the investor" (at para. 64).

[83] The Legislature, in conferring power on the Board, must be taken to have had regard to the principles generally applicable to rate regulation (*ATCO, supra* at paras. 50 and 64). I agree with the submission of Enbridge that those principles are the following:

(a) customers of a public utility must be treated equally insofar as the rate for a particular service or class of services is concerned; and

(b) the Legislature will be presumed not to have intended to authorize discrimination among customers of a public utility unless it has used specific words to express this intention.

[84] Thus, the considerations of justice and reasonableness in the setting of rates have been and are those between the utility and consumers as a group, not among different groups of consumers based on their ability to pay.

Other Provisions of the Act

[85] In applying s. 36(2), the Board must be bound by the objectives set out in s. 2 of the Act, which includes

2. To protect the interests of consumers with respect to prices and the reliability and quality of gas service.

[86] The appellants submit that these words are broad enough to permit the Board to order a rate affordability assistance program. However, that is not obvious from the words used, which refer to “consumers” as a whole, and not to any particular subset of consumers. Indeed, it can be argued that any low income rate affordability program would run counter to the stated objective, given that such a program must almost certainly be funded through higher rates paid by other consumers. The result would be to provide benefits to one group of consumers at the expense of others.

[87] The reason for this conclusion lies in the Board’s historical approach to rate setting, as described earlier in these reasons. The Board sets a revenue requirement for utilities before allocating those costs to the different rate classes. The only way the utility could recover its revenue requirement, given a rate class with lower rates for low income consumers, would be to increase the rates charged to other classes. Therefore, such higher prices can not be seen as protecting the interests of consumers with respect to prices, as set out in objective 2.

[88] Moreover, the Act contains an explicit provision in s. 79 that allows the Board to provide rate protection for rural and remote customers of electricity distributors. Subsection 79(1) provides:

The Board, in approving just and reasonable rates for a distributor who delivers electricity to rural or remote consumers, shall provide rate protection for those consumers

or prescribed classes of those consumers by reducing the rates that would otherwise apply in accordance with the prescribed rules.

Section 79 also provides grandfathering for those who had a subsidy prior to the change in the Act. As well, it explicitly allows the distributor to be compensated for the subsidized rates through contributions from other consumers, as provided by the regulations.

[89] This section was added to the Act in 1998, when the Board was given the authority over electricity rate regulation. Section 79 ensured the ongoing protection of rural rates put in place when electricity distribution was regulated by Ontario Hydro.

[90] One of the principles of statutory interpretation is “implied exclusion”. As Professor Sullivan has stated, this principle operates “whenever there is reason to believe that if the legislature had meant to include a particular thing within its legislation, it would have referred to that thing expressly” (*supra*, p. 186). While the purpose of s. 79 of the Act was to protect a pre-existing policy to assist rural and remote residential consumers, nevertheless, it is telling that there is no similar explicit power to order special rates or rate subsidies for other groups elsewhere in the Act.

The Significance of Ordering Rate Affordability Programs

[91] An appropriate interpretation can be justified in terms of its promotion of the legislative purpose and the reasonableness of the outcome (see Sullivan, quoted above at para. 5).

[92] The ability to order a rate affordability program would significantly change the role that the Board has played – indeed, the majority of the Board stated a number of times that the proposal to base rates on income level would be a “fundamental” departure from its current practice. In the past, the Board has acted as an economic regulator, balancing the interests of the utility and its shareholders against the interests of consumers as a group. Were it to assume jurisdiction over rate affordability programs, it would carry out an entirely different function. It would enter into the realm of social policy, weighing the interests of low income consumers against those of other consumers. This is not a role that the Board has traditionally played. This is not where its expertise lies, nor is it well-suited to taking on such a role.

[93] An examination of the particular case before the Board illustrates this. The appellants seek a rate affordability assistance program for gas in response to Enbridge’s application for a rate increase for gas distribution – that is, for the *delivery* of natural gas. Customers can make arrangements for the purchase of the commodity of natural gas with a variety of suppliers in the competitive market. Therefore, were the Board to assume jurisdiction to order a rate affordability assistance program here, it could address only one part of the problem that low income consumers face in meeting their heating costs – the cost of distribution of gas.

[94] In addition, the Board would have to consider eligibility criteria for a rate affordability assistance program that reasonably would take into account existing programs for assistance to

low income consumers. Obviously, this would include social assistance programs. As well, Enbridge, in its factum, has identified other programs which provide assistance for low income consumers. For example, the Ontario government has implemented a program to assist low income customers with rising electricity costs through amendments to income tax legislation (*Income Tax Act*, R.S.O. 1990, c. I.2, s. 8.6.1, as amended S.O. 2006, c.18, c.1). At the federal level, there was one-time relief for low income families and senior citizens provided by the *Energy Costs Assistance Measures Act*, S.C. 2005, c. 49.

[95] Moreover, in order to cover the lower costs, the Board would have to increase the rates of other customers in a manner that would inevitably be regressive in nature, as it is difficult to conceive how the Board would be able to determine, in a systematic way, the ability of these other customers to pay.

[96] Clearly, the determination of the need for a subsidy for low income consumers is better made by the Legislature. That body has the ability to consider the full range of existing programs, as well as a wide range of funding options, while the Board is necessarily limited to allocating the cost to other consumers. The relative advantages of a legislative body in establishing social programs of the kind proposed are well described in the following excerpt from a decision of the Oregon Public Utility Commissioner (*Re Rate Concessions to Poor Persons and Senior Citizens* (1976), 14 PUR 4th 87 at p. 94):

Utility bills are not poor persons' only problems. They also cannot afford adequate shelter, transportation, clothing or food. The legislative assembly is the only agency which can provide comprehensive assistance, and can fund such assistance from the general tax funds. It has the information and responsibility to deal with such matters, and can do so from an overall perspective. It can determine the needs of various groups and compare those needs to existing social programs. If it determines a special program is needed to deal with energy costs, it can affect all energy sources rather than only those the commissioner regulates.

With clear authority to establish social welfare policy, the legislative assembly also can monitor all state and federal welfare programs and the sources and extent of aid given to different groups. Without such overview, as independent agencies aid various segments of society, the total aid given each group is unknown, and unequal treatment of different groups becomes likely.

[97] Where the issue of rate affordability programs has arisen in other jurisdictions, courts and boards have ruled that a public utilities board does not have jurisdiction to set rates based on ability to pay (see, for example, *Washington Gas Light Co. v. Public Service Commission of the District of Columbia* (1982), 450 A. 2d 1187 (D.C. Ct. App.) at para. 38; *Dalhousie Legal Aid Service v. Nova Scotia Power Inc.* (2006), 268 D.L.R. (4th) 408 (N.S.C.A.) at 419; Alberta Energy and Utilities Board Decision 2004-066, Section 9.2.6 at 161, as well as the Oregon case, *supra*).

[98] The appellants distinguish the *Dalhousie Legal Aid* case because the Nova Scotia legislation is different from Ontario's. Specifically, s. 67(1) of the *Public Utilities Act*, R.S.N.S. 1989, c. 380 provides that "[a]ll tolls, rates and charges shall always, under substantially similar circumstances and conditions in respect of service of the same description, be charged equally to all persons and at the same rate".

[99] While the language of the two statutes does differ, nevertheless, the reasons of the Nova Scotia Court of Appeal make it clear that the Board's role is not to set social policy. At para. 33, Fichaud J.A, observed, "The Board's regulatory power is a proxy for competition, not an instrument of social policy."

[100] Moreover, the principle in s. 67(1) of the Nova Scotia Act requiring that rates be charged equally is a codification of the common law, set out earlier in these reasons. The Ontario Board has long operated according to the same principles.

[101] The appellants submit that the recent decision in *Allstream Corp. v. Bell Canada*, [2005] F.C.J. No. 1237 (C.A.) assists their case. There, the Federal Court of Appeal upheld a decision of the Canadian Radio-Television and Telecommunications Commission (the "CRTC") approving special facilities tariffs submitted by Bell for the provision of optical fibre services pursuant to certain customer-specific arrangements. All but one related to a Quebec government initiative aimed at supporting the construction of broadband networks for rural municipalities, school boards and other institutions. The Court determined that the Commission's decision approving the tariffs was not patently unreasonable, given the exceptional circumstances of the case that justified a deviation from the normal practice of rate determination. The Court noted that the Commission considered matters that were not purely economic, but noted that such considerations were part of the Commission's wide mandate under s. 7 of the *Telecommunications Act*, S.C. 1993, c. 38 (at paras. 34-35).

[102] Section 7 of that Act, unlike s. 2 of the *Ontario Energy Board Act*, expressly includes the power "to respond to the economic and social requirements of users of telecommunications services" (s. 7(h)), as well as to enrich and strengthen the social and economic fabric of Canada and its regions (s. 7(a)). Moreover, while s. 27(2)(b) of that Act forbids unjust discrimination in rates charged, s. 27(6) explicitly permits reduced rates, with the approval of the Commission, for any charitable organization or disadvantaged person.

[103] In contrast to the broad mandate given to the CRTC, the objectives of the Board are much more confined. When the Board's objectives go beyond the economic realm, specific reference has been made to other objectives, such as conservation and consumer education (s. 2 (5) and (6)). There is no reference to the consideration of economic and social requirements of consumers.

[104] The appellants have also pointed out that the Board has in the past authorized programs that transfer benefits to lower income customers. The Winter Warmth program is one in which individuals can apply for emergency financial relief with heating bills. It is triggered by an

application from a particular customer, and the program is funded by all customers. The fact that the Board has approved this charitable program does not lead to the conclusion that it has jurisdiction to set rates on the basis of income level.

[105] With respect to the Demand Side Management (DSM) programs, the majority of the Board explained that this is not equivalent to a rate class based on income level. At p. 11 of its Reasons, the majority stated,

The Board is vigilant in ensuring that customer groups are afforded the opportunity to receive the benefits of the costs charged. In the case of Demand Side Management (DSM) programs, for example, the Board has ordered that specific funding be channeled for programs aimed at low income customers. It cannot be argued that this constitutes discriminatory pricing. Rather, the contrary. It is an attempt to avoid discrimination against low income customers who also pay for DSM programs but may not have equal opportunities to take advantage of these programs.

[106] Were the Board to assume jurisdiction to order a rate affordability assistance program, it would be taking on a significant new role as a regulator of social policy. Given the dramatic change in the role that it has historically played, as well as the departure from common law principles, it would require express language from the Legislature to confer such jurisdiction

Jurisdiction by Necessary Implication

[107] In order to impute jurisdiction to a regulatory body, there must be evidence that the exercise of the power in question is a practical necessity for the regulatory body to accomplish the goals prescribed by the Legislature (*ATCO, supra* at paras. 51, 77). In this case, there is no evidence that the power to implement a rate affordability assistance program is a practical necessity for the Board to meet its objectives as set out in s. 2.

The Role of the Charter

[108] The appellants submit that the values found in s. 15 of the *Canadian Charter of Rights and Freedoms* should be considered in the interpretation of the ratemaking provisions of the Act. However, the Charter has no relevance in interpretation unless there is genuine ambiguity in the statutory provision (*R. v. Rodgers*, [2006] 1 S.C.R. 554 at paras. 18-19). A genuine ambiguity is one in which there are “two or more plausible readings, each equally in accordance with the intentions of the statute” (at para. 18).

[109] In my view, there is no ambiguity in the interpretation of s. 36 of the Act, and therefore, there is no need to resort to the Charter.

[110] In any event, the appellants’ argument is, in fact, that the failure of the Board to order a rate affordability program is discriminatory on the basis of sex, race, age, disability and social assistance, because of the adverse impact on these groups (*Factum*, para. 43, as well as para. 47).

Such an argument can not be made without a full evidentiary record, and the inclusion of statistical material in the Appeal Book is not a sufficient basis on which to address this equality argument.

Conclusion

[111] For these reasons, I am of the view that the majority decision of the Board was correct, and that the Board has no jurisdiction to order rate affordability assistance programs for low income consumers. Therefore, I would dismiss the appeal.

Swinton J.

Released: May 16, 2008

COURT FILE NO.: 273/07
DATE: 20080516

**ONTARIO
SUPERIOR COURT OF JUSTICE**

DIVISIONAL COURT

KITELEY, CUMMING AND SWINTON JJ.

B E T W E E N:

ADVOCACY CENTRE FOR TENANTS-
ONTARIO and INCOME SECURITY
ADVOCACY CENTRE on behalf of LOW-
INCOME ENERGY NETWORK

Appellant

- and -

ONTARIO ENERGY BOARD

Respondent

REASONS FOR JUDGMENT

Released: May 16, 2008

Tab 7

City of Calgary *Appellant/Respondent on cross-appeal*

v.

ATCO Gas and Pipelines Ltd. *Respondent/ Appellant on cross-appeal*

and

**Alberta Energy and Utilities Board,
Ontario Energy Board, Enbridge Gas
Distribution Inc. and Union
Gas Limited** *Intervenors*

**INDEXED AS: ATCO GAS AND PIPELINES LTD. v.
ALBERTA (ENERGY AND UTILITIES BOARD)**

Neutral citation: 2006 SCC 4.

File No.: 30247.

2005: May 11; 2006: February 9.

Present: McLachlin C.J. and Bastarache, Binnie, LeBel, Deschamps, Fish and Charron JJ.

ON APPEAL FROM THE COURT OF APPEAL FOR ALBERTA

Administrative law — Boards and tribunals — Regulatory boards — Jurisdiction — Doctrine of jurisdiction by necessary implication — Natural gas public utility applying to Alberta Energy and Utilities Board to approve sale of buildings and land no longer required in supplying natural gas — Board approving sale subject to condition that portion of sale proceeds be allocated to ratepaying customers of utility — Whether Board had explicit or implicit jurisdiction to allocate proceeds of sale — If so, whether Board's decision to exercise discretion to protect public interest by allocating proceeds of utility asset sale to customers reasonable — Alberta Energy and Utilities Board Act, R.S.A. 2000, c. A-17, s. 15(3) — Public Utilities Board Act, R.S.A. 2000, c. P-45, s. 37 — Gas Utilities Act, R.S.A. 2000, c. G-5, s. 26(2).

Administrative law — Judicial review — Standard of review — Alberta Energy and Utilities Board — Standard

Ville de Calgary *Appelante/Intimée au pourvoi incident*

c.

ATCO Gas and Pipelines Ltd. *Intimée/ Appelante au pourvoi incident*

et

**Alberta Energy and Utilities Board,
Commission de l'énergie de l'Ontario,
Enbridge Gas Distribution Inc. et
Union Gas Limited** *Intervenantes*

**RÉPERTORIÉ : ATCO GAS AND PIPELINES LTD. c.
ALBERTA (ENERGY AND UTILITIES BOARD)**

Référence neutre : 2006 CSC 4.

N° du greffe : 30247.

2005 : 11 mai; 2006 : 9 février.

Présents : La juge en chef McLachlin et les juges Bastarache, Binnie, LeBel, Deschamps, Fish et Charron.

EN APPEL DE LA COUR D'APPEL DE L'ALBERTA

Droit administratif — Organismes et tribunaux administratifs — Organismes de réglementation — Compétence — Doctrine de la compétence par déduction nécessaire — Demande présentée à l'Alberta Energy and Utilities Board par un service public de gaz naturel pour obtenir l'autorisation de vendre des bâtiments et un terrain ne servant plus à la fourniture de gaz naturel — Autorisation accordée à la condition qu'une partie du produit de la vente soit attribuée aux clients du service public — L'organisme avait-il le pouvoir exprès ou tacite d'attribuer le produit de la vente? — Dans l'affirmative, sa décision d'exercer son pouvoir discrétionnaire de protéger l'intérêt public en attribuant aux clients une partie du produit de la vente était-elle raisonnable? — Alberta Energy and Utilities Board Act, R.S.A. 2000, ch. A-17, art. 15(3) — Public Utilities Board Act, R.S.A. 2000, ch. P-45, art. 37 — Gas Utilities Act, R.S.A. 2000, ch. G-5, art. 26(2).

Droit administratif — Contrôle judiciaire — Norme de contrôle — Alberta Energy and Utilities Board

of review applicable to Board's jurisdiction to allocate proceeds from sale of public utility assets to ratepayers — Standard of review applicable to Board's decision to exercise discretion to allocate proceeds of sale — Alberta Energy and Utilities Board Act, R.S.A. 2000, c. A-17, s. 15(3) — Public Utilities Board Act, R.S.A. 2000, c. P-45, s. 37 — Gas Utilities Act, R.S.A. 2000, c. G-5, s. 26(2).

ATCO is a public utility in Alberta which delivers natural gas. A division of ATCO filed an application with the Alberta Energy and Utilities Board for approval of the sale of buildings and land located in Calgary, as required by the *Gas Utilities Act* ("GUA"). According to ATCO, the property was no longer used or useful for the provision of utility services, and the sale would not cause any harm to ratepaying customers. ATCO requested that the Board approve the sale transaction, as well as the proposed disposition of the sale proceeds: to retire the remaining book value of the sold assets, to recover the disposition costs, and to recognize that the balance of the profits resulting from the sale should be paid to ATCO's shareholders. The customers' interests were represented by the City of Calgary, who opposed ATCO's position with respect to the disposition of the sale proceeds to shareholders.

Persuaded that customers would not be harmed by the sale, the Board approved the sale transaction on the basis that customers would not "be exposed to the risk of financial harm as a result of the Sale that could not be examined in a future proceeding". In a second decision, the Board determined the allocation of net sale proceeds. The Board held that it had the jurisdiction to approve a proposed disposition of sale proceeds subject to appropriate conditions to protect the public interest, pursuant to the powers granted to it under s. 15(3) of the *Alberta Energy and Utilities Board Act* ("AEUBA"). The Board applied a formula which recognizes profits realized when proceeds of sale exceed the original cost can be shared between customers and shareholders, and allocated a portion of the net gain on the sale to the ratepaying customers. The Alberta Court of Appeal set aside the Board's decision, referring the matter back to the Board to allocate the entire remainder of the proceeds to ATCO.

Held (McLachlin C.J. and Binnie and Fish JJ. dissenting): The appeal is dismissed and the cross-appeal is allowed.

Per Bastarache, LeBel, Deschamps and Charron JJ.: When the relevant factors of the pragmatic and functional approach are properly considered, the standard of

— *Norme de contrôle applicable à la décision de l'organisme concernant son pouvoir d'attribuer aux clients le produit de la vente des biens d'un service public — Norme de contrôle applicable à la décision de l'organisme d'exercer son pouvoir discrétionnaire en attribuant le produit de la vente — Alberta Energy and Utilities Board Act, R.S.A. 2000, ch. A-17, art. 15(3) — Public Utilities Board Act, R.S.A. 2000, ch. P-45, art. 37 — Gas Utilities Act, R.S.A. 2000, ch. G-5, art. 26(2).*

ATCO est un service public albertain de distribution de gaz naturel. L'une de ses filiales a demandé à l'Alberta Energy and Utilities Board (« Commission ») l'autorisation de vendre des bâtiments et un terrain situés à Calgary, comme l'exigeait la *Gas Utilities Act* (« GUA »). ATCO a indiqué que les biens n'étaient plus utilisés pour fournir un service public ni susceptibles de l'être et que leur vente ne causerait aucun préjudice aux clients. Elle a demandé à la Commission d'autoriser l'opération et l'affectation du produit de la vente au paiement de la valeur comptable et au recouvrement des frais d'aliénation, et de reconnaître le droit de ses actionnaires au profit net. La ville de Calgary a défendu les intérêts des clients, s'opposant à ce que le produit de la vente soit attribué aux actionnaires comme le préconisait ATCO.

Convaincue que la vente ne serait pas préjudiciable aux clients, la Commission l'a autorisée au motif que « la vente ne risquait pas de leur infliger un préjudice financier qui ne pourrait faire l'objet d'un examen dans le cadre d'une procédure ultérieure ». Dans une deuxième décision, elle a décidé de l'attribution du produit net de la vente. Elle a conclu qu'elle avait le pouvoir d'autoriser l'aliénation projetée en l'assortissant de conditions aptes à protéger l'intérêt public, suivant le par. 15(3) de l'*Alberta Energy and Utilities Board Act* (« AEUBA »). Elle a appliqué une formule reconnaissant que le profit réalisé lorsque le produit de la vente excède le coût historique peut être réparti entre les clients et les actionnaires et elle a attribué aux clients une partie du gain net tiré de la vente. La Cour d'appel de l'Alberta a annulé la décision et renvoyé l'affaire à la Commission en lui enjoignant d'attribuer à ATCO la totalité du produit net.

Arrêt (la juge en chef McLachlin et les juges Binnie et Fish sont dissidents) : Le pourvoi est rejeté et le pourvoi incident est accueilli.

Les juges Bastarache, LeBel, Deschamps et Charron : Compte tenu des facteurs pertinents de l'analyse pragmatique et fonctionnelle, la norme de contrôle

review applicable to the Board's decision on the issue of jurisdiction is correctness. Here, the Board did not have the jurisdiction to allocate the proceeds of the sale of the utility's asset. The Court of Appeal made no error of fact or law when it concluded that the Board acted beyond its jurisdiction by misapprehending its statutory and common law authority. However, the Court of Appeal erred when it did not go on to conclude that the Board has no jurisdiction to allocate any portion of the proceeds of sale of the property to ratepayers. [21-34]

The interpretation of the AEUBA, the *Public Utilities Board Act* ("PUBA") and the GUA can lead to only one conclusion: the Board does not have the prerogative to decide on the distribution of the net gain from the sale of assets of a utility. On their grammatical and ordinary meaning, s. 26(2) GUA, s. 15(3) AEUBA and s. 37 PUBA are silent as to the Board's power to deal with sale proceeds. Section 26(2) GUA conferred on the Board the power to approve a transaction without more. The intended meaning of the Board's power pursuant to s. 15(3) AEUBA to impose conditions on an order that the Board considers necessary in the public interest, as well as the general power in s. 37 PUBA, is lost when the provisions are read in isolation. They are, on their own, vague and open-ended. It would be absurd to allow the Board an unfettered discretion to attach any condition it wishes to any order it makes. While the concept of "public interest" is very wide and elastic, the Board cannot be given total discretion over its limitations. These seemingly broad powers must be interpreted within the entire context of the statutes which are meant to balance the need to protect consumers as well as the property rights retained by owners, as recognized in a free market economy. The context indicates that the limits of the Board's powers are grounded in its main function of fixing just and reasonable rates and in protecting the integrity and dependability of the supply system. [7] [41] [43] [46]

An examination of the historical background of public utilities regulation in Alberta generally, and the legislation in respect of the powers of the Alberta Energy and Utilities Board in particular, reveals that nowhere is there a mention of the authority for the Board to allocate proceeds from a sale or the discretion of the Board to interfere with ownership rights. Moreover, although the Board may seem to possess a variety of powers and functions, it is manifest from a reading of the AEUBA,

applicable à la décision de la Commission portant sur sa compétence est celle de la décision correcte. En l'espèce, la Commission n'avait pas le pouvoir d'attribuer le produit de la vente des biens de l'entreprise de services publics. La Cour d'appel n'a pas commis d'erreur de fait ou de droit lorsqu'elle a conclu que la Commission avait outrepassé sa compétence en se méprenant sur les pouvoirs que lui conféraient la loi et la common law. Cependant, elle a eu tort de ne pas conclure en outre que la Commission n'avait pas le pouvoir d'attribuer aux clients quelque partie du produit de la vente des biens. [21-34]

L'analyse de l'AEUBA, de la *Public Utilities Board Act* (« PUBA ») et de la GUA mène à une seule conclusion : la Commission n'a pas le pouvoir de décider de la répartition du gain net tiré de la vente d'un bien par un service public. Suivant le sens grammatical et ordinaire des mots qui y sont employés, le par. 26(2) de la GUA, le par. 15(3) de l'AEUBA et l'art. 37 de la PUBA sont silencieux en ce qui concerne le pouvoir de la Commission de décider du sort du produit de la vente. Le paragraphe 26(2) de la GUA lui conférait le pouvoir d'autoriser une opération, sans plus. La véritable portée du par. 15(3) de l'AEUBA, qui confère à la Commission le pouvoir d'assortir une ordonnance des conditions qu'elle juge nécessaires dans l'intérêt public, et celle de l'art. 37 de la PUBA, qui l'investit d'un pouvoir général, est occultée lorsque l'on considère isolément ces dispositions. En elles-mêmes, les dispositions sont vagues et sujettes à diverses interprétations. Il serait absurde d'accorder à la Commission le pouvoir discrétionnaire absolu d'assortir ses ordonnances des conditions de son choix. La notion d'« intérêt public » est très large et élastique, mais la Commission ne peut se voir accorder le pouvoir discrétionnaire absolu d'en circonscrire les limites. Son pouvoir apparemment vaste doit être interprété dans le contexte global des lois en cause, qui visent à protéger non seulement le consommateur, mais aussi le droit de propriété reconnu au propriétaire dans une économie de libre marché. Il appert du contexte que les limites du pouvoir de la Commission sont inhérentes à sa principale fonction qui consiste à fixer des tarifs justes et raisonnables et à préserver l'intégrité et la fiabilité du réseau d'alimentation. [7] [41] [43] [46]

Ni l'historique de la réglementation des services publics de l'Alberta en général ni les dispositions législatives conférant ses pouvoirs à l'Alberta Energy and Utilities Board en particulier ne font mention du pouvoir de la Commission d'attribuer le produit de la vente ou de son pouvoir discrétionnaire de porter atteinte au droit de propriété. Bien que la Commission puisse sembler posséder toute une gamme d'attributions et de fonctions, il ressort de l'AEUBA, de la PUBA et de la

the PUBA and the GUA that the principal function of the Board in respect of public utilities, is the determination of rates. Its power to supervise the finances of these companies and their operations, although wide, is in practice incidental to fixing rates. The goals of sustainability, equity and efficiency, which underlie the reasoning as to how rates are fixed, have resulted in an economic and social arrangement which ensures that all customers have access to the utility at a fair price — nothing more. The rates paid by customers do not incorporate acquiring ownership or control of the utility's assets. The object of the statutes is to protect both the customer and the investor, and the Board's responsibility is to maintain a tariff that enhances the economic benefits to consumers and investors of the utility. This well-balanced regulatory arrangement does not, however, cancel the private nature of the utility. The fact that the utility is given the opportunity to make a profit on its services and a fair return on its investment in its assets should not and cannot stop the utility from benefiting from the profits which follow the sale of assets. Neither is the utility protected from losses incurred from the sale of assets. The Board misdirected itself by confusing the interests of the customers in obtaining safe and efficient utility service with an interest in the underlying assets owned only by the utility. [54-69]

Not only is the power to allocate the proceeds of the sale absent from the explicit language of the legislation, but it cannot be implied from the statutory regime as necessarily incidental to the explicit powers. For the doctrine of jurisdiction by necessary implication to apply, there must be evidence that the exercise of that power is a practical necessity for the Board to accomplish the objects prescribed by the legislature, something which is absent in this case. Not only is the authority to attach a condition to allocate the proceeds of a sale to a particular party unnecessary for the Board to accomplish its role, but deciding otherwise would lead to the conclusion that broadly drawn powers, such as those found in the AEUBA, the GUA and the PUBA, can be interpreted so as to encroach on the economic freedom of the utility, depriving it of its rights. If the Alberta legislature wishes to confer on ratepayers the economic benefits resulting from the sale of utility assets, it can expressly provide for this in the legislation. [39] [77-80]

Notwithstanding the conclusion that the Board lacked jurisdiction, its decision to exercise its discretion to protect the public interest by allocating the sale proceeds as it did to ratepaying customers did not meet a reasonable standard. When it explicitly concluded

GUA que son principal mandat à l'égard des entreprises de services publics est l'établissement de tarifs. Son pouvoir de surveiller les finances et le fonctionnement de ces entreprises est certes vaste mais, en pratique, il est accessoire à sa fonction première. Les objectifs de viabilité, d'équité et d'efficacité, qui expliquent le mode de fixation des tarifs, sont à l'origine d'un arrangement économique et social qui garantit à tous les clients l'accès au service public à un prix raisonnable, sans plus. Le paiement du tarif par le client n'emporte pas l'acquisition d'un droit de propriété ou de possession sur les biens du service public. L'objet de la législation est de protéger le client et l'investisseur, et la Commission a pour mandat d'établir une tarification qui favorise les avantages financiers de l'un et de l'autre. Toutefois, ce subtil compromis ne supprime pas le caractère privé de l'entreprise. Le fait que l'on donne au service public la possibilité de tirer un profit de la prestation du service et de bénéficier d'un juste rendement de son actif ne peut ni ne devrait l'empêcher d'encaisser le bénéfice résultant de la vente d'un élément d'actif. Sans compter que l'entreprise n'est pas à l'abri de la perte pouvant en découler. La Commission s'est méprise en confondant le droit des clients à un service sûr et efficace avec le droit sur les biens affectés à la prestation de ce service et dont l'entreprise est l'unique propriétaire. [54-69]

Non seulement le pouvoir d'attribuer le produit de la vente n'est pas expressément prévu par la loi, mais on ne peut « déduire » du régime législatif qu'il découle nécessairement du pouvoir exprès. Pour que s'applique la doctrine de la compétence par déduction nécessaire, la preuve doit établir que l'exercice de ce pouvoir est nécessaire dans les faits à la Commission pour que soient atteints les objectifs de la loi, ce qui n'est pas le cas en l'espèce. Non seulement il n'est pas nécessaire, pour s'acquitter de sa mission, que la Commission ait le pouvoir d'attribuer à une partie le produit de la vente qu'elle autorise, mais toute conclusion contraire permettrait d'interpréter un pouvoir largement défini, comme celui prévu dans l'AEUBA, la GUA ou la PUBA, d'une façon qui empiète sur la liberté économique de l'entreprise de services publics, dépouillant cette dernière de ses droits. Si l'assemblée législative albertaine souhaite que les clients bénéficient des avantages financiers découlant de la vente des biens d'un service public, elle peut adopter une disposition le prévoyant expressément. [39] [77-80]

Indépendamment de la conclusion que la Commission n'avait pas compétence, la décision d'exercer le pouvoir discrétionnaire de protéger l'intérêt public en répartissant le produit de la vente comme elle l'a fait ne satisfaisait pas à la norme de la raisonabilité. Lorsqu'elle

that no harm would ensue to customers from the sale of the asset, the Board did not identify any public interest which required protection and there was, therefore, nothing to trigger the exercise of the discretion to allocate the proceeds of sale. Finally, it cannot be concluded that the Board's allocation was reasonable when it wrongly assumed that ratepayers had acquired a proprietary interest in the utility's assets because assets were a factor in the rate-setting process. [82-85]

Per McLachlin C.J. and Binnie and Fish JJ. (dissenting): The Board's decision should be restored. Section 15(3) AEUBA authorized the Board, in dealing with ATCO's application to approve the sale of the subject land and buildings, to "impose any additional conditions that the Board considers necessary in the public interest". In the exercise of that authority, and having regard to the Board's "general supervision over all gas utilities, and the owners of them" pursuant to s. 22(1) GUA, the Board made an allocation of the net gain for public policy reasons. The Board's discretion is not unlimited and must be exercised in good faith for its intended purpose. Here, in allocating one third of the net gain to ATCO and two thirds to the rate base, the Board explained that it was proper to balance the interests of both shareholders and ratepayers. In the Board's view to award the entire gain to the ratepayers would deny the utility an incentive to increase its efficiency and reduce its costs, but on the other hand to award the entire gain to the utility might encourage speculation in non-depreciable property or motivate the utility to identify and dispose of properties which have appreciated for reasons other than the best interest of the regulated business. Although it was open to the Board to allow ATCO's application for the entire profit, the solution it adopted in this case is well within the range of reasonable options. The "public interest" is largely and inherently a matter of opinion and discretion. While the statutory framework of utilities regulation varies from jurisdiction to jurisdiction, Alberta's grant of authority to its Board is more generous than most. The Court should not substitute its own view of what is "necessary in the public interest". The Board's decision made in the exercise of its jurisdiction was within the range of established regulatory opinion, whether the proper standard of review in that regard is patent unreasonableness or simple reasonableness. [91-92] [98-99] [110] [113] [122] [148]

a conclu explicitement que la vente des biens ne causerait aucun préjudice aux clients, la Commission n'a pas cerné d'intérêt public à protéger et aucun élément ne justifiait donc l'exercice de son pouvoir discrétionnaire d'attribuer le produit de la vente. Enfin, on ne peut conclure que la répartition était raisonnable, la Commission ayant supposé à tort que les clients avaient acquis un droit de propriété sur les biens de l'entreprise du fait de la prise en compte de ceux-ci dans l'établissement des tarifs. [82-85]

La juge en chef McLachlin et les juges Binnie et Fish (dissidents) : La décision de la Commission devrait être rétablie. Le paragraphe 15(3) de l'AEUBA conférait à la Commission le pouvoir d'« imposer les conditions supplémentaires qu'elle juge[ait] nécessaires dans l'intérêt public » en statuant sur la demande d'autorisation de vendre le terrain et les bâtiments en cause présentée par ATCO. Dans l'exercice de ce pouvoir, et vu la « surveillance générale des services de gaz et de leurs propriétaires » qui lui incombait suivant le par. 22(1) de la GUA, la Commission a réparti le gain net en se fondant sur des considérations d'intérêt public. Son pouvoir discrétionnaire n'est pas illimité et elle doit l'exercer de bonne foi et aux fins auxquelles il est conféré. Dans la présente affaire, en attribuant un tiers du gain net à ATCO et deux tiers à la base tarifaire, la Commission a expliqué qu'il fallait mettre en balance les intérêts des actionnaires et ceux des clients. Selon elle, attribuer aux clients la totalité du profit n'aurait pas incité l'entreprise à accroître son efficacité et à réduire ses coûts et l'attribuer à l'entreprise aurait pu encourager la spéculation à l'égard de biens non amortissables ou l'identification des biens dont la valeur s'était accrue et leur aliénation pour des motifs étrangers à l'intérêt véritable de l'entreprise réglementée. La Commission pouvait accueillir la demande d'ATCO et lui attribuer la totalité du profit, mais la solution qu'elle a retenue en l'espèce s'inscrivait parmi celles pour lesquelles elle pouvait raisonnablement opter. L'« intérêt public » tient essentiellement et intrinsèquement à l'opinion et au pouvoir discrétionnaire. Même si le cadre législatif de la réglementation des services publics varie d'un ressort à l'autre, la Commission s'est vu conférer par le législateur albertain un pouvoir plus étendu que celui accordé à la plupart des organismes apparentés. Il n'appartient pas à notre Cour de déterminer quelles conditions sont « nécessaires dans l'intérêt public » et de substituer son opinion à celle de la Commission. La décision que la Commission a rendue dans l'exercice de son pouvoir se situe dans les limites des opinions exprimées par les organismes de réglementation, que la norme applicable soit celle du manifestement déraisonnable ou celle du raisonnable simpliciter. [91-92] [98-99] [110] [113] [122] [148]

ATCO's submission that an allocation of profit to the customers would amount to a confiscation of the corporation's property overlooks the obvious difference between investment in an unregulated business and investment in a regulated utility where the ratepayers carry the costs and the regulator sets the return on investment, not the marketplace. The Board's response cannot be considered "confiscatory" in any proper use of the term, and is well within the range of what is regarded in comparable jurisdictions as an appropriate regulatory allocation of the gain on sale of land whose original investment has been included by the utility itself in its rate base. Similarly, ATCO's argument that the Board engaged in impermissible retroactive rate making should not be accepted. The Board proposed to apply a portion of the expected profit to future rate making. The effect of the order is prospective not retroactive. Fixing the going-forward rate of return, as well as general supervision of "all gas utilities, and the owners of them", were matters squarely within the Board's statutory mandate. ATCO also submits in its cross-appeal that the Court of Appeal erred in drawing a distinction between gains on sale of land whose original cost is not depreciated and depreciated property, such as buildings. A review of regulatory practice shows that many, but not all, regulators reject the relevance of this distinction. The point is not that the regulator must reject any such distinction but, rather, that the distinction does not have the controlling weight as contended by ATCO. In Alberta, it is up to the Board to determine what allocations are necessary in the public interest as conditions of the approval of sale. Finally, ATCO's contention that it alone is burdened with the risk on land that declines in value overlooks the fact that in a falling market the utility continues to be entitled to a rate of return on its original investment, even if the market value at the time is substantially less than its original investment. Further, it seems such losses are taken into account in the ongoing rate-setting process. [93] [123-147]

Cases Cited

By Bastarache J.

Referred to: *Re ATCO Gas-North*, Alta. E.U.B., Decision 2001-65, July 31, 2001; *TransAlta Utilities Corp. v. Public Utilities Board (Alta.)* (1986), 68 A.R. 171; *Re TransAlta Utilities Corp.*, Alta. E.U.B., Decision 2000-41, July 5, 2000; *Pushpanathan v.*

La prétention d'ATCO selon laquelle attribuer le profit aux clients équivaut à confisquer l'actif de l'entreprise ne tient pas compte de la différence manifeste entre un investissement dans une entreprise non réglementée et un investissement dans un service public réglementé; dans ce dernier cas, les clients supportent les coûts et le taux de rendement est fixé par un organisme de réglementation, et non par le marché. La mesure retenue par la Commission ne peut être qualifiée de « confiscatoire » dans quelque acception de ce terme et elle fait partie des solutions jugées acceptables dans des ressorts comparables en ce qui concerne l'attribution du profit tiré de la vente d'un terrain dont l'entreprise de services publics a elle-même inclus le coût historique dans sa base tarifaire. On ne peut non plus faire droit à la prétention d'ATCO voulant que la Commission se soit indûment livrée à une tarification rétroactive. La Commission a proposé de tenir compte d'une partie du profit escompté pour fixer les tarifs ultérieurs. L'ordonnance a un effet prospectif, et non rétroactif. La fixation du rendement futur et la surveillance générale « des services de gaz et de leurs propriétaires » relevaient sans conteste du mandat légal de la Commission. Dans son pourvoi incident, ATCO prétend en outre que la Cour d'appel de l'Alberta a établi à tort une distinction entre le profit tiré de la vente d'un terrain dont le coût historique n'est pas amorti et le profit tiré de la vente d'un bien amorti, comme un bâtiment. Il ressort de la pratique réglementaire que de nombreux organismes de réglementation, mais pas tous, jugent cette distinction non pertinente. Ce n'est pas que l'organisme de réglementation doive l'écarter systématiquement, mais elle n'est pas aussi déterminante que le prétend ATCO. En Alberta, la Commission peut autoriser une vente à la condition que le produit qui en est tiré soit réparti comme elle le juge nécessaire dans l'intérêt public. Enfin, la prétention selon laquelle ATCO assume seule le risque que la valeur d'un terrain diminue ne tient pas compte du fait que s'il y a contraction du marché, l'entreprise de services publics continue de bénéficier d'un rendement fondé sur le coût historique même si la valeur marchande a considérablement diminué. De plus, il appert qu'une telle perte est prise en considération dans la procédure d'établissement des tarifs. [93] [123-147]

Jurisprudence

Citée par le juge Bastarache

Arrêts mentionnés : *Re ATCO Gas-North*, Alta. E.U.B., Décision 2001-65, 31 juillet 2001; *TransAlta Utilities Corp. c. Public Utilities Board (Alta.)* (1986), 68 A.R. 171; *Re TransAlta Utilities Corp.*, Alta. E.U.B., Décision 2000-41, 5 juillet 2000; *Pushpanathan c.*

Canada (Minister of Citizenship and Immigration), [1998] 1 S.C.R. 982; *United Taxi Drivers' Fellowship of Southern Alberta v. Calgary (City)*, [2004] 1 S.C.R. 485, 2004 SCC 19; *Consumers' Gas Co. v. Ontario (Energy Board)*, [2001] O.J. No. 5024 (QL); *Coalition of Citizens Impacted by the Caroline Shell Plant v. Alberta (Energy Utilities Board)* (1996), 41 Alta. L.R. (3d) 374; *Atco Ltd. v. Calgary Power Ltd.*, [1982] 2 S.C.R. 557; *Dome Petroleum Ltd. v. Public Utilities Board (Alberta)* (1976), 2 A.R. 453, aff'd [1977] 2 S.C.R. 822; *Barrie Public Utilities v. Canadian Cable Television Assn.*, [2003] 1 S.C.R. 476, 2003 SCC 28; *Rizzo & Rizzo Shoes Ltd. (Re)*, [1998] 1 S.C.R. 27; *Bell ExpressVu Limited Partnership v. Rex*, [2002] 2 S.C.R. 559, 2002 SCC 42; *H.L. v. Canada (Attorney General)*, [2005] 1 S.C.R. 401, 2005 SCC 25; *Marche v. Halifax Insurance Co.*, [2005] 1 S.C.R. 47, 2005 SCC 6; *Contino v. Leonelli-Contino*, [2005] 3 S.C.R. 217, 2005 SCC 63; *Re Alberta Government Telephones*, Alta. P.U.B., Decision No. E84081, June 29, 1984; *Re TransAlta Utilities Corp.*, Alta. P.U.B., Decision No. E84116, October 12, 1984; *TransAlta Utilities Corp. (Re)*, [2002] A.E.U.B.D. No. 30 (QL); *ATCO Electric Ltd. (Re)*, [2003] A.E.U.B.D. No. 92 (QL); *Canadian Pacific Air Lines Ltd. v. Canadian Air Line Pilots Assn.*, [1993] 3 S.C.R. 724; *Bristol-Myers Squibb Co. v. Canada (Attorney General)*, [2005] 1 S.C.R. 533, 2005 SCC 26; *Chieu v. Canada (Minister of Citizenship and Immigration)*, [2002] 1 S.C.R. 84, 2002 SCC 3; *Bell Canada v. Canada (Canadian Radio-Television and Telecommunications Commission)*, [1989] 1 S.C.R. 1722; *R. v. McIntosh*, [1995] 1 S.C.R. 686; *Re Dow Chemical Canada Inc. and Union Gas Ltd.* (1982), 141 D.L.R. (3d) 641, aff'd (1983), 42 O.R. (2d) 731; *Interprovincial Pipe Line Ltd. v. National Energy Board*, [1978] 1 F.C. 601; *Canadian Broadcasting League v. Canadian Radio-television and Telecommunications Commission*, [1983] 1 F.C. 182, aff'd [1985] 1 S.C.R. 174; *Northwestern Utilities Ltd. v. City of Edmonton*, [1929] S.C.R. 186; *Northwestern Utilities Ltd. v. City of Edmonton*, [1979] 1 S.C.R. 684; *Re Canadian Western Natural Gas Co.*, Alta. P.U.B., Decision No. E84113, October 12, 1984; *Re Union Gas Ltd. and Ontario Energy Board* (1983), 1 D.L.R. (4th) 698; *Duquesne Light Co. v. Barasch*, 488 U.S. 299 (1989); *Market St. Ry. Co. v. Railroad Commission of State of California*, 324 U.S. 548 (1945); *Re Coseka Resources Ltd. and Saratoga Processing Co.* (1981), 126 D.L.R. (3d) 705, leave to appeal refused, [1981] 2 S.C.R. vii; *Re Consumers' Gas Co.*, E.B.R.O. 410-II, 411-II, 412-II, March 23, 1987; *National Energy Board Act (Can.) (Re)*, [1986] 3 F.C. 275; *Pacific National Investments Ltd. v. Victoria (City)*, [2000] 2 S.C.R. 919, 2000 SCC 64; *Leiriao v. Val-Bélair (Town)*, [1991] 3 S.C.R. 349;

Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration), [1998] 1 R.C.S. 982; *United Taxi Drivers' Fellowship of Southern Alberta c. Calgary (Ville)*, [2004] 1 R.C.S. 485, 2004 CSC 19; *Consumers' Gas Co. c. Ontario (Energy Board)*, [2001] O.J. No. 5024 (QL); *Coalition of Citizens Impacted by the Caroline Shell Plant c. Alberta (Energy Utilities Board)* (1996), 41 Alta. L.R. (3d) 374; *Atco Ltd. c. Calgary Power Ltd.*, [1982] 2 R.C.S. 557; *Dome Petroleum Ltd. c. Public Utilities Board (Alberta)* (1976), 2 A.R. 453, conf. par [1977] 2 R.C.S. 822; *Barrie Public Utilities c. Assoc. canadienne de télévision par câble*, [2003] 1 R.C.S. 476, 2003 CSC 28; *Rizzo & Rizzo Shoes Ltd. (Re)*, [1998] 1 R.C.S. 27; *Bell ExpressVu Limited Partnership c. Rex*, [2002] 2 R.C.S. 559, 2002 CSC 42; *H.L. c. Canada (Procureur général)*, [2005] 1 R.C.S. 401, 2005 CSC 25; *Marche c. Cie d'Assurance Halifax*, [2005] 1 R.C.S. 47, 2005 CSC 6; *Contino c. Leonelli-Contino*, [2005] 3 R.C.S. 217, 2005 CSC 63; *Re Alberta Government Telephones*, Alta. P.U.B., Décision n° E84081, 29 juin 1984; *Re TransAlta Utilities Corp.*, Alta. P.U.B., Décision n° E84116, 12 octobre 1984; *TransAlta Utilities Corp. (Re)*, [2002] A.E.U.B.D. No. 30 (QL); *ATCO Electric Ltd. (Re)*, [2003] A.E.U.B.D. No. 92 (QL); *Lignes aériennes Canadien Pacifique Ltée c. Assoc. canadienne des pilotes de lignes aériennes*, [1993] 3 R.C.S. 724; *Bristol-Myers Squibb Co. c. Canada (Procureur général)*, [2005] 1 R.C.S. 533, 2005 CSC 26; *Chieu c. Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration)*, [2002] 1 R.C.S. 84, 2002 CSC 3; *Bell Canada c. Canada (Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes)*, [1989] 1 R.C.S. 1722; *R. c. McIntosh*, [1995] 1 R.C.S. 686; *Re Dow Chemical Canada Inc. and Union Gas Ltd.* (1982), 141 D.L.R. (3d) 641, conf. par (1983), 42 O.R. (2d) 731; *Interprovincial Pipe Line Ltd. c. Office national de l'énergie*, [1978] 1 C.F. 601; *Ligue de la radiodiffusion canadienne c. Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes*, [1983] 1 C.F. 182, conf. par [1985] 1 R.C.S. 174; *Northwestern Utilities Ltd. c. City of Edmonton*, [1929] R.C.S. 186; *Northwestern Utilities Ltd. c. Ville d'Edmonton*, [1979] 1 R.C.S. 684; *Re Canadian Western Natural Gas Co.*, Alta. P.U.B., Décision n° E84113, 12 octobre 1984; *Re Union Gas Ltd. and Ontario Energy Board* (1983), 1 D.L.R. (4th) 698; *Duquesne Light Co. c. Barasch*, 488 U.S. 299 (1989); *Market St. Ry. Co. c. Railroad Commission of State of California*, 324 U.S. 548 (1945); *Re Coseka Resources Ltd. and Saratoga Processing Co.* (1981), 126 D.L.R. (3d) 705, autorisation de pourvoi refusée, [1981] 2 R.C.S. vii; *Re Consumers' Gas Co.*, E.B.R.O. 410-II, 411-II, 412-II, 23 mars 1987; *Loi sur l'Office national de l'énergie (Can.) (Re)*, [1986] 3 C.F. 275; *Pacific National Investments Ltd. c. Victoria (Ville)*, [2000] 2

Hongkong Bank of Canada v. Wheeler Holdings Ltd., [1993] 1 S.C.R. 167.

By Binnie J. (dissenting)

Atco Ltd. v. Calgary Power Ltd., [1982] 2 S.C.R. 557; *C.U.P.E. v. Ontario (Minister of Labour)*, [2003] 1 S.C.R. 539, 2003 SCC 29; *TransAlta Utilities Corp. v. Public Utilities Board (Alta.)* (1986), 68 A.R. 171; *Dr. Q v. College of Physicians and Surgeons of British Columbia*, [2003] 1 S.C.R. 226, 2003 SCC 19; *Calgary Power Ltd. v. Copithorne*, [1959] S.C.R. 24; *United Brotherhood of Carpenters and Joiners of America, Local 579 v. Bradco Construction Ltd.*, [1993] 2 S.C.R. 316; *Pezim v. British Columbia (Superintendent of Brokers)*, [1994] 2 S.C.R. 557; *Memorial Gardens Association (Canada) Ltd. v. Colwood Cemetery Co.*, [1958] S.C.R. 353; *Union Gas Co. of Canada Ltd. v. Sydenham Gas and Petroleum Co.*, [1957] S.C.R. 185; *Re C.T.C. Dealer Holdings Ltd. and Ontario Securities Commission* (1987), 59 O.R. (2d) 79; *Committee for the Equal Treatment of Asbestos Minority Shareholders v. Ontario (Securities Commission)*, [2001] 2 S.C.R. 132, 2001 SCC 37; *Re Consumers' Gas Co.*, E.B.R.O. 341-I, June 30, 1976; *Re Boston Gas Co.*, 49 P.U.R. 4th 1 (1982); *Re Consumers' Gas Co.*, E.B.R.O. 465, March 1, 1991; *Re Natural Resource Gas Ltd.*, O.E.B., RP-2002-0147, EB-2002-0446, June 27, 2003; *Yukon Energy Corp. v. Utilities Board* (1996), 74 B.C.A.C. 58; *Re Arizona Public Service Co.*, 91 P.U.R. 4th 337 (1988); *Re Southern California Water Co.*, 43 C.P.U.C. 2d 596 (1992); *Re Southern California Gas Co.*, 118 P.U.R. 4th 81 (1990); *Democratic Central Committee of the District of Columbia v. Washington Metropolitan Area Transit Commission*, 485 F.2d 786 (1973); *Board of Public Utility Commissioners v. New York Telephone Co.*, 271 U.S. 23 (1976); *Northwestern Utilities Ltd. v. City of Edmonton*, [1979] 1 S.C.R. 684; *New York Water Service Corp. v. Public Service Commission*, 208 N.Y.S.2d 857 (1960); *Re Compliance with the Energy Policy Act of 1992*, 62 C.P.U.C. 2d 517 (1995); *Re California Water Service Co.*, 66 C.P.U.C. 2d 100 (1996); *Re TransAlta Utilities Corp.*, Alta. P.U.B., Decision No. E84116, October 12, 1984; *Re Alberta Government Telephones*, Alta. P.U.B., Decision No. E84081, June 29, 1984; *Re TransAlta Utilities Corp.*, Alta. P.U.B., Decision No. E84115, October 12, 1984; *Re Canadian Western Natural Gas Co.*, Alta. P.U.B., Decision No. E84113, October 12, 1984.

Statutes and Regulations Cited

Alberta Energy and Utilities Board Act, R.S.A. 2000, c. A-17, ss. 13, 15, 26(1), (2), 27.

R.C.S. 919, 2000 CSC 64; *Leiriao c. Val-Bélair (Ville)*, [1991] 3 R.C.S. 349; *Banque Hongkong du Canada c. Wheeler Holdings Ltd.*, [1993] 1 R.C.S. 167.

Citée par le juge Binnie (dissident)

Atco Ltd. c. Calgary Power Ltd., [1982] 2 R.C.S. 557; *S.C.F.P. c. Ontario (Ministre du Travail)*, [2003] 1 R.C.S. 539, 2003 CSC 29; *TransAlta Utilities Corp. c. Public Utilities Board (Alta.)* (1986), 68 A.R. 171; *Dr Q c. College of Physicians and Surgeons of British Columbia*, [2003] 1 R.C.S. 226, 2003 CSC 19; *Calgary Power Ltd. c. Copithorne*, [1959] R.C.S. 24; *Fraternité unie des charpentiers et menuisiers d'Amérique, section locale 579 c. Bradco Construction Ltd.*, [1993] 2 R.C.S. 316; *Pezim c. Colombie-Britannique (Superintendent of Brokers)*, [1994] 2 R.C.S. 557; *Memorial Gardens Association (Canada) Ltd. c. Colwood Cemetery Co.*, [1958] R.C.S. 353; *Union Gas Co. of Canada Ltd. c. Sydenham Gas and Petroleum Co.*, [1957] R.C.S. 185; *Re C.T.C. Dealer Holdings Ltd. and Ontario Securities Commission* (1987), 59 O.R. (2d) 79; *Comité pour le traitement égal des actionnaires minoritaires de la Société Asbestos ltée c. Ontario (Commission des valeurs mobilières)*, [2001] 2 R.C.S. 132, 2001 CSC 37; *Re Consumers' Gas Co.*, E.B.R.O. 341-I, 30 juin 1976; *Re Boston Gas Co.*, 49 P.U.R. 4th 1 (1982); *Re Consumers' Gas Co.*, E.B.R.O. 465, 1^{er} mars 1991; *Re Natural Resource Gas Ltd.*, C.É.O., RP-2002-0147, EB-2002-0446, 27 juin 2003; *Yukon Energy Corp. c. Utilities Board* (1996), 74 B.C.A.C. 58; *Re Arizona Public Service Co.*, 91 P.U.R. 4th 337 (1988); *Re Southern California Water Co.*, 43 C.P.U.C. 2d 596 (1992); *Re Southern California Gas Co.*, 118 P.U.R. 4th 81 (1990); *Democratic Central Committee of the District of Columbia c. Washington Metropolitan Area Transit Commission*, 485 F.2d 786 (1973); *Board of Public Utility Commissioners c. New York Telephone Co.*, 271 U.S. 23 (1976); *Northwestern Utilities Ltd. c. Ville d'Edmonton*, [1979] 1 R.C.S. 684; *New York Water Service Corp. c. Public Service Commission*, 208 N.Y.S.2d 857 (1960); *Re Compliance with the Energy Policy Act of 1992*, 62 C.P.U.C. 2d 517 (1995); *Re California Water Service Co.*, 66 C.P.U.C. 2d 100 (1996); *Re TransAlta Utilities Corp.*, Alta. P.U.B., Décision n° E84116, 12 octobre 1984; *Re Alberta Government Telephones*, Alta. P.U.B., Décision n° E84081, 29 juin 1984; *Re TransAlta Utilities Corp.*, Alta. P.U.B., Décision n° E84115, 12 octobre 1984; *Re Canadian Western Natural Gas Co.*, Alta. P.U.B., Décision n° E84113, 12 octobre 1984.

Lois et règlements cités

Alberta Energy and Utilities Board Act, R.S.A. 2000, ch. A-17, art. 13, 15, 26(1), (2), 27.

Gas Utilities Act, R.S.A. 2000, c. G-5, ss. 16, 17, 22, 24, 26, 27(1), 36 to 45, 59.
Interpretation Act, R.S.A. 2000, c. I-8, s. 10.
Public Utilities Act, S.A. 1915, c. 6, ss. 21, 23, 24, 29(g).
Public Utilities Board Act, R.S.A. 2000, c. P-45, ss. 36, 37, 80, 85(1), 87, 89 to 95, 101(1), (2), 102(1).

Authors Cited

Anisman, Philip, and Robert F. Reid. *Administrative Law Issues and Practice*. Scarborough, Ont.: Carswell, 1995.
 Black, Alexander J. "Responsible Regulation: Incentive Rates for Natural Gas Pipelines" (1992), 28 *Tulsa L.J.* 349.
 Blake, Sara. *Administrative Law in Canada*, 3rd ed. Markham, Ont.: Butterworths, 2001.
 Brown, David M. *Energy Regulation in Ontario*. Aurora, Ont.: Canada Law Book, 2001 (loose-leaf updated November 2004, release 3).
 Brown, Donald J. M., and John M. Evans. *Judicial Review of Administrative Action in Canada*. Toronto: Canvasback, 1998 (loose-leaf updated July 2005).
 Brown-John, C. Lloyd. *Canadian Regulatory Agencies: Quis custodiet ipsos custodes?* Toronto: Butterworths, 1981.
 Canadian Institute of Resources Law. *Canada Energy Law Service: Alberta*. Edited by Steven A. Kennett. Toronto: Thomson Carswell, 1981 (loose-leaf updated 2005, release 2).
 Côté, Pierre-André. *The Interpretation of Legislation in Canada*, 3rd ed. Scarborough, Ont.: Carswell, 2000.
 Cross, Phillip S. "Rate Treatment of Gain on Sale of Land: Ratepayer Indifference, A New Standard?" (1990), 126 *Pub. Util. Fort.* 44.
 Depoorter, Ben W. F. "Regulation of Natural Monopoly", in B. Bouckaert and G. De Geest, eds., *Encyclopedia of Law and Economics*, vol. III, *The Regulation of Contracts*. Northampton, Mass.: Edward Elgar, 2000.
 Driedger, Elmer A. *Construction of Statutes*, 2nd ed. Toronto: Butterworths, 1983.
 Green, Richard, and Martin Rodriguez Pardina. *Resetting Price Controls for Privatized Utilities: A Manual for Regulators*. Washington, D.C.: World Bank, 1999.
 Kahn, Alfred E. *The Economics of Regulation: Principles and Institutions*, vol. 1, *Economic Principles*. Cambridge, Mass.: MIT Press, 1988.
 MacAvoy, Paul W., and J. Gregory Sidak. "The Efficient Allocation of Proceeds from a Utility's Sale of Assets" (2001), 22 *Energy L.J.* 233.
 Milner, H. R. "Public Utility Rate Control in Alberta" (1930), 8 *Can. Bar Rev.* 101.

Gas Utilities Act, R.S.A. 2000, ch. G-5, art. 16, 17, 22, 24, 26, 27(1), 36 à 45, 59.
Interpretation Act, R.S.A. 2000, ch. I-8, art. 10.
Public Utilities Act, S.A. 1915, ch. 6, art. 21, 23, 24, 29g).
Public Utilities Board Act, R.S.A. 2000, ch. P-45, art. 36, 37, 80, 85(1), 87, 89 à 95, 101(1), (2), 102(1).

Doctrine citée

Anisman, Philip, and Robert F. Reid. *Administrative Law Issues and Practice*. Scarborough, Ont.: Carswell, 1995.
 Black, Alexander J. « Responsible Regulation : Incentive Rates for Natural Gas Pipelines » (1992), 28 *Tulsa L.J.* 349.
 Blake, Sara. *Administrative Law in Canada*, 3rd ed. Markham, Ont.: Butterworths, 2001.
 Brown, David M. *Energy Regulation in Ontario*. Aurora, Ont.: Canada Law Book, 2001 (loose-leaf updated November 2004, release 3).
 Brown, Donald J. M., and John M. Evans. *Judicial Review of Administrative Action in Canada*. Toronto: Canvasback, 1998 (loose-leaf updated July 2005).
 Brown-John, C. Lloyd. *Canadian Regulatory Agencies : Quis custodiet ipsos custodes?* Toronto : Butterworths, 1981.
 Côté, Pierre-André. *Interprétation des lois*, 3^e éd. Montréal : Thémis, 1999.
 Cross, Phillip S. « Rate Treatment of Gain on Sale of Land: Ratepayer Indifference, A New Standard? » (1990), 126 *Pub. Util. Fort.* 44.
 Depoorter, Ben W. F. « Regulation of Natural Monopoly », in B. Bouckaert and G. De Geest, eds., *Encyclopedia of Law and Economics*, vol. III, *The Regulation of Contracts*. Northampton, Mass.: Edward Elgar, 2000.
 Driedger, Elmer A. *Construction of Statutes*, 2nd ed. Toronto : Butterworths, 1983.
 Green, Richard, and Martin Rodriguez Pardina. *Resetting Price Controls for Privatized Utilities : A Manual for Regulators*. Washington, D.C.: World Bank, 1999.
 Institut canadien du droit des ressources. *Canada Energy Law Service : Alberta*. Edited by Steven A. Kennett. Toronto : Thomson Carswell, 1981 (loose-leaf updated 2005, release 2).
 Kahn, Alfred E. *The Economics of Regulation : Principles and Institutions*, vol. 1, *Economic Principles*. Cambridge, Mass.: MIT Press, 1988.
 MacAvoy, Paul W., and J. Gregory Sidak. « The Efficient Allocation of Proceeds from a Utility's Sale of Assets » (2001), 22 *Energy L.J.* 233.

Mullan, David J. *Administrative Law*. Toronto: Irwin Law, 2001.

Netz, Janet S. "Price Regulation: A (Non-Technical) Overview", in B. Bouckaert and G. De Geest, eds., *Encyclopedia of Law and Economics*, vol. III, *The Regulation of Contracts*. Northampton, Mass.: Edward Elgar, 2000.

Reid, Robert F., and Hillel David. *Administrative Law and Practice*, 2nd ed. Toronto: Butterworths, 1978.

Sullivan, Ruth. *Sullivan and Driedger on the Construction of Statutes*, 4th ed. Markham, Ont.: Butterworths, 2002.

Trebilcock, Michael J. "The Consumer Interest and Regulatory Reform", in G. B. Doern, ed., *The Regulatory Process in Canada*. Toronto: Macmillan of Canada, 1978, 94.

APPEAL and CROSS-APPEAL from a judgment of the Alberta Court of Appeal (Wittmann J.A. and LoVecchio J. (*ad hoc*)) (2004), 24 Alta. L.R. (4th) 205, 339 A.R. 250, 312 W.A.C. 250, [2004] 4 W.W.R. 239, [2004] A.J. No. 45 (QL), 2004 ABCA 3, reversing a decision of the Alberta Energy and Utilities Board, [2002] A.E.U.B.D. No. 52 (QL). Appeal dismissed and cross-appeal allowed, McLachlin C.J. and Binnie and Fish JJ. dissenting.

Brian K. O'Ferrall and Daron K. Naffin, for the appellant/respondent on cross-appeal.

Clifton D. O'Brien, Q.C., Lawrence E. Smith, Q.C., H. Martin Kay, Q.C., and Laurie A. Goldbach, for the respondent/appellant on cross-appeal.

J. Richard McKee and Renée Marx, for the intervener the Alberta Energy and Utilities Board.

Written submissions only by *George Vegh and Michael W. Lyle*, for the intervener the Ontario Energy Board.

Written submissions only by *J. L. McDougall, Q.C., and Michael D. Schafner*, for the intervener Enbridge Gas Distribution Inc.

Written submissions only by *Michael A. Penny and Susan Kushneryk*, for the intervener Union Gas Limited.

Milner, H. R. « Public Utility Rate Control in Alberta » (1930), 8 R. du B. can. 101.

Mullan, David J. *Administrative Law*. Toronto : Irwin Law, 2001.

Netz, Janet S. « Price Regulation : A (Non-Technical) Overview », in B. Bouckaert and G. De Geest, eds., *Encyclopedia of Law and Economics*, vol. III, *The Regulation of Contracts*. Northampton, Mass. : Edward Elgar, 2000.

Reid, Robert F., and Hillel David. *Administrative Law and Practice*, 2nd ed. Toronto : Butterworths, 1978.

Sullivan, Ruth. *Sullivan and Driedger on the Construction of Statutes*, 4th ed. Markham, Ont. : Butterworths, 2002.

Trebilcock, Michael J. « The Consumer Interest and Regulatory Reform », in G. B. Doern, ed., *The Regulatory Process in Canada*. Toronto : Macmillan of Canada, 1978, 94.

POURVOI et POURVOI INCIDENT contre un arrêt de la Cour d'appel de l'Alberta (les juges Wittmann et LoVecchio (*ad hoc*)) (2004), 24 Alta. L.R. (4th) 205, 339 A.R. 250, 312 W.A.C. 250, [2004] 4 W.W.R. 239, [2004] A.J. No. 45 (QL), 2004 ABCA 3, qui a infirmé une décision de l'Alberta Energy and Utilities Board, [2002] A.E.U.B.D. No. 52 (QL). Pourvoi rejeté et pourvoi incident accueilli, la juge en chef McLachlin et les juges Binnie et Fish sont dissidents.

Brian K. O'Ferrall et Daron K. Naffin, pour l'appelante/intimée au pourvoi incident.

Clifton D. O'Brien, c.r., Lawrence E. Smith, c.r., H. Martin Kay, c.r., et Laurie A. Goldbach, pour l'intimée/appelante au pourvoi incident.

J. Richard McKee et Renée Marx, pour l'intervenante Alberta Energy and Utilities Board.

Argumentation écrite seulement par *George Vegh et Michael W. Lyle*, pour l'intervenante la Commission de l'énergie de l'Ontario.

Argumentation écrite seulement par *J. L. McDougall, c.r., et Michael D. Schafner*, pour l'intervenante Enbridge Gas Distribution Inc.

Argumentation écrite seulement par *Michael A. Penny et Susan Kushneryk*, pour l'intervenante Union Gas Limited.

The judgment of Bastarache, LeBel, Deschamps and Charron JJ. was delivered by

BASTARACHE J. —

1. Introduction

At the heart of this appeal is the issue of the jurisdiction of an administrative board. More specifically, the Court must consider whether, on the appropriate standard of review, this utility board appropriately set out the limits of its powers and discretion.

Few areas of our lives are now untouched by regulation. Telephone, rail, airline, trucking, foreign investment, insurance, capital markets, broadcasting licences and content, banking, food, drug and safety standards, are just a few of the objects of public regulations in Canada: M. J. Trebilcock, “The Consumer Interest and Regulatory Reform”, in G. B. Doern, ed., *The Regulatory Process in Canada* (1978), 94. Discretion is central to the regulatory agency policy process, but this discretion will vary from one administrative body to another (see C. L. Brown-John, *Canadian Regulatory Agencies: Quis custodiet ipsos custodes?* (1981), at p. 29). More importantly, in exercising this discretion, statutory bodies must respect the confines of their jurisdiction: they cannot trespass in areas where the legislature has not assigned them authority (see D. J. Mullan, *Administrative Law* (2001), at pp. 9-10).

The business of energy and utilities is no exception to this regulatory framework. The respondent in this case is a public utility in Alberta which delivers natural gas. This public utility is nothing more than a private corporation subject to certain regulatory constraints. Fundamentally, it is like any other privately held company: it obtains the necessary funding from investors through public issues of shares in stock and bond markets; it is the

Version française du jugement des juges Bastarache, LeBel, Deschamps et Charron rendu par

LE JUGE BASTARACHE —

1. Introduction

Le présent pourvoi a pour objet la compétence d’un tribunal administratif. Plus précisément, notre Cour doit déterminer, selon la norme de contrôle appropriée, si l’organisme de réglementation a correctement circonscrit ses attributions et son pouvoir discrétionnaire.

De nos jours, rares sont les facettes de notre vie qui échappent à la réglementation. Le service téléphonique, les transports ferroviaire et aérien, le camionnage, l’investissement étranger, l’assurance, le marché des capitaux, la radiodiffusion (licences et contenu), les activités bancaires, les aliments, les médicaments et les normes de sécurité ne constituent que quelques-uns des objets de la réglementation au Canada : M. J. Trebilcock, « The Consumer Interest and Regulatory Reform », dans G. B. Doern, dir., *The Regulatory Process in Canada* (1978), 94. Le pouvoir discrétionnaire est au cœur de l’élaboration des politiques des organismes administratifs, mais son étendue varie d’un organisme à l’autre (voir C. L. Brown-John, *Canadian Regulatory Agencies : Quis custodiet ipsos custodes?* (1981), p. 29). Et, plus important encore, dans l’exercice de son pouvoir discrétionnaire, l’organisme créé par voie législative doit s’en tenir à son domaine de compétence : il ne peut s’immiscer dans un autre pour lequel le législateur ne lui a pas attribué compétence (voir D. J. Mullan, *Administrative Law* (2001), p. 9-10).

Le secteur de l’énergie et des services publics n’y échappe pas. En l’espèce, l’intimée est un service public albertain de distribution de gaz naturel. Il ne s’agit en fait que d’une société privée assujettie à certaines contraintes réglementaires. Essentiellement, elle est dans la même situation que toute société privée : elle obtient son financement par l’émission d’actions et d’obligations; ses ressources, ses terrains et ses autres biens lui

sole owner of the resources, land and other assets; it constructs plants, purchases equipment, and contracts with employees to provide the services; it realizes profits resulting from the application of the rates approved by the Alberta Energy and Utilities Board (“Board”) (see P. W. MacAvoy and J. G. Sidak, “The Efficient Allocation of Proceeds from a Utility’s Sale of Assets” (2001), 22 *Energy L.J.* 233, at p. 234). That said, one cannot ignore the important feature which makes a public utility so distinct: it must answer to a regulator. Public utilities are typically natural monopolies: technology and demand are such that fixed costs are lower for a single firm to supply the market than would be the case where there is duplication of services by different companies in a competitive environment (see A. E. Kahn, *The Economics of Regulation: Principles and Institutions* (1988), vol. 1, at p. 11; B. W. F. Depoorter, “Regulation of Natural Monopoly”, in B. Bouckaert and G. De Geest, eds., *Encyclopedia of Law and Economics* (2000), vol. III, 498; J. S. Netz, “Price Regulation: A (Non-Technical) Overview”, in B. Bouckaert and G. De Geest, eds., *Encyclopedia of Law and Economics* (2000), vol. III, 396, at p. 398; A. J. Black, “Responsible Regulation: Incentive Rates for Natural Gas Pipelines” (1992), 28 *Tulsa L.J.* 349, at p. 351). Efficiency of production is promoted under this model. However, governments have purported to move away from this theoretical concept and have adopted what can only be described as a “regulated monopoly”. The utility regulations exist to protect the public from monopolistic behaviour and the consequent inelasticity of demand while ensuring the continued quality of an essential service (see Kahn, at p. 11).

As in any business venture, public utilities make business decisions, their ultimate goal being to maximize the residual benefits to shareholders. However, the regulator limits the utility’s managerial discretion over key decisions, including prices, service offerings and the prudence of plant and equipment investment decisions. And more relevant to this case, the utility, outside the ordinary course of business, is limited in its right to sell

appartiennent en propre; elle construit des installations, achète du matériel et, pour fournir ses services, conclut des contrats avec des employés; elle réalise des profits en pratiquant des tarifs approuvés par l’Alberta Energy and Utilities Board (« Commission ») (voir P. W. MacAvoy et J. G. Sidak, « The Efficient Allocation of Proceeds from a Utility’s Sale of Assets » (2001), 22 *Energy L.J.* 233, p. 234). Cela dit, on ne peut faire abstraction de la caractéristique importante qui rend un service public si distinct : il doit rendre compte à un organisme de réglementation. Les services publics sont habituellement des monopoles naturels : la technologie requise et la demande sont telles que les coûts fixes sont moindres lorsque le marché est desservi par une seule entreprise au lieu de plusieurs faisant double-emploi dans un contexte concurrentiel (voir A. E. Kahn, *The Economics of Regulation : Principles and Institutions* (1988), vol. 1, p. 11; B. W. F. Depoorter, « Regulation of Natural Monopoly », dans B. Bouckaert et G. De Geest, dir., *Encyclopedia of Law and Economics* (2000), vol. III, 498; J. S. Netz, « Price Regulation : A (Non-Technical) Overview », dans B. Bouckaert et G. De Geest, dir., *Encyclopedia of Law and Economics* (2000), vol. III, 396, p. 398; A. J. Black, « Responsible Regulation : Incentive Rates for Natural Gas Pipelines » (1992), 28 *Tulsa L.J.* 349, p. 351). Ce modèle favorise l’efficacité de la production. Toutefois, les gouvernements ont voulu s’éloigner du concept théorique et ont opté pour ce qu’il convient d’appeler un « monopole réglementé ». La réglementation des services publics vise à protéger la population contre un comportement monopolistique et l’inélasticité de la demande qui en résulte tout en assurant la qualité constante d’un service essentiel (voir Kahn, p. 11).

Comme toute autre entreprise, un service public prend des décisions d’affaires, son objectif ultime étant de maximiser les profits revenant aux actionnaires. Cependant, l’organisme de réglementation restreint son pouvoir discrétionnaire à l’égard de certains éléments clés, dont les prix, les services offerts et l’opportunité d’investir dans des installations et du matériel. Et, plus important encore dans la présente affaire, il restreint également son

assets it owns: it must obtain authorization from its regulator before selling an asset previously used to produce regulated services (see MacAvoy and Sidak, at p. 234).

pouvoir de vendre ses biens en dehors du cours normal de ses activités : son autorisation doit être obtenue pour la vente d'un bien affecté jusqu'alors à la prestation d'un service réglementé (voir MacAvoy et Sidak, p. 234).

5 Against this backdrop, the Court is being asked to determine whether the Board has jurisdiction pursuant to its enabling statutes to allocate a portion of the net gain on the sale of a now discarded utility asset to the rate-paying customers of the utility when approving the sale. Subsequently, if this first question is answered affirmatively, the Court must consider whether the Board's exercise of its jurisdiction was reasonable and within the limits of its jurisdiction: was it allowed, in the circumstances of this case, to allocate a portion of the net gain on the sale of the utility to the rate-paying customers?

C'est dans ce contexte qu'on demande à notre Cour de déterminer si, lorsqu'elle autorise un service public à vendre un bien désaffecté, la Commission peut, suivant ses lois habilitantes, attribuer aux clients une partie du gain net obtenu. Dans l'affirmative, il nous faut décider si la Commission a raisonnablement exercé son pouvoir et respecté les limites de sa compétence : était-elle autorisée, en l'espèce, à attribuer une partie du gain net aux clients?

6 The customers' interests are represented in this case by the City of Calgary ("City") which argues that the Board can determine how to allocate the proceeds pursuant to its power to approve the sale and protect the public interest. I find this position unconvincing.

La ville de Calgary (« Ville ») défend les intérêts des clients dans le cadre du présent pourvoi. Elle soutient que la Commission peut décider de l'attribution du produit de la vente en vertu de son pouvoir d'autoriser ou non l'opération et de protéger l'intérêt public. Cette thèse me paraît peu convaincante.

7 The interpretation of the *Alberta Energy and Utilities Board Act*, R.S.A. 2000, c. A-17 ("AEUBA"), the *Public Utilities Board Act*, R.S.A. 2000, c. P-45 ("PUBA"), and the *Gas Utilities Act*, R.S.A. 2000, c. G-5 ("GUA") (see Appendix for the relevant provisions of these three statutes), can lead to only one conclusion: the Board does not have the prerogative to decide on the distribution of the net gain from the sale of assets of a utility. The Board's seemingly broad powers to make any order and to impose any additional conditions that are necessary in the public interest has to be interpreted within the entire context of the statutes which are meant to balance the need to protect consumers as well as the property rights retained by owners, as recognized in a free market economy. The limits of the powers of the Board are grounded in its main function of fixing just and reasonable rates ("rate setting") and in protecting the integrity and dependability of the supply system.

L'analyse de l'*Alberta Energy and Utilities Board Act*, R.S.A. 2000, ch. A-17 (« AEUBA »), de la *Public Utilities Board Act*, R.S.A. 2000, ch. P-45 (« PUBA »), et de la *Gas Utilities Act*, R.S.A. 2000, ch. G-5 (« GUA ») (voir leurs dispositions pertinentes en annexe) mène à une seule conclusion : la Commission n'a pas le pouvoir de décider de la répartition du gain net tiré de la vente d'un bien par un service public. Son pouvoir apparemment vaste de rendre toute décision et d'imposer les conditions supplémentaires qu'elle juge nécessaires dans l'intérêt public doit être interprété dans le contexte global des lois en cause qui visent à protéger non seulement le consommateur, mais aussi le droit de propriété reconnu au propriétaire dans une économie de libre marché. Les limites du pouvoir de la Commission sont inhérentes à sa principale fonction qui consiste à fixer des tarifs justes et raisonnables (la tarification) et à préserver l'intégrité et la fiabilité du réseau d'alimentation.

1.1 *Overview of the Facts*

ATCO Gas - South (“AGS”), which is a division of ATCO Gas and Pipelines Ltd. (“ATCO”), filed an application by letter with the Board pursuant to s. 25.1(2) (now s. 26(2)) of the GUA, for approval of the sale of its properties located in Calgary known as Calgary Stores Block (the “property”). The property consisted of land and buildings; however, the main value was in the land, and the purchaser intended to and did eventually demolish the buildings and redevelop the land. According to AGS, the property was no longer used or useful for the provision of utility services, and the sale would not cause any harm to customers. In fact, AGS suggested that the sale would result in cost savings to customers, by allowing the net book value of the property to be retired and withdrawn from the rate base, thereby reducing rates. ATCO requested that the Board approve the sale transaction and the disposition of the sale proceeds to retire the remaining book value of the sold assets, to recover the disposition costs, and to recognize the balance of the profits resulting from the sale of the plant should be paid to shareholders. The Board dealt with the application in writing, without witnesses or an oral hearing. Other parties making written submissions to the Board were the City of Calgary, the Federation of Alberta Gas Co-ops Ltd., Gas Alberta Inc. and the Municipal Intervenors, who all opposed ATCO’s position with respect to the disposition of the sale proceeds to shareholders.

1.2 *Judicial History*

1.2.1 Alberta Energy and Utilities Board

1.2.1.1 *Decision 2001-78*

In a first decision, which considered ATCO’s application to approve the sale of the property, the Board employed a “no-harm” test, assessing the potential impact on both rates and the level of service to customers and the prudence of the sale transaction, taking into account the purchaser and tender or sale process followed. The Board was of the view that the test had been satisfied. It was

1.1 *Aperçu des faits*

ATCO Gas - South (« AGS »), une filiale d’ATCO Gas and Pipelines Ltd. (« ATCO »), a fait parvenir à la Commission une lettre dans laquelle elle lui demandait, en application du par. 25.1(2) (l’actuel par. 26(2)) de la GUA, l’autorisation de vendre des biens situés à Calgary (le *Calgary Stores Block*). Ces biens étaient constitués d’un terrain et de bâtiments, mais c’est le terrain qui présentait le plus grand intérêt, et l’acquéreur comptait démolir les bâtiments et réaménager le terrain, ce qu’il a d’ailleurs fait. Devant la Commission, AGS a indiqué que les biens n’étaient plus utilisés pour fournir un service public ni susceptibles de l’être et que leur vente ne causerait aucun préjudice aux clients. AGS a en fait laissé entendre que l’opération se traduirait par une économie pour les clients du fait que la valeur comptable nette des biens ne serait plus prise en compte dans l’établissement de la base tarifaire, diminuant d’autant les tarifs. ATCO a demandé à la Commission d’autoriser l’opération et l’affectation du produit de la vente au paiement du solde de la valeur comptable et au recouvrement des frais d’aliénation, puis de permettre le versement du gain net aux actionnaires. La Commission a examiné la demande sur dossier sans entendre de témoins ni tenir d’audience. La Ville, Federation of Alberta Gas Co-ops Ltd., Gas Alberta Inc. et des intervenants municipaux ont déposé des observations écrites. Tous s’opposaient à ce que le produit de la vente soit attribué aux actionnaires comme le préconisait ATCO.

1.2 *Historique judiciaire*

1.2.1 La Commission

1.2.1.1 *Décision 2001-78*

Dans une première décision relative à la demande d’autorisation de la vente des biens, la Commission a appliqué le critère de l’« absence de préjudice » et soupesé les répercussions possibles sur les tarifs et la qualité des services offerts aux clients, ainsi que l’opportunité de l’opération, compte tenu de l’acquéreur et de la procédure d’appel d’offres ou de vente suivie. Elle a conclu à l’« absence de

persuaded that customers would not be harmed by the sale, given that a prudent lease arrangement to replace the sold facility had been concluded. The Board was satisfied that there would not be a negative impact on customers' rates, at least during the five-year initial term of the lease. In fact, the Board concluded that there would be cost savings to the customers and that there would be no impact on the level of service to customers as a result of the sale. It did not make a finding on the specific impact on future operating costs; for example, it did not consider the costs of the lease arrangement entered into by ATCO. The Board noted that those costs could be reviewed by the Board in a future general rate application brought by interested parties.

1.2.1.2 *Decision 2002-037, [2002] A.E.U.B.D. No. 52 (QL)*

10

In a second decision, the Board determined the allocation of net sale proceeds. It reviewed the regulatory policy and general principles which affected the decision, although no specific matters are enumerated for consideration in the applicable legislative provisions. The Board had previously developed a "no-harm" test, and it reviewed the rationale for the test as summarized in its Decision 2001-65 (*Re ATCO Gas-North*): "The Board considers that its power to mitigate or offset potential harm to customers by allocating part or all of the sale proceeds to them, flows from its very broad mandate to protect consumers in the public interest" (p. 16).

11

The Board went on to discuss the implications of the Alberta Court of Appeal decision in *TransAlta Utilities Corp. v. Public Utilities Board (Alta.)* (1986), 68 A.R. 171, referring to various decisions it had rendered in the past. Quoting from its Decision 2000-41 (*Re TransAlta Utilities Corp.*), the Board summarized the "*TransAlta Formula*":

In subsequent decisions, the Board has interpreted the Court of Appeal's conclusion to mean that where the sale price exceeds the original cost of the assets, shareholders are entitled to net book value (in historical dollars), customers are entitled to the difference between

préjudice ». Elle s'est dite convaincue que la vente ne serait pas préjudiciable aux clients étant donné l'entente de location judicieusement conclue en vue du remplacement des installations vendues. Elle a estimé qu'il n'y aurait pas d'effet négatif sur les tarifs exigés des clients, du moins les cinq premières années de la location. La Commission a en fait jugé que la vente permettrait aux clients d'obtenir les mêmes services à meilleur prix. Elle ne s'est pas prononcée sur les effets de l'opération sur les frais d'exploitation futurs; à titre d'exemple, elle n'a pas tenu compte des frais liés à l'entente de location conclue par ATCO. La Commission a dit que les parties intéressées et elle pourraient se pencher sur ces frais dans le cadre d'une demande générale d'approbation de tarifs.

1.2.1.2 *Décision 2002-037, [2002] A.E.U.B.D. No. 52 (QL)*

Dans une deuxième décision, la Commission a décidé de l'attribution du produit net de la vente. Elle a fait état de la politique réglementaire et des principes généraux présidant à la décision, même si les dispositions législatives applicables n'énumèrent pas les facteurs précis devant être pris en compte. Elle a fait mention du critère de l'« absence de préjudice » élaboré auparavant et dont elle avait résumé la raison d'être dans sa décision 2001-65 (*Re ATCO Gas-North*): [TRADUCTION] « La Commission estime que son pouvoir de limiter ou de compenser le préjudice que pourraient subir les clients en leur attribuant tout ou partie du produit de la vente découle de son vaste mandat de protéger les clients dans l'intérêt public » (p. 16).

La Commission a ensuite analysé les répercussions de l'arrêt *TransAlta Utilities Corp. c. Public Utilities Board (Alta.)* (1986), 68 A.R. 171, de la Cour d'appel de l'Alberta, en se référant à différentes décisions qu'elle avait rendues. Citant sa décision 2000-41 (*Re TransAlta Utilities Corp.*), voici comment elle a résumé la « *formule TransAlta* » :

[TRADUCTION] Dans des décisions subséquentes, la Commission a conclu que pour la Cour d'appel, lorsque le prix de vente des biens est plus élevé que leur coût historique, les actionnaires ont droit à la valeur comptable nette (en fonction de la valeur historique),

net book value and original cost, and any appreciation in the value of the assets (i.e. the difference between original cost and the sale price) is to be shared by shareholders and customers. The amount to be shared by each is determined by multiplying the ratio of sale price/original cost to the net book value (for shareholders) and the difference between original cost and net book value (for customers). However, where the sale price does not exceed original cost, customers are entitled to all of the gain on sale. [para. 27]

The Board also referred to Decision 2001-65, where it had clarified the following:

In the Board's view, if the TransAlta Formula yields a result greater than the no-harm amount, customers are entitled to the greater amount. If the TransAlta Formula yields a result less than the no-harm amount, customers are entitled to the no-harm amount. In the Board's view, this approach is consistent with its historical application of the TransAlta Formula. [para. 28]

On the issue of its jurisdiction to allocate the net proceeds of a sale, the Board in the present case stated:

The fact that a regulated utility must seek Board approval before disposing of its assets is sufficient indication of the limitations placed by the legislature on the property rights of a utility. In appropriate circumstances, the Board clearly has the power to prevent a utility from disposing of its property. In the Board's view it also follows that the Board can approve a disposition subject to appropriate conditions to protect customer interests.

Regarding AGS's argument that allocating more than the no-harm amount to customers would amount to retrospective ratemaking, the Board again notes the decision in the TransAlta Appeal. The Court of Appeal accepted that the Board could include in the definition of "revenue" an amount payable to customers representing excess depreciation paid by them through past rates. In the Board's view, no question of retrospective rate-making arises in cases where previously regulated rate base assets are being disposed of out of rate base and the Board applies the TransAlta Formula.

les clients ont droit à la différence entre la valeur comptable nette et le coût historique, et toute appréciation des biens (c.-à-d. la différence entre le coût historique et le prix de vente) est répartie entre les actionnaires et les clients. Le montant attribué aux actionnaires est calculé en multipliant le ratio prix de vente/coût historique par la valeur comptable nette et celui qui revient aux clients est obtenu en multipliant ce ratio par la différence entre le coût historique et la valeur comptable nette. Toutefois, lorsque le prix de vente n'est pas supérieur au coût historique, les clients ont droit à la totalité du gain réalisé lors de la vente. [par. 27]

La Commission a également cité la décision 2001-65 renfermant les explications suivantes :

[TRADUCTION] Selon la Commission, lorsque l'application de la formule TransAlta donne un montant supérieur à celui obtenu en appliquant le critère de l'absence de préjudice, les clients ont droit au montant plus élevé. Par contre, lorsqu'elle débouche sur un montant inférieur à celui obtenu en appliquant le critère de l'absence de préjudice, les clients ont droit à ce dernier montant. De plus, cette approche est compatible avec la manière dont elle a appliqué jusqu'à maintenant la formule TransAlta. [par. 28]

En ce qui concerne son pouvoir de répartir le produit net de la vente, la Commission a dit :

[TRADUCTION] Le fait qu'un service public réglementé doive obtenir de la Commission l'autorisation de se départir d'un bien montre que l'assemblée législative a voulu limiter son droit de propriété. Dans certaines circonstances, la Commission a clairement le pouvoir d'empêcher un service public de se départir d'un bien. Selon nous, il s'ensuit également que la Commission peut autoriser une aliénation en l'assortissant de conditions aptes à protéger les intérêts des clients.

Pour ce qui est de l'argument d'AGS selon lequel l'attribution aux clients d'un montant supérieur à celui obtenu en appliquant le critère de l'absence de préjudice équivaldrait à une tarification rétroactive, la Commission cite à nouveau l'arrêt *TransAlta* dans lequel la Cour d'appel a reconnu que la Commission pouvait assimiler à un « revenu » un montant payable aux clients pour les indemniser de l'amortissement excédentaire pris en compte dans la tarification antérieure. Il ne saurait y avoir de tarification rétroactive lorsqu'un service public se dessaisit d'un bien auparavant inclus dans la base tarifaire et que la Commission applique la formule TransAlta.

The Board is not persuaded by the Company's argument that the Stores Block assets are now 'non-utility' by virtue of being 'no longer required for utility service'. The Board notes that the assets could still be providing service to regulated customers. In fact, the services formerly provided by the Stores Block assets continue to be required, but will be provided from existing and newly leased facilities. Furthermore, the Board notes that even when an asset and the associated service it was providing to customers is no longer required the Board has previously allocated more than the no-harm amount to customers where proceeds have exceeded the original cost of the asset. [paras. 47-49]

13 The Board went on to apply the no-harm test to the present facts. It noted that in its decision on the application for the approval of the sale, it had already considered the no-harm test to be satisfied. However, in that first decision, it had not made a finding with respect to the specific impact on future operating costs, including the particular lease arrangement being entered into by ATCO.

14 The Board then reviewed the submissions with respect to the allocation of the net gain and rejected the submission that if the new owner had no use of the buildings on the land, this should affect the allocation of net proceeds. The Board held that the buildings did have some present value but did not find it necessary to fix a specific value. The Board recognized and confirmed that the *TransAlta Formula* was one whereby the "windfall" realized when the proceeds of sale exceed the original cost could be shared between customers and shareholders. It held that it should apply the formula in this case and that it would consider the gain on the transaction as a whole, not distinguishing between the proceeds allocated to land separately from the proceeds allocated to buildings.

15 With respect to allocation of the gain between customers and shareholders of ATCO, the Board tried to balance the interests of both the customers' desire for safe reliable service at a reasonable cost with the provision of a fair return on the investment made by the company:

L'argument de la société voulant que les biens (le *Calgary Stores Block*) ne soient plus des biens du service public parce qu'ils ne sont plus requis pour fournir le service ne nous convainc pas. La Commission signale que les biens pourraient encore servir à la prestation de services destinés aux clients de l'entreprise réglementée. En fait, les services anciennement fournis grâce aux biens demeurent requis, mais leur prestation sera assurée par des installations existantes et des installations récemment louées. La Commission note de plus que même dans le cas où un bien et le service qu'il fournissait aux clients ne sont plus requis, elle a déjà attribué plus que le montant obtenu par l'application du critère de l'absence de préjudice lorsque le produit de l'aliénation a été supérieur au coût historique. [par. 47-49]

La Commission a ensuite appliqué le critère de l'absence de préjudice aux faits de l'espèce. Elle a signalé que, dans sa décision relative à la demande d'autorisation, elle avait conclu au respect de ce critère, mais n'avait alors tiré aucune conclusion concernant l'incidence sur les frais d'exploitation, notamment l'entente de location obtenue par ATCO.

Puis, après avoir examiné les observations portant sur l'attribution du gain net, la Commission a rejeté l'argument selon lequel le fait que le nouveau propriétaire n'utiliserait pas les bâtiments situés sur le terrain était déterminant à cet égard. Elle a conclu que les bâtiments avaient alors une certaine valeur, mais elle n'a pas jugé nécessaire de la préciser. Elle a reconnu et confirmé que suivant la *formule TransAlta*, le profit inattendu réalisé lorsque le produit de la vente excède le coût historique pouvait être réparti entre les clients et les actionnaires. Elle a estimé qu'il y avait lieu en l'espèce d'appliquer la formule et de tenir compte de la totalité du gain issu de l'opération sans dissocier la partie attribuable au terrain et celle correspondant aux bâtiments.

Pour ce qui est de la répartition du gain entre les clients et les actionnaires d'ATCO, la Commission a tenté de mettre en balance la volonté des clients d'obtenir des services à la fois sûrs et fiables à un prix raisonnable et celle des investisseurs de toucher un rendement raisonnable :

To award the entire net gain on the land and buildings to the customers, while beneficial to the customers, could establish an environment that may deter the process wherein the company continually assesses its operation to identify, evaluate, and select options that continually increase efficiency and reduce costs.

Conversely, to award the entire net gain to the company may establish an environment where a regulated utility company might be moved to speculate in non-depreciable property or result in the company being motivated to identify and sell existing properties where appreciation has already occurred. [paras. 112-113]

The Board went on to conclude that the sharing of the net gain on the sale of the land and buildings collectively, in accordance with the *TransAlta Formula*, was equitable in the circumstances of this application and was consistent with past Board decisions.

The Board determined that from the gross proceeds of \$6,550,000, ATCO should receive \$465,000 to cover the cost of disposition (\$265,000) and the provision for environmental remediation (\$200,000), the shareholders should receive \$2,014,690, and \$4,070,310 should go to the customers. Of the amount credited to shareholders, \$225,245 was to be used to remove the remaining net book value of the property from ATCO's accounts. Of the amount allocated to customers, \$3,045,813 was allocated to ATCO Gas - South customers and \$1,024,497 to ATCO Pipelines - South customers.

1.2.2 Court of Appeal of Alberta ((2004), 24 Alta. L.R. (4th) 205, 2004 ABCA 3)

ATCO appealed the Board's decision. It argued that the Board did not have any jurisdiction to allocate the proceeds of sale and that the proceeds should have been allocated entirely to the shareholders. In its view, allowing customers to share in the proceeds of sale would result in them benefiting twice, since they had been spared the costs of renovating the sold assets and would enjoy cost savings from the lease arrangements. The Court of Appeal of Alberta agreed with ATCO, allowing the appeal and setting aside the Board's decision. The

[TRADUCTION] Il serait avantageux pour les clients de leur attribuer la totalité du profit net tiré de la vente du terrain et des bâtiments, mais cela pourrait dissuader la société de soumettre son fonctionnement à une analyse continue afin de trouver des moyens d'améliorer son rendement et de réduire ses coûts de manière constante.

À l'inverse, attribuer à l'entreprise réglementée la totalité du profit net pourrait encourager la spéculation à l'égard de biens non amortissables ou l'identification des biens dont la valeur s'est déjà accrue et leur aliénation. [par. 112-113]

La Commission a poursuivi en concluant que le partage du gain net résultant globalement de la vente du terrain et des bâtiments, selon la *formule TransAlta*, était équitable dans les circonstances et conforme à ses décisions antérieures.

Elle a décidé de répartir le produit brut de la vente (6 550 000 \$) comme suit : 465 000 \$ à ATCO pour les frais d'aliénation (265 000 \$) et la dépollution (200 000 \$), 2 014 690 \$ aux actionnaires et 4 070 310 \$ aux clients. Un montant de 225 245 \$ devait être prélevé de la somme attribuée aux actionnaires pour radier des registres d'ATCO la valeur comptable nette des biens vendus. De la somme attribuée aux clients, 3 045 813 \$ étaient alloués aux clients d'ATCO Gas - South et 1 024 497 \$ à ceux d'ATCO Pipelines - South.

1.2.2 La Cour d'appel de l'Alberta ((2004), 24 Alta. L.R. (4th) 205, 2004 ABCA 3)

ATCO a interjeté appel de la décision. Elle a fait valoir que la Commission n'avait pas compétence pour attribuer le produit de la vente, qui aurait dû revenir en entier aux actionnaires. Selon elle, en touchant une partie du produit de la vente, les clients gagnaient sur tous les tableaux puisqu'ils n'avaient pas supporté le coût de la rénovation des biens vendus et qu'ils profiteraient d'économies grâce à l'entente de location. La Cour d'appel de l'Alberta lui a donné raison, accueillant l'appel et annulant la décision. Elle a renvoyé l'affaire à la

16

17

18

matter was referred back to the Board, and the Board was directed to allocate the entire amount appearing in Line 11 of the allocation of proceeds, entitled “Remainder to be Shared” to ATCO. For the reasons that follow, the Court of Appeal’s decision should be upheld, in part; it did not err when it held that the Board did not have the jurisdiction to allocate the proceeds of the sale to ratepayers.

2. Analysis

2.1 *Issues*

19 There is an appeal and a cross-appeal in this case: an appeal by the City in which it submits that, contrary to the Court of Appeal’s decision, the Board had jurisdiction to allocate a portion of the net gain on the sale of a utility asset to the rate-paying customers, even where no harm to the public was found at the time the Board approved the sale, and a cross-appeal by ATCO in which it questions the Board’s jurisdiction to allocate any of ATCO’s proceeds from the sale to customers. In particular, ATCO contends that the Board has no jurisdiction to make an allocation to rate-paying customers, equivalent to the accumulated depreciation calculated for prior years. No matter how the issue is framed, it is evident that the crux of this appeal lies in whether the Board has the jurisdiction to distribute the gain on the sale of a utility company’s asset.

20 Given my conclusion on this issue, it is not necessary for me to consider whether the Board’s allocation of the proceeds in this case was reasonable. Nevertheless, as I note at para. 82, I will direct my attention briefly to the question of the exercise of discretion in view of my colleague’s reasons.

2.2 *Standard of Review*

21 As this appeal stems from an administrative body’s decision, it is necessary to determine the appropriate level of deference which must be shown to the body. Wittmann J.A., writing for the Court of Appeal, concluded that the issue of jurisdiction of the Board attracted a standard of correctness. ATCO concurs with this conclusion. I agree. No deference should be shown for the Board’s

Commission, lui enjoignant d’attribuer à ATCO la totalité du solde à répartir selon la ligne 11 du tableau d’attribution du produit de la vente. Pour les motifs qui suivent, il y a lieu de confirmer en partie le jugement de la Cour d’appel, qui n’a pas eu tort de statuer que la Commission n’avait pas le pouvoir d’attribuer le produit de la vente aux clients.

2. Analyse

2.1 *Questions en litige*

Nous sommes saisis d’un pourvoi et d’un pourvoi incident. Dans son pourvoi, la Ville affirme que contrairement à ce qu’a estimé la Cour d’appel, la Commission avait le pouvoir d’attribuer aux clients une partie du gain net résultant de la vente d’un bien affecté au service public même si elle avait conclu, au moment d’autoriser la vente, qu’aucun préjudice ne serait causé au public. Dans son pourvoi incident, ATCO conteste le pouvoir de la Commission d’attribuer aux clients toute partie du produit de la vente. Elle soutient en particulier que la Commission n’a pas le pouvoir de leur attribuer l’équivalent de l’amortissement calculé les années antérieures. Peu importe la formulation de la question en litige, notre Cour est appelée en l’espèce à décider si la Commission a le pouvoir d’attribuer le gain net tiré de la vente d’un bien d’une entreprise de services publics.

Vu la conclusion à laquelle j’arrive, point n’est besoin de se demander si la Commission a raisonnablement réparti le produit de la vente. Néanmoins, comme je le signale au par. 82, vu les motifs de mon collègue, je me penche brièvement sur la question de l’exercice du pouvoir discrétionnaire.

2.2 *Norme de contrôle*

Une décision administrative étant à l’origine du présent pourvoi, il faut déterminer le degré de déférence auquel a droit l’organisme qui l’a rendue. S’exprimant au nom de la Cour d’appel, le juge Wittmann a conclu que la question de la compétence de la Commission commandait l’application de la norme de la décision correcte. ATCO en convient, et moi aussi. Il n’y a pas lieu de faire preuve de

decision with regard to its jurisdiction on the allocation of the net gain on sale of assets. An inquiry into the factors enunciated by this Court in *Pushpanathan v. Canada (Minister of Citizenship and Immigration)*, [1998] 1 S.C.R. 982, confirms this conclusion, as does the reasoning in *United Taxi Drivers' Fellowship of Southern Alberta v. Calgary (City)*, [2004] 1 S.C.R. 485, 2004 SCC 19.

Although it is not necessary to conduct a full analysis of the standard of review in this case, I will address the issue briefly in light of the fact that Binnie J. deals with the exercise of discretion in his reasons for judgment. The four factors that need to be canvassed in order to determine the appropriate standard of review of an administrative tribunal decision are: (1) the existence of a privative clause; (2) the expertise of the tribunal/board; (3) the purpose of the governing legislation and the particular provisions; and (4) the nature of the problem (*Pushpanathan*, at paras. 29-38).

In the case at bar, one should avoid a hasty characterizing of the issue as “jurisdictional” and subsequently be tempted to skip the pragmatic and functional analysis. A complete examination of the factors is required.

First, s. 26(1) of the AEUBA grants a right of appeal, but in a limited way. Appeals are allowed on a question of jurisdiction or law and only after leave to appeal is obtained from a judge:

26(1) Subject to subsection (2), an appeal lies from the Board to the Court of Appeal on a question of jurisdiction or on a question of law.

(2) Leave to appeal may be obtained from a judge of the Court of Appeal only on an application made

- (a) within 30 days from the day that the order, decision or direction sought to be appealed from was made, or
- (b) within a further period of time as granted by the judge where the judge is of the opinion that the circumstances warrant the granting of that further period of time.

déférence à l'égard de la décision de la Commission concernant son pouvoir d'attribuer le gain net tiré de la vente des biens. L'examen des facteurs énoncés par notre Cour dans l'arrêt *Pushpanathan c. Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration)*, [1998] 1 R.C.S. 982, confirme cette conclusion, tout comme son raisonnement dans l'arrêt *United Taxi Drivers' Fellowship of Southern Alberta c. Calgary (Ville)*, [2004] 1 R.C.S. 485, 2004 CSC 19.

Bien qu'il ne soit pas nécessaire d'approfondir la question de la norme de contrôle applicable en l'espèce, je l'examinerai brièvement puisque, dans ses motifs, le juge Binnie se prononce sur l'exercice du pouvoir discrétionnaire. Les quatre facteurs à considérer pour déterminer la norme de contrôle applicable à la décision d'un tribunal administratif sont les suivants : (1) l'existence d'une clause privative; (2) l'expertise du tribunal ou de l'organisme; (3) l'objet de la loi applicable et des dispositions en cause; (4) la nature du problème (*Pushpanathan*, par. 29-38).

Dans la présente affaire, il faut se garder de conclure hâtivement que la question en litige en est une de « compétence » puis de laisser tomber l'analyse pragmatique et fonctionnelle. L'examen exhaustif des facteurs s'impose.

Premièrement, le par. 26(1) de l'AEUBA prévoit un droit d'appel restreint qui ne peut être exercé que sur une question de compétence ou de droit et seulement avec l'autorisation d'un juge :

[TRADUCTION]

26(1) Sous réserve du paragraphe (2), les décisions de la Commission sont susceptibles d'appel devant la Cour d'appel sur une question de droit ou de compétence.

(2) L'autorisation d'appel ne peut être obtenue d'un juge de la Cour d'appel que sur demande présentée

- a) dans les 30 jours qui suivent l'ordonnance, la décision ou la directive en cause ou
- b) dans le délai supplémentaire que le juge estime justifié d'accorder dans les circonstances.

22

23

24

In addition, the AEUBA includes a privative clause which states that every action, order, ruling or decision of the Board is final and shall not be questioned, reviewed or restrained by any proceeding in the nature of an application for judicial review or otherwise in any court (s. 27).

De plus, l'AEUBA renferme une clause d'immunité de contrôle (ou clause privative) prévoyant que toute mesure, ordonnance ou décision de la Commission est définitive et ne peut être contestée, révisée ou restreinte dans le cadre d'une instance judiciaire, y compris une demande de contrôle judiciaire (art. 27).

25 The presence of a statutory right of appeal on questions of jurisdiction and law suggests a more searching standard of review and less deference to the Board on those questions (see *Pushpanathan*, at para. 30). However, the presence of the privative clause and right to appeal are not decisive, and one must proceed with the examination of the nature of the question to be determined and the relative expertise of the tribunal in those particular matters.

Le fait que la loi prévoit un droit d'appel sur une question de compétence ou de droit seulement permet de conclure à l'application d'une norme de contrôle plus stricte et donne à penser que notre Cour doit se montrer moins déférente vis-à-vis de la Commission relativement à ces questions (voir *Pushpanathan*, par. 30). Cependant, l'existence d'une clause d'immunité de contrôle et d'un droit d'appel n'est pas décisive, de sorte qu'il nous faut examiner la nature de la question à trancher et l'expertise relative du tribunal administratif à cet égard.

26 Second, as observed by the Court of Appeal, no one disputes the fact that the Board is a specialized body with a high level of expertise regarding Alberta's energy resources and utilities (see, e.g., *Consumers' Gas Co. v. Ontario (Energy Board)*, [2001] O.J. No. 5024 (QL) (Div. Ct.), at para. 2; *Coalition of Citizens Impacted by the Caroline Shell Plant v. Alberta (Energy Utilities Board)* (1996), 41 Alta. L.R. (3d) 374 (C.A.), at para. 14. In fact, the Board is a permanent tribunal with a long-term regulatory relationship with the regulated utilities.

Deuxièmement, comme l'a fait remarquer la Cour d'appel, nul ne conteste que la Commission est un organisme spécialisé doté d'une grande expertise en ce qui concerne les ressources et les services publics de l'Alberta dans le domaine énergétique (voir, p. ex., *Consumers' Gas Co. c. Ontario (Energy Board)*, [2001] O.J. No. 5024 (QL) (C. div.), par. 2; *Coalition of Citizens Impacted by the Caroline Shell Plant c. Alberta (Energy Utilities Board)* (1996), 41 Alta. L.R. (3d) 374 (C.A.), par. 14. Il s'agit en fait d'un tribunal administratif permanent qui régit depuis nombre d'années les services publics réglementés.

27 Nevertheless, the Court is concerned not with the general expertise of the administrative decision maker, but with its expertise in relation to the specific nature of the issue before it. Consequently, while normally one would have assumed that the Board's expertise is far greater than that of a court, the nature of the problem at bar, to adopt the language of the Court of Appeal (para. 35), "neutralizes" this deference. As I will elaborate below, the expertise of the Board is not engaged when deciding the scope of its powers.

Quoi qu'il en soit, notre Cour s'intéresse non pas à l'expertise générale de l'instance administrative, mais à son expertise quant à la question précise dont elle est saisie. Par conséquent, même si l'on tiendrait normalement pour acquis que l'expertise de la Commission est beaucoup plus grande que celle d'une cour de justice, la nature de la question en litige « neutralise », pour reprendre le terme employé par la Cour d'appel (par. 35), la déférence qu'appelle cette considération. Comme je l'explique plus loin, l'expertise de la Commission n'est pas mise à contribution lorsqu'elle se prononce sur l'étendue de ses pouvoirs.

Third, the present case is governed by three pieces of legislation: the PUBA, the GUA and the AEUBA. These statutes give the Board a mandate to safeguard the public interest in the nature and quality of the service provided to the community by public utilities: *Atco Ltd. v. Calgary Power Ltd.*, [1982] 2 S.C.R. 557, at p. 576; *Dome Petroleum Ltd. v. Public Utilities Board (Alberta)* (1976), 2 A.R. 453 (C.A.), at paras. 20-22, aff'd [1977] 2 S.C.R. 822. The legislative framework at hand has as its main purpose the proper regulation of a gas utility in the public interest, more specifically the regulation of a monopoly in the public interest with its primary tool being rate setting, as I will explain later.

The particular provision at issue, s. 26(2)(d)(i) of the GUA, which requires a utility to obtain the approval of the regulator before it sells an asset, serves to protect the customers from adverse results brought about by any of the utility's transactions by ensuring that the economic benefits to customers are enhanced (MacAvoy and Sidak, at pp. 234-36).

While at first blush the purposes of the relevant statutes and of the Board can be conceived as a delicate balancing between different constituencies, i.e., the utility and the customer, and therefore entail determinations which are polycentric (*Pushpanathan*, at para. 36), the interpretation of the enabling statutes and the particular provisions under review (s. 26(2)(d) of the GUA and s. 15(3)(d) of the AEUBA) is not a polycentric question, contrary to the conclusion of the Court of Appeal. It is an inquiry into whether a proper construction of the enabling statutes gives the Board jurisdiction to allocate the profits realized from the sale of an asset. The Board was not created with the main purpose of interpreting the AEUBA, the GUA or the PUBA in the abstract, where no policy consideration is at issue, but rather to ensure that utility rates are always just and reasonable (see *Atco Ltd.*, at p. 576). In the case at bar, this protective role does not come into play. Hence, this factor points to a less deferential standard of review.

Troisièmement, trois lois s'appliquent en l'espèce : la PUBA, la GUA et l'AEUBA. Suivant ces lois, la Commission a pour mission de protéger l'intérêt public quant à la nature et à la qualité des services fournis à la collectivité par les entreprises de services publics : *Atco Ltd. c. Calgary Power Ltd.*, [1982] 2 R.C.S. 557, p. 576; *Dome Petroleum Ltd. c. Public Utilities Board (Alberta)* (1976), 2 A.R. 453 (C.A.), par. 20-22, conf. par [1977] 2 R.C.S. 822. L'objet premier de ce cadre législatif est de réglementer adéquatement un service de gaz dans l'intérêt public ou, plus précisément, de réglementer un monopole dans l'intérêt public, grâce principalement à l'établissement des tarifs. J'y reviendrai.

La disposition qui nous intéresse au premier chef, le sous-al. 26(2)d(i) de la GUA, qui exige qu'un service public obtienne de l'organisme de réglementation l'autorisation de vendre un bien, vise à protéger les clients contre les effets préjudiciables de toute opération de l'entreprise en veillant à l'accroissement des avantages financiers qu'ils en tirent (MacAvoy et Sidak, p. 234-236).

Même si, à première vue, on peut considérer que l'objet des lois pertinentes et la raison d'être de la Commission sont de réaliser un équilibre délicat entre divers intéressés — le service public et les clients — et, par conséquent, qu'ils impliquent un processus décisionnel polycentrique (*Pushpanathan*, par. 36), l'interprétation des lois habilitantes et des dispositions en cause (al. 26(2)d de la GUA et 15(3)d de l'AEUBA) n'est pas, contrairement à ce qu'a conclu la Cour d'appel, une question polycentrique. Il s'agit plutôt de déterminer si, interprétées correctement, les lois habilitantes confèrent à la Commission le pouvoir d'attribuer le profit tiré de la vente d'un bien. Lorsque aucune question de principe n'est soulevée, le mandat premier de la Commission n'est pas d'interpréter l'AEUBA, la GUA ou la PUBA de manière abstraite, mais de veiller à ce que la tarification soit toujours juste et raisonnable (voir *Atco Ltd.*, p. 576). En l'espèce, ce rôle de protection n'entre pas en jeu. Partant, le troisième facteur commande l'application d'une norme de contrôle moins déférente.

28

29

30

31

Fourth, the nature of the problem underlying each issue is different. The parties are in essence asking the Court to answer two questions (as I have set out above), the first of which is to determine whether the power to dispose of the proceeds of sale falls within the Board's statutory mandate. The Board, in its decision, determined that it had the power to allocate a portion of the proceeds of a sale of utility assets to the ratepayers; it based its decision on its statutory powers, the equitable principles rooted in the "regulatory compact" (see para. 63 of these reasons) and previous practice. This question is undoubtedly one of law and jurisdiction. The Board would arguably have no greater expertise with regard to this issue than the courts. A court is called upon to interpret provisions that have no technical aspect, in contrast with the provision disputed in *Barrie Public Utilities v. Canadian Cable Television Assn.*, [2003] 1 S.C.R. 476, 2003 SCC 28, at para. 86. The interpretation of general concepts such as "public interest" and "conditions" (as found in s. 15(3)(d) of the AEUBA) is not foreign to courts and is not derived from an area where the tribunal has been held to have greater expertise than the courts. The second question is whether the method and actual allocation in this case were reasonable. To resolve this issue, one must consider case law, policy justifications and the practice of other boards, as well as the details of the particular allocation in this case. The issue here is most likely characterized as one of mixed fact and law.

32

In light of the four factors, I conclude that each question requires a distinct standard of review. To determine the Board's power to allocate proceeds from a sale of utility assets suggests a standard of review of correctness. As expressed by the Court of Appeal, the focus of this inquiry remains on the particular provisions being invoked and interpreted by the tribunal (s. 26(2)(d) of the GUA and s. 15(3)(d) of the AEUBA) and "goes to jurisdiction"

Quatrièmement, la nature du problème n'est pas la même pour chacune des questions en litige. Les parties demandent en substance à notre Cour de répondre à deux questions (énoncées précédemment). Premièrement, le pouvoir d'attribuer le produit de la vente relève-t-il du mandat légal de la Commission? Dans sa décision, cette dernière a statué qu'elle avait le pouvoir d'attribuer aux clients une partie du produit de la vente des biens d'un service public. Elle a invoqué à l'appui ses pouvoirs légaux, les principes d'équité inhérents au « pacte réglementaire » (voir par. 63 des présents motifs) et ses décisions antérieures. Il s'agit clairement d'une question de droit et de compétence. L'on pourrait soutenir que la Commission ne possède pas une plus grande expertise qu'une cour de justice à cet égard. Une cour de justice est appelée à interpréter des dispositions ne comportant aucun aspect technique, ce qui n'était pas le cas de la disposition en litige dans l'arrêt *Barrie Public Utilities c. Assoc. canadienne de télévision par câble*, [2003] 1 R.C.S. 476, 2003 CSC 28, par. 86. Qui plus est, l'interprétation de notions générales comme l'« intérêt public » et l'« imposition de conditions » (que l'on retrouve à l'al. 15(3)d de l'AEUBA), n'est pas étrangère à une cour de justice et n'appartient pas à un domaine dans lequel il a été jugé qu'un tribunal administratif avait une plus grande expertise qu'une cour de justice. Deuxièmement, la méthode employée en l'espèce et l'attribution en résultant étaient-elles raisonnables? Pour répondre à cette question, il faut examiner la jurisprudence, les considérations de principe et la pratique d'autres organismes, ainsi que le détail de l'attribution en l'espèce. Il s'agit en somme d'une question mixte de fait et de droit.

Au vu des quatre facteurs, je conclus que chacune des questions en litige appelle une norme de contrôle distincte. Statuer sur le pouvoir de la Commission d'attribuer le produit de la vente d'un bien d'un service public requiert l'application de la norme de la décision correcte. Comme l'a dit la Cour d'appel, l'accent est mis sur les dispositions invoquées et interprétées par la Commission (al. 26(2)d de la GUA et 15(3)d de l'AEUBA) et la

(*Pushpanathan*, at para. 28). Moreover, keeping in mind all the factors discussed, the generality of the proposition will be an additional factor in favour of the imposition of a correctness standard, as I stated in *Pushpanathan*, at para. 38:

... the broader the propositions asserted, and the further the implications of such decisions stray from the core expertise of the tribunal, the less likelihood that deference will be shown. Without an implied or express legislative intent to the contrary as manifested in the criteria above, legislatures should be assumed to have left highly generalized propositions of law to courts.

The second question regarding the Board's actual method used for the allocation of proceeds likely attracts a more deferential standard. On the one hand, the Board's expertise, particularly in this area, its broad mandate, the technical nature of the question and the general purposes of the legislation, all suggest a relatively high level of deference to the Board's decision. On the other hand, the absence of a privative clause on questions of jurisdiction and the reference to law needed to answer this question all suggest a less deferential standard of review which favours reasonableness. It is not necessary, however, for me to determine which specific standard would have applied here.

As will be shown in the analysis below, I am of the view that the Court of Appeal made no error of fact or law when it concluded that the Board acted beyond its jurisdiction by misapprehending its statutory and common law authority. However, the Court of Appeal erred when it did not go on to conclude that the Board has no jurisdiction to allocate any portion of the proceeds of sale of the property to ratepayers.

2.3 *Was the Board's Decision as to Its Jurisdiction Correct?*

Administrative tribunals or agencies are statutory creations: they cannot exceed the powers that were granted to them by their enabling statute; they

question « touche la compétence » (*Pushpanathan*, par. 28). De plus, gardant présents à l'esprit tous les facteurs considérés, le caractère général de la proposition est un autre élément qui milite en faveur de la norme de la décision correcte, comme je l'ai dit dans l'arrêt *Pushpanathan* (par. 38) :

... plus les propositions avancées sont générales, et plus les répercussions de ces décisions s'écartent du domaine d'expertise fondamental du tribunal, moins il est vraisemblable qu'on fasse preuve de retenue. En l'absence d'une intention législative implicite ou expresse à l'effet contraire manifestée dans les critères qui précèdent, on présumera que le législateur a voulu laisser aux cours de justice la compétence de formuler des énoncés de droit fortement généralisés.

La deuxième question, qui porte sur la méthode employée par la Commission pour attribuer le produit de la vente, appelle vraisemblablement une norme de contrôle plus déférente. D'une part, l'expertise de la Commission, dans ce domaine en particulier, son vaste mandat, la technicité de la question et l'objet général des lois en cause portent à croire que sa décision justifie un degré relativement élevé de déférence. D'autre part, l'absence d'une clause d'immunité de contrôle visant les questions de compétence et la nécessité de se référer au droit pour trancher la question, appellent l'application d'une norme de contrôle moins déférente privilégiant le caractère raisonnable de la décision. Il n'est toutefois pas nécessaire que je précise quelle norme de contrôle aurait été applicable en l'espèce.

Comme le montre l'analyse qui suit, je suis d'avis que la Cour d'appel n'a pas commis d'erreur de fait ou de droit lorsqu'elle a conclu que la Commission avait outrepassé sa compétence en se méprenant sur les pouvoirs que lui confèrent la loi et la common law. Cependant, elle a eu tort de ne pas conclure en outre que la Commission n'avait pas le pouvoir d'attribuer aux clients *quelque* partie du produit de la vente des biens.

2.3 *La Commission a-t-elle rendu une décision correcte au sujet de sa compétence?*

Un tribunal ou un organisme administratif est une création de la loi : il ne peut outrepasser les pouvoirs que lui confère sa loi habilitante, il doit

must “adhere to the confines of their statutory authority or ‘jurisdiction’[; and t]hey cannot trespass in areas where the legislature has not assigned them authority”: Mullan, at pp. 9-10 (see also S. Blake, *Administrative Law in Canada* (3rd ed. 2001), at pp. 183-84).

- 36 In order to determine whether the Board’s decision that it had the jurisdiction to allocate proceeds from the sale of a utility’s asset was correct, I am required to interpret the legislative framework by which the Board derives its powers and actions.

2.3.1 General Principles of Statutory Interpretation

- 37 For a number of years now, the Court has adopted E. A. Driedger’s modern approach as the method to follow for statutory interpretation (*Construction of Statutes* (2nd ed. 1983), at p. 87):

Today there is only one principle or approach, namely, the words of an Act are to be read in their entire context and in their grammatical and ordinary sense harmoniously with the scheme of the Act, the object of the Act, and the intention of Parliament.

(See, e.g., *Rizzo & Rizzo Shoes Ltd. (Re)*, [1998] 1 S.C.R. 27, at para. 21; *Bell ExpressVu Limited Partnership v. Rex*, [2002] 2 S.C.R. 559, 2002 SCC 42, at para. 26; *H.L. v. Canada (Attorney General)*, [2005] 1 S.C.R. 401, 2005 SCC 25, at paras. 186-87; *Marche v. Halifax Insurance Co.*, [2005] 1 S.C.R. 47, 2005 SCC 6, at para. 54; *Barrie Public Utilities*, at paras. 20 and 86; *Contino v. Leonelli-Contino*, [2005] 3 S.C.R. 217, 2005 SCC 63, at para. 19.)

- 38 But more specifically in the area of administrative law, tribunals and boards obtain their jurisdiction over matters from two sources: (1) express grants of jurisdiction under various statutes (explicit powers); and (2) the common law, by application of the doctrine of jurisdiction by necessary implication (implicit powers) (see also D. M. Brown, *Energy Regulation in Ontario* (loose-leaf ed.), at p. 2-15).

- 39 The City submits that it is both implicit and explicit within the express jurisdiction that has been

[TRADUCTION] « s’en tenir à son domaine de compétence et ne peut s’immiscer dans un autre pour lequel le législateur ne lui a pas attribué compétence » : Mullan, p. 9-10 (voir également S. Blake, *Administrative Law in Canada* (3^e éd. 2001), p. 183-184).

Pour décider si la Commission a eu raison de conclure qu’elle avait le pouvoir d’attribuer le produit de la vente des biens d’un service public, je dois interpréter le cadre législatif à l’origine de ses attributions et de ses actes.

2.3.1 Principes généraux d’interprétation législative

Depuis un certain nombre d’années, notre Cour fait sienne l’approche moderne d’E. A. Driedger en matière d’interprétation des lois (*Construction of Statutes* (2^e éd. 1983), p. 87) :

[TRADUCTION] Aujourd’hui il n’y a qu’un seul principe ou solution : il faut lire les termes d’une loi dans leur contexte global en suivant le sens ordinaire et grammatical qui s’harmonise avec l’esprit de la loi, l’objet de la loi et l’intention du législateur.

(Voir, p. ex., *Rizzo & Rizzo Shoes Ltd. (Re)*, [1998] 1 R.C.S. 27, par. 21; *Bell ExpressVu Limited Partnership c. Rex*, [2002] 2 R.C.S. 559, 2002 CSC 42, par. 26; *H.L. c. Canada (Procureur général)*, [2005] 1 R.C.S. 401, 2005 CSC 25, par. 186-187; *Marche c. Cie d’Assurance Halifax*, [2005] 1 R.C.S. 47, 2005 CSC 6, par. 54; *Barrie Public Utilities*, par. 20 et 86; *Contino c. Leonelli-Contino*, [2005] 3 R.C.S. 217, 2005 CSC 63, par. 19.)

Toutefois, dans le domaine du droit administratif, plus particulièrement, la compétence des tribunaux et des organismes administratifs a deux sources : (1) l’octroi exprès par une loi (pouvoir explicite) et (2) la common law, suivant la doctrine de la déduction nécessaire (pouvoir implicite) (voir également D. M. Brown, *Energy Regulation in Ontario* (éd. feuilles mobiles), p. 2-15).

La Ville soutient que le pouvoir exprès de la Commission d’autoriser la vente des biens d’un

conferred upon the Board to approve or refuse to approve the sale of utility assets, that the Board can determine how to allocate the proceeds of the sale in this case. ATCO retorts that not only is such a power absent from the explicit language of the legislation, but it cannot be “implied” from the statutory regime as necessarily incidental to the explicit powers. I agree with ATCO’s submissions and will elaborate in this regard.

2.3.2 Explicit Powers: Grammatical and Ordinary Meaning

As a preliminary submission, the City argues that given that ATCO applied to the Board for approval of both the sale transaction *and* the disposition of the proceeds of sale, this suggests that ATCO recognized that the Board has authority to allocate the proceeds as a condition of a proposed sale. This argument does not hold any weight in my view. First, the application for approval cannot be considered on its own an admission by ATCO of the jurisdiction of the Board. In any event, an admission of this nature would not have any bearing on the applicable law. Moreover, knowing that in the past the Board had decided that it had jurisdiction to allocate the proceeds of a sale of assets and had acted on this power, one can assume that ATCO was asking for the approval of the disposition of the proceeds should the Board not accept their argument on jurisdiction. In fact, a review of past Board decisions on the approval of sales shows that utility companies have constantly challenged the Board’s jurisdiction to allocate the net gain on the sale of assets (see, e.g., *Re TransAlta Utilities Corp.*, Alta. E.U.B., Decision 2000-41; *Re ATCO Gas-North*, Alta. E.U.B., Decision 2001-65; *Re Alberta Government Telephones*, Alta. P.U.B., Decision No. E84081, June 29, 1984; *Re TransAlta Utilities Corp.*, Alta. P.U.B., Decision No. E84116, October 12, 1984; *TransAlta Utilities Corp. (Re)*, [2002] A.E.U.B.D. No. 30 (QL); *ATCO Electric Ltd. (Re)*, [2003] A.E.U.B.D. No. 92 (QL)).

The starting point of the analysis requires that the Court examine the ordinary meaning of the sections at the centre of the dispute, s. 26(2)(d)(i) of the GUA, ss. 15(1) and 15(3)(d) of the AEUBA and

service public englobe — implicitement et explicitement — celui de décider de l’attribution du produit de la vente. ATCO réplique que non seulement ce pouvoir n’est pas expressément prévu par la loi, mais qu’on ne peut « déduire » du régime législatif qu’il découle nécessairement du pouvoir exprès. Je suis d’accord avec elle et voici pourquoi.

2.3.2 Pouvoir explicite : sens grammatical et ordinaire

La Ville soutient à titre préliminaire qu’en lui demandant d’autoriser la vente des biens *et* l’attribution du produit de l’opération, ATCO a reconnu le pouvoir de la Commission d’imposer, comme condition de l’autorisation, une certaine attribution du produit de la vente projetée. À mon avis, l’argument ne tient pas. D’abord, la demande d’autorisation ne peut à elle seule être considérée comme une reconnaissance de la compétence de la Commission. De toute manière, une telle reconnaissance ne serait pas déterminante quant au droit applicable. De plus, sachant que, par le passé, la Commission avait jugé être investie du pouvoir d’attribuer le produit de la vente et avait exercé ce pouvoir, on peut présumer qu’ATCO lui a demandé d’autoriser l’attribution du produit de la vente pour le cas où elle rejetterait sa prétention relative à la compétence. En fait, il appert des décisions antérieures de la Commission d’autoriser ou non une opération que les entreprises de services publics contestent systématiquement son pouvoir d’attribuer le gain net en résultant (voir, p. ex., *Re TransAlta Utilities Corp.*, Alta. E.U.B., Décision 2000-41; *Re ATCO Gas-North*, Alta. E.U.B., Décision 2001-65; *Re Alberta Government Telephones*, Alta. P.U.B., Décision n° E84081, 29 juin 1984; *Re TransAlta Utilities Corp.*, Alta. P.U.B., Décision n° E84116, 12 octobre 1984; *TransAlta Utilities Corp. (Re)*, [2002] A.E.U.B.D. No. 30 (QL); *ATCO Electric Ltd. (Re)*, [2003] A.E.U.B.D. No. 92 (QL)).

L’analyse exige au départ qu’on se penche sur le sens ordinaire des dispositions au cœur du litige, savoir le sous-al. 26(2)d)(i) de la GUA, le par. 15(1) et l’al. 15(3)d) de l’AEUBA et l’art. 37 de la

s. 37 of the PUBA. For ease of reference, I reproduce these provisions:

GUA

26. . . .

(2) No owner of a gas utility designated under subsection (1) shall

. . . .

- (d) without the approval of the Board,
 - (i) sell, lease, mortgage or otherwise dispose of or encumber its property, franchises, privileges or rights, or any part of it or them

. . . .

and a sale, lease, mortgage, disposition, encumbrance, merger or consolidation made in contravention of this clause is void, but nothing in this clause shall be construed to prevent in any way the sale, lease, mortgage, disposition, encumbrance, merger or consolidation of any of the property of an owner of a gas utility designated under subsection (1) in the ordinary course of the owner's business.

AEUBA

15(1) For the purposes of carrying out its functions, the Board has all the powers, rights and privileges of the ERCB [Energy Resources Conservation Board] and the PUB [Public Utilities Board] that are granted or provided for by any enactment or by law.

. . . .

(3) Without restricting subsection (1), the Board may do all or any of the following:

. . . .

- (d) with respect to an order made by the Board, the ERCB or the PUB in respect of matters referred to in clauses (a) to (c), make any further order and impose any additional conditions that the Board considers necessary in the public interest;

. . . .

PUBA. Pour faciliter leur consultation, en voici le texte :

[TRANSLATION]

GUA

26. . . .

(2) Le propriétaire d'un service de gaz désigné en application du paragraphe (1) ne peut

. . . .

- d) sans l'autorisation de la Commission,
 - (i) aliéner ou grever ses biens, concessions, privilèges ou droits, en tout ou en partie, notamment en les vendant, en les louant ou en les hypothéquant,

. . . .

tout grèvement, vente, location, constitution d'hypothèque, aliénation, regroupement ou fusion intervenant en contravention de la présente disposition est nul, sauf s'il intervient dans le cours normal des activités de l'entreprise.

AEUBA

15(1) Dans l'exercice de ses fonctions, la Commission jouit des pouvoirs, des droits et des privilèges qu'un texte législatif ou le droit par ailleurs applicable confère à l'ERCB [Energy Resources Conservation Board] et à la PUB [Public Utilities Board].

. . . .

(3) Sans limiter la portée du paragraphe (1), la Commission peut prendre les mesures suivantes, en totalité ou en partie :

. . . .

- d) à l'égard d'une ordonnance rendue par elle, l'ERCB ou la PUB en application des alinéas a) à c), rendre toute autre ordonnance et imposer les conditions supplémentaires qu'elle juge nécessaires dans l'intérêt public;

. . . .

PUBA

37 In matters within its jurisdiction the Board may order and require any person or local authority to do forthwith or within or at a specified time and in any manner prescribed by the Board, so far as it is not inconsistent with this Act or any other Act conferring jurisdiction, any act, matter or thing that the person or local authority is or may be required to do under this Act or under any other general or special Act, and may forbid the doing or continuing of any act, matter or thing that is in contravention of any such Act or of any regulation, rule, order or direction of the Board.

Some of the above provisions are duplicated in the other two statutes (see, e.g., PUBA, ss. 85(1) and 101(2)(d)(i); GUA, s. 22(1); see Appendix).

There is no dispute that s. 26(2) of the GUA contains a prohibition against, among other things, the owner of a utility selling, leasing, mortgaging or otherwise disposing of its property outside of the ordinary course of business without the approval of the Board. As submitted by ATCO, the power conferred is to approve without more. There is no mention in s. 26 of the grounds for granting or denying approval or of the ability to grant conditional approval, let alone the power of the Board to allocate the net profit of an asset sale. I would note in passing that this power is sufficient to alleviate the fear expressed by the Board that the utility might be tempted to sell assets on which it might realize a large profit to the detriment of ratepayers if it could reap the benefits of the sale.

It is interesting to note that s. 26(2) does not apply to all types of sales (and leases, mortgages, dispositions, encumbrances, mergers or consolidations). It excludes sales in the ordinary course of the owner's business. If the statutory scheme was such that the Board had the power to allocate the proceeds of the sale of utility assets, as argued here, s. 26(2) would naturally apply to all sales of assets or, at a minimum, exempt only those sales below a certain value. It is apparent that allocation of sale proceeds to customers is not one of its purposes. In fact, s. 26(2) can only have limited, if any, application to non-utility assets not related to utility function (especially when the sale has passed the "no-harm"

PUBA

37 Dans les domaines de sa compétence, la Commission peut ordonner et exiger qu'une personne, y compris une administration municipale, immédiatement ou dans le délai qu'elle impartit et selon les modalités qu'elle détermine, à condition que ce ne soit pas incompatible avec la présente loi ou une autre conférant compétence, fasse ce qu'elle est tenue de faire ou susceptible d'être tenue de faire suivant la présente loi ou toute autre, générale ou spéciale, et elle peut interdire ou faire cesser tout ce qui contrevient à ces lois ou à ses règles, ses ordonnances ou ses directives.

Certaines de ces dispositions figurent également dans les deux autres lois (voir, p. ex., le par. 85(1) et le sous-al. 101(2)d(i) de la PUBA; le par. 22(1) de la GUA; texte en annexe).

Nul ne conteste que le par. 26(2) de la GUA interdit entre autres au propriétaire d'un service public d'aliéner ses biens, notamment par vente, location ou constitution d'hypothèque, sans l'autorisation de la Commission, sauf dans le cours normal des activités de l'entreprise. Comme l'a fait valoir ATCO, la Commission a le pouvoir d'autoriser l'opération, sans plus. L'article 26 ne fait aucune mention des raisons pour lesquelles l'autorisation peut être accordée ou refusée ni de la faculté d'autoriser l'opération à certaines conditions, encore moins du pouvoir d'attribuer le profit net réalisé. Je signale au passage que le pouvoir conféré au par. 26(2) suffit à dissiper la crainte de la Commission que le service public soit tenté de vendre ses biens à fort profit, au détriment des clients, si le bénéfice tiré de la vente lui revient entièrement.

Il est intéressant de noter que le par. 26(2) ne s'applique pas à tous les types de vente (ainsi que de location, de constitution d'hypothèque, d'aliénation, de grèvement ou de fusion). En effet, il prévoit une exception pour la vente effectuée dans le cours normal des activités de l'entreprise. Si le régime législatif conférait à la Commission le pouvoir d'attribuer le produit de la vente des biens d'un service public, comme on le prétend en l'espèce, il va de soi que le par. 26(2) s'appliquerait à toute vente de biens ou, à tout le moins, ne prévoirait une exception que pour la vente n'excédant pas un certain montant. Il appert que l'attribution du produit de la vente aux clients n'est pas l'un de ses objets.

42

43

44

test). The provision can only be meant to ensure that the asset in question is indeed non-utility, so that its loss does not impair the utility function or quality.

D'ailleurs, en ce qui concerne les biens non affectés au service public et étrangers à la prestation du service, l'application de cette disposition, à supposer qu'elle s'applique, est nécessairement limitée (surtout lorsque la vente satisfait au critère de l'« absence de préjudice »). Le paragraphe 26(2) ne peut avoir qu'un seul objet, soit garantir que le bien n'est pas affecté au service public, de manière que son aliénation ne nuise ni à la prestation du service ni à sa qualité.

45 Therefore, a simple reading of s. 26(2) of the GUA does permit one to conclude that the Board does not have the power to allocate the proceeds of an asset sale.

Par conséquent, la simple lecture du par. 26(2) de la GUA permet de conclure que la Commission n'a pas le pouvoir d'attribuer le produit de la vente d'un bien.

46 The City does not limit its arguments to s. 26(2); it also submits that the AEUBA, pursuant to s. 15(3), is an express grant of jurisdiction because it authorizes the Board to impose any condition to any order so long as the condition is necessary in the public interest. In addition, it relies on the general power in s. 37 of the PUBA for the proposition that the Board may, in any matter within its jurisdiction, make any order pertaining to that matter that is not inconsistent with any applicable statute. The intended meaning of these two provisions, however, is lost when the provisions are simply read in isolation as proposed by the City: R. Sullivan, *Sullivan and Driedger on the Construction of Statutes* (4th ed. 2002), at p. 21; *Canadian Pacific Air Lines Ltd. v. Canadian Air Line Pilots Assn.*, [1993] 3 S.C.R. 724, at p. 735; *Marche*, at paras. 59-60; *Bristol-Myers Squibb Co. v. Canada (Attorney General)*, [2005] 1 S.C.R. 533, 2005 SCC 26, at para. 105. These provisions on their own are vague and open-ended. It would be absurd to allow the Board an unfettered discretion to attach any condition it wishes to an order it makes. Furthermore, the concept of "public interest" found in s. 15(3) is very wide and elastic; the Board cannot be given total discretion over its limitations.

La Ville ne fonde pas son argumentation que sur le par. 26(2); elle fait aussi valoir que le par. 15(3) de l'AEUBA, qui autorise la Commission à assortir ses ordonnances des conditions qu'elle estime nécessaires dans l'intérêt public, confère un pouvoir exprès à la Commission. De plus, elle invoque le pouvoir général que prévoit l'art. 37 de la PUBA pour soutenir que la Commission peut, dans les domaines de sa compétence, rendre toute ordonnance qui n'est pas incompatible avec une disposition législative applicable. Or, considérer ces deux dispositions isolément comme le préconise la Ville fait perdre de vue leur véritable portée : R. Sullivan, *Sullivan and Driedger on the Construction of Statutes* (4^e éd. 2002), p. 21; *Lignes aériennes Canadien Pacifique Ltée c. Assoc. canadienne des pilotes de lignes aériennes*, [1993] 3 R.C.S. 724, p. 735; *Marche*, par. 59-60; *Bristol-Myers Squibb Co. c. Canada (Procureur général)*, [2005] 1 R.C.S. 533, 2005 CSC 26, par. 105. En eux-mêmes, le par. 15(3) et l'art. 37 sont vagues et sujets à diverses interprétations. Il serait absurde d'accorder à la Commission le pouvoir discrétionnaire absolu d'assortir ses ordonnances des conditions de son choix. De plus, la notion d'« intérêt public » à laquelle renvoie le par. 15(3) est très large et élastique; la Commission ne peut se voir accorder le pouvoir discrétionnaire absolu d'en circonscrire les limites.

47 While I would conclude that the legislation is silent as to the Board's power to deal with sale

Même si, à l'issue de la première étape du processus d'interprétation législative, je suis enclin à

proceeds after the initial stage in the statutory interpretation analysis, because the provisions can nevertheless be said to reveal some ambiguity and incoherence, I will pursue the inquiry further.

This Court has stated on numerous occasions that the grammatical and ordinary sense of a section is not determinative and does not constitute the end of the inquiry. The Court is obliged to consider the total context of the provisions to be interpreted, no matter how plain the disposition may seem upon initial reading (see *Chieu v. Canada (Minister of Citizenship and Immigration)*, [2002] 1 S.C.R. 84, 2002 SCC 3, at para. 34; Sullivan, at pp. 20-21). I will therefore proceed to examine the purpose and scheme of the legislation, the legislative intent and the relevant legal norms.

2.3.3 Implicit Powers: Entire Context

The provisions at issue are found in statutes which are themselves components of a larger statutory scheme which cannot be ignored:

As the product of a rational and logical legislature, the statute is considered to form a system. Every component contributes to the meaning as a whole, and the whole gives meaning to its parts: “each legal provision should be considered in relation to other provisions, as parts of a whole”

(P.-A. Côté, *The Interpretation of Legislation in Canada* (3rd ed. 2000), at p. 308)

As in any statutory interpretation exercise, when determining the powers of an administrative body, courts need to examine the context that colours the words and the legislative scheme. The ultimate goal is to discover the clear intent of the legislature and the true purpose of the statute while preserving the harmony, coherence and consistency of the legislative scheme (*Bell ExpressVu*, at para. 27; see also *Interpretation Act*, R.S.A. 2000, c. I-8, s. 10 (in Appendix)). “[S]tatutory interpretation is the art of finding the legislative spirit embodied in enactments”: *Bristol-Myers Squibb Co.*, at para. 102.

conclure que la loi est silencieuse en ce qui concerne le pouvoir de la Commission de décider du sort du produit de la vente, je poursuis l’analyse car on peut néanmoins soutenir que les dispositions sont jusqu’à un certain point ambiguës et incohérentes.

Notre Cour a affirmé maintes fois que le sens grammatical et ordinaire d’une disposition n’est pas déterminant et ne met pas fin à l’analyse. Il faut tenir compte du contexte global de la disposition, même si, à première vue, le sens de son libellé peut paraître évident (voir *Chieu c. Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l’Immigration)*, [2002] 1 R.C.S. 84, 2002 CSC 3, par. 34; Sullivan, p. 20-21). Je vais donc examiner l’objet et l’esprit des lois habilitantes, l’intention du législateur et les normes juridiques pertinentes.

2.3.3 Pouvoir implicite : contexte global

Les dispositions en cause figurent dans des lois qui font elles-mêmes partie d’un cadre législatif plus large dont on ne peut faire abstraction :

Œuvre d’un législateur rationnel et logique, la loi est censée former un système : chaque élément contribue au sens de l’ensemble et l’ensemble, au sens de chacun des éléments : « chaque disposition légale doit être envisagée, relativement aux autres, comme la fraction d’un ensemble complet » . . .

(P.-A. Côté, *Interprétation des lois* (3^e éd. 1999), p. 388)

Comme dans le cadre de toute interprétation législative, appelée à circonscrire les pouvoirs d’un organisme administratif, une cour de justice doit tenir compte du contexte qui colore les mots et du cadre législatif. L’objectif ultime consiste à dégager l’intention manifeste du législateur et l’objet véritable de la loi tout en préservant l’harmonie, la cohérence et l’uniformité des lois en cause (*Bell ExpressVu*, par. 27; voir également l’*Interpretation Act*, R.S.A. 2000, ch. I-8, art. 10, à l’annexe). « L’interprétation législative est [. . .] l’art de découvrir l’esprit du législateur qui imprègne les textes législatifs » : *Bristol-Myers Squibb Co.*, par. 102.

48

49

50

Consequently, a grant of authority to exercise a discretion as found in s. 15(3) of the AEUBA and s. 37 of the PUBA does not confer unlimited discretion to the Board. As submitted by ATCO, the Board's discretion is to be exercised within the confines of the statutory regime and principles generally applicable to regulatory matters, for which the legislature is assumed to have had regard in passing that legislation (see Sullivan, at pp. 154-55). In the same vein, it is useful to refer to the following passage from *Bell Canada v. Canada (Canadian Radio-Television and Telecommunications Commission)*, [1989] 1 S.C.R. 1722, at p. 1756:

The powers of any administrative tribunal must of course be stated in its enabling statute but they may also exist by necessary implication from the wording of the act, its structure and its purpose. Although courts must refrain from unduly broadening the powers of such regulatory authorities through judicial law-making, they must also avoid sterilizing these powers through overly technical interpretations of enabling statutes.

51

The mandate of this Court is to determine and apply the intention of the legislature (*Bell ExpressVu*, at para. 62) without crossing the line between judicial interpretation and legislative drafting (see *R. v. McIntosh*, [1995] 1 S.C.R. 686, at para. 26; *Bristol-Myers Squibb Co.*, at para. 174). That being said, this rule allows for the application of the "doctrine of jurisdiction by necessary implication"; the powers conferred by an enabling statute are construed to include not only those expressly granted but also, by implication, all powers which are practically necessary for the accomplishment of the object intended to be secured by the statutory regime created by the legislature (see Brown, at p. 2-16.2; *Bell Canada*, at p. 1756). Canadian courts have in the past applied the doctrine to ensure that administrative bodies have the necessary jurisdiction to accomplish their statutory mandate:

When legislation attempts to create a comprehensive regulatory framework, the tribunal must have the powers which by practical necessity and necessary implication flow from the regulatory authority explicitly conferred upon it.

Le pouvoir discrétionnaire que le par. 15(3) de l'AEUBA et l'art. 37 de la PUBA confèrent à la Commission n'est donc pas absolu. Comme le dit ATCO, la Commission doit l'exercer en respectant le cadre législatif et les principes généralement applicables en matière de réglementation, dont le législateur est présumé avoir tenu compte en adoptant ces lois (voir Sullivan, p. 154-155). Dans le même ordre d'idées, le passage suivant de l'arrêt *Bell Canada c. Canada (Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes)*, [1989] 1 R.C.S. 1722, p. 1756, se révèle pertinent :

Les pouvoirs d'un tribunal administratif doivent évidemment être énoncés dans sa loi habilitante, mais ils peuvent également découler implicitement du texte de la loi, de son économie et de son objet. Bien que les tribunaux doivent s'abstenir de trop élargir les pouvoirs de ces organismes de réglementation par législation judiciaire, ils doivent également éviter de les rendre stériles en interprétant les lois habilitantes de façon trop formaliste.

Il incombe à notre Cour de déterminer l'intention du législateur et d'y donner effet (*Bell ExpressVu*, par. 62) sans franchir la ligne qui sépare l'interprétation judiciaire de la formulation législative (voir *R. c. McIntosh*, [1995] 1 R.C.S. 686, par. 26; *Bristol-Myers Squibb Co.*, par. 174). Cela dit, cette règle permet l'application de « la doctrine de la compétence par déduction nécessaire » : sont compris dans les pouvoirs conférés par la loi habilitante non seulement ceux qui y sont expressément énoncés, mais aussi, par déduction, tous ceux qui sont de fait nécessaires à la réalisation de l'objectif du régime législatif : voir Brown, p. 2-16.2; *Bell Canada*, p. 1756. Par le passé, les cours de justice canadiennes ont appliqué la doctrine de manière à investir les organismes administratifs de la compétence nécessaire à l'exécution de leur mandat légal :

[TRADUCTION] Lorsque l'objet de la législation est de créer un vaste cadre réglementaire, le tribunal administratif doit posséder les pouvoirs qui, par nécessité pratique et déduction nécessaire, découlent du pouvoir réglementaire qui lui est expressément conféré.

Re Dow Chemical Canada Inc. and Union Gas Ltd. (1982), 141 D.L.R. (3d) 641 (Ont. H.C.), at pp. 658-59, aff'd (1983), 42 O.R. (2d) 731 (C.A.) (see also *Interprovincial Pipe Line Ltd. v. National Energy Board*, [1978] 1 F.C. 601 (C.A.); *Canadian Broadcasting League v. Canadian Radio-television and Telecommunications Commission*, [1983] 1 F.C. 182 (C.A.), aff'd [1985] 1 S.C.R. 174).

I understand the City's arguments to be as follows: (1) the customers acquire a right to the property of the owner of the utility when they pay for the service and are therefore entitled to a return on the profits made at the time of the sale of the property; and (2) the Board has, by necessity, because of its jurisdiction to approve or refuse to approve the sale of utility assets, the power to allocate the proceeds of the sale as a condition of its order. The doctrine of jurisdiction by necessary implication is at the heart of the City's second argument. I cannot accept either of these arguments which are, in my view, diametrically contrary to the state of the law. This is revealed when we scrutinize the entire context which I will now endeavour to do.

After a brief review of a few historical facts, I will probe into the main function of the Board, rate setting, and I will then explore the incidental powers which can be derived from the context.

2.3.3.1 *Historical Background and Broader Context*

The history of public utilities regulation in Alberta originated with the creation in 1915 of the Board of Public Utility Commissioners by *The Public Utilities Act*, S.A. 1915, c. 6. This statute was based on similar American legislation: H. R. Milner, "Public Utility Rate Control in Alberta" (1930), 8 *Can. Bar Rev.* 101, at p. 101. While the American jurisprudence and texts in this area should be considered with caution given that Canada and the United States have very different political and constitutional-legal regimes, they do shed some light on the issue.

Pursuant to *The Public Utilities Act*, the first public utility board was established as a

Re Dow Chemical Canada Inc. and Union Gas Ltd. (1982), 141 D.L.R. (3d) 641 (H.C. Ont.), p. 658-659, conf. par (1983), 42 O.R. (2d) 731 (C.A.) (voir également *Interprovincial Pipe Line Ltd. c. Office national de l'énergie*, [1978] 1 C.F. 601 (C.A.); *Ligue de la radiodiffusion canadienne c. Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes*, [1983] 1 C.F. 182 (C.A.), conf. par [1985] 1 R.C.S. 174).

Voici quelles sont selon moi les prétentions de la Ville : (1) en acquittant leurs factures, les clients acquièrent un droit sur les biens du propriétaire du service public et ont donc droit à une partie du profit tiré de leur vente; (2) le pouvoir de la Commission d'autoriser ou non la vente des biens d'un service public emporte, par nécessité, celui d'assujettir l'autorisation à une certaine répartition du produit de la vente. La doctrine de la compétence par déduction nécessaire est au cœur de la deuxième prétention de la Ville. Je ne peux faire droit ni à l'une ni à l'autre de ces prétentions qui, à mon avis, sont diamétralement contraires au droit applicable, comme le révèle ci-après l'examen du contexte global.

Après un bref rappel historique, je me pencherai sur la principale fonction de la Commission, l'établissement des tarifs, puis sur les pouvoirs accéssoires qui peuvent être déduits du contexte.

2.3.3.1 *Histoire et contexte général*

Les services publics sont réglementés en Alberta depuis la création en 1915 de l'organisme appelé Board of Public Utility Commissioners en vertu de la loi intitulée *The Public Utilities Act*, S.A. 1915, ch. 6, inspirée d'une loi américaine similaire : H. R. Milner, « Public Utility Rate Control in Alberta » (1930), 8 *R. du B. can.* 101, p. 101. Bien qu'il faille aborder avec circonspection la jurisprudence et la doctrine américaines dans ce domaine — les régimes politiques des États-Unis et du Canada étant fort différents, tout comme leurs régimes de droit constitutionnel —, elles éclairent la question.

Suivant *The Public Utilities Act*, la première commission des services publics, composée de

52

53

54

55

three-member tribunal to provide general supervision of all public utilities (s. 21), to investigate rates (s. 23), to make orders regarding equipment (s. 24), and to require every public utility to file with it complete schedules of rates (s. 23). Of interest for our purposes, the 1915 statute also required public utilities to obtain the approval of the Board of Public Utility Commissioners before selling any property when outside the ordinary course of their business (s. 29(g)).

56

The Alberta Energy and Utilities Board was created in February 1995 by the amalgamation of the Energy Resources Conservation Board and the Public Utilities Board (see Canadian Institute of Resources Law, *Canada Energy Law Service: Alberta* (loose-leaf ed.), at p. 30-3101). Since then, all matters under the jurisdiction of the Energy Resources Conservation Board and the Public Utilities Board have been handled by the Alberta Energy and Utilities Board and are within its exclusive jurisdiction. The Board has all of the powers, rights and privileges of its two predecessor boards (AEUBA, ss. 13, 15(1); GUA, s. 59).

57

In addition to the powers found in the 1915 statute, which have remained virtually the same in the present PUBA, the Board now benefits from the following express powers to:

1. make an order respecting the improvement of the service or commodity (PUBA, s. 80(b));
2. approve the issue by the public utility of shares, stocks, bonds and other evidences of indebtedness (GUA, s. 26(2)(a); PUBA, s. 101(2)(a));
3. approve the lease, mortgage, disposition or encumbrance of the public utility's property, franchises, privileges or rights (GUA, s. 26(2)(d)(i); PUBA, s. 101(2)(d)(i));
4. approve the merger or consolidation of the public utility's property, franchises, privileges or rights (GUA, s. 26(2)(d)(ii); PUBA, s. 101(2)(d)(ii)); and

trois membres, surveillait de manière générale tous les services publics (art. 21), enquêtait sur les tarifs (art. 23), rendait des ordonnances concernant l'équipement (art. 24) et exigeait que chacun des services publics lui remette la liste complète de ses tarifs (art. 23). Signalons pour les besoins du présent pourvoi que la loi de 1915 exigeait également d'un service public qu'il obtienne de l'organisme l'autorisation de vendre un bien en dehors du cours normal de ses activités (al. 29g)).

La Commission a été créée en février 1995 par le fusionnement de l'Energy Resources Conservation Board et de la Public Utilities Board (voir Institut canadien du droit des ressources, *Canada Energy Law Service : Alberta* (éd. feuilles mobiles), p. 30-3101). Dès lors, toutes les affaires qui étaient du ressort des organismes fusionnés relevaient de sa compétence exclusive. La Commission a tous les pouvoirs, les droits et les privilèges des organismes auxquels elle a succédé (AEUBA, art. 13, par. 15(1); GUA, art. 59).

Outre les pouvoirs prévus dans la loi de 1915, qui sont pratiquement identiques à ceux que confère actuellement la PUBA, la Commission est aujourd'hui investie des pouvoirs exprès suivants :

1. rendre une ordonnance concernant l'amélioration du service ou du produit (PUBA, al. 80b));
2. autoriser l'entreprise de services publics à émettre des actions, des obligations ou d'autres titres d'emprunt (GUA, al. 26(2)a); PUBA, al. 101(2)a);
3. autoriser l'entreprise de services publics à aliéner ou à grever ses biens, concessions, privilèges ou droits, notamment en les louant ou en les hypothéquant (GUA, sous-al. 26(2)d)(i); PUBA, sous-al. 101(2)d)(i));
4. autoriser la fusion ou le regroupement des biens, concessions, privilèges ou droits de l'entreprise de services publics (GUA, sous-al. 26(2)d)(ii); PUBA, sous-al. 101(2)d)(ii));

5. authorize the sale or permit to be made on the public utility's book a transfer of any share of its capital stock to a corporation that would result in the vesting in that corporation of more than 50 percent of the outstanding capital stock of the owner of the public utility (GUA, s. 27(1); PUBA, s. 102(1)).

It goes without saying that public utilities are very limited in the actions they can take, as evidenced from the above list. Nowhere is there a mention of the authority to allocate proceeds from a sale or the discretion of the Board to interfere with ownership rights.

Even in 1995 when the legislature decided to form the Alberta Energy and Utilities Board, it did not see fit to modify the PUBA or the GUA to provide the new Board with the power to allocate the proceeds of a sale even though the controversy surrounding this issue was full-blown (see, e.g., *Re Alberta Government Telephones*, Alta. P.U.B., Decision No. E84081; *Re TransAlta Utilities Corp.*, Alta. P.U.B., Decision No. E84116). It is a well-established principle that the legislature is presumed to have a mastery of existing law, both common law and statute law (see Sullivan, at pp. 154-55). It is also presumed to have known all of the circumstances surrounding the adoption of new legislation.

Although the Board may seem to possess a variety of powers and functions, it is manifest from a reading of the AEUBA, the PUBA and the GUA that the principal function of the Board in respect of public utilities is the determination of rates. Its power to supervise the finances of these companies and their operations, although wide, is in practice incidental to fixing rates (see Milner, at p. 102; Brown, at p. 2-16.6). Estey J., speaking for the majority of this Court in *Atco Ltd.*, at p. 576, echoed this view when he said:

It is evident from the powers accorded to the Board by the legislature in both statutes mentioned above that the legislature has given the Board a mandate of the widest proportions to safeguard the public interest in the nature and quality of the service provided to the

5. autoriser la vente d'actions de l'entreprise de services publics à une société ou l'inscription dans ses registres de toute cession d'actions à une société lorsque la vente ou la cession ferait en sorte que cette société détienne plus de 50 pour 100 des actions en circulation du propriétaire de l'entreprise de services publics (GUA, par. 27(1); PUBA, par. 102(1)).

Il appert donc de cette énumération qu'une entreprise de services publics a une marge de manœuvre très limitée. Il n'est fait mention ni du pouvoir d'attribuer le produit de la vente ni du pouvoir discrétionnaire de porter atteinte au droit de propriété.

Même lorsque le législateur a décidé de créer la Commission en 1995, il n'a pas jugé opportun de modifier la PUBA ou la GUA pour donner au nouvel organisme le pouvoir d'attribuer le produit d'une vente. Pourtant, la question suscitait déjà la controverse (voir, p. ex., *Re Alberta Government Telephones*, Alta. P.U.B., Décision n° E84081, et *Re TransAlta Utilities Corp.*, Alta. P.U.B., Décision n° E84116). Selon un principe bien établi, le législateur est présumé connaître parfaitement le droit existant, qu'il s'agisse de la common law ou du droit d'origine législative (voir Sullivan, p. 154-155). Il est également censé être au fait de toutes les circonstances entourant l'adoption de la nouvelle loi.

Bien que la Commission puisse sembler posséder toute une gamme d'attributions et de fonctions, il ressort de l'AEUBA, de la PUBA et de la GUA que son principal mandat, à l'égard des entreprises de services publics, est l'établissement de tarifs. Son pouvoir de surveiller les finances et le fonctionnement de ces entreprises est certes vaste mais, en pratique, il est accessoire à sa fonction première (voir Milner, p. 102; Brown, p. 2-16.6). S'exprimant au nom des juges majoritaires dans *Atco Ltd.*, le juge Estey a abondé dans ce sens (p. 576) :

Il ressort des pouvoirs que le législateur a accordé[s] à la Commission dans les deux lois mentionnées ci-dessus, qu'il a investi la Commission du mandat très général de veiller aux intérêts du public quant à la nature et à la qualité des services rendus à la collectivité par

58

59

60

community by the public utilities. Such an extensive regulatory pattern must, for its effectiveness, include the right to control the combination or, as the legislature says, “the union” of existing systems and facilities. This no doubt has a direct relationship with the rate-fixing function which ranks high in the authority and functions assigned to the Board. [Emphasis added.]

In fact, even the Board itself, on its website (<http://www.eub.gov.ab.ca/BBS/eubinfo/default.htm>), describes its functions as follows:

We regulate the safe, responsible, and efficient development of Alberta’s energy resources: oil, natural gas, oil sands, coal, and electrical energy; and the pipelines and transmission lines to move the resources to market. On the utilities side, we regulate rates and terms of service of investor-owned natural gas, electric, and water utility services, as well as the major intra-Alberta gas transmission system, to ensure that customers receive safe and reliable service at just and reasonable rates. [Emphasis added.]

61 The process by which the Board sets the rates is therefore central and deserves some attention in order to ascertain the validity of the City’s first argument.

2.3.3.2 *Rate Setting*

62 Rate regulation serves several aims — sustainability, equity and efficiency — which underlie the reasoning as to how rates are fixed:

... the regulated company must be able to finance its operations, and any required investment, so that it can continue to operate in the future. ... Equity is related to the distribution of welfare among members of society. The objective of sustainability already implies that shareholders should not receive “too low” a return (and defines this in terms of the reward necessary to ensure continued investment in the utility), while equity implies that their returns should not be “too high”.

(R. Green and M. Rodriguez Pardina, *Resetting Price Controls for Privatized Utilities: A Manual for Regulators* (1999), at p. 5)

63 These goals have resulted in an economic and social arrangement dubbed the “regulatory

les entreprises de services publics. Un régime de réglementation aussi vaste doit, pour être efficace, comprendre le droit de contrôler les réunions ou, pour reprendre l’expression du législateur, « l’union » des entreprises et installations existantes. Cela a sans aucun doute un rapport direct avec la fonction de fixation des tarifs qui constitue un des pouvoirs les plus importants attribués à la Commission. [Je souligne.]

Voici d’ailleurs comment la Commission décrit elle-même ses fonctions sur son site Internet (<http://www.eub.gov.ab.ca/BBS/eubinfo/default.htm>) :

[TRADUCTION] La Commission réglemente l’exploitation sûre, responsable et efficace des ressources énergétiques de l’Alberta — pétrole, gaz naturel, sables bitumineux, charbon et électricité — ainsi que les pipelines et les lignes de transport servant à l’acheminement vers les marchés. En ce qui a trait aux services publics, elle réglemente les tarifs des services de gaz naturel, d’électricité et d’eau appartenant au privé et le niveau de service y afférent, ainsi que les principaux réseaux de transport de gaz en Alberta, afin que les clients obtiennent des services sûrs et fiables à un prix juste et raisonnable. [Je souligne.]

Le processus par lequel la Commission fixe les tarifs est donc fondamental et son examen s’impose pour statuer sur la première prétention de la Ville.

2.3.3.2 *Établissement des tarifs*

La réglementation tarifaire a plusieurs objectifs — viabilité, équité et efficacité — qui expliquent le mode de fixation des tarifs :

[TRADUCTION] ... l’entreprise réglementée doit être en mesure de financer ses activités et tout investissement nécessaire à la poursuite de ses activités. [...] L’équité est liée à la redistribution de la richesse dans la société. L’objectif de la viabilité suppose déjà que les actionnaires ne doivent pas réaliser un « trop faible » rendement (défini comme la gratification requise pour assurer l’investissement continu dans l’entreprise), alors que celui de l’équité implique qu’ils ne doivent pas obtenir un rendement « trop élevé ».

(R. Green et M. Rodriguez Pardina, *Resetting Price Controls for Privatized Utilities : A Manual for Regulators* (1999), p. 5)

Ces objectifs sont à l’origine d’un arrangement économique et social appelé « pacte

compact”, which ensures that all customers have access to the utility at a fair price — nothing more. As I will further explain, it does not transfer onto the customers any property right. Under the regulatory compact, the regulated utilities are given exclusive rights to sell their services within a specific area at rates that will provide companies the opportunity to earn a fair return for their investors. In return for this right of exclusivity, utilities assume a duty to adequately and reliably serve all customers in their determined territories, and are required to have their rates and certain operations regulated (see Black, at pp. 356-57; Milner, at p. 101; *Atco Ltd.*, at p. 576; *Northwestern Utilities Ltd. v. City of Edmonton*, [1929] S.C.R. 186 (“*Northwestern 1929*”), at pp. 192-93).

Therefore, when interpreting the broad powers of the Board, one cannot ignore this well-balanced regulatory arrangement which serves as a backdrop for contextual interpretation. The object of the statutes is to protect both the customer *and* the investor (Milner, at p. 101). The arrangement does not, however, cancel the private nature of the utility. In essence, the Board is responsible for maintaining a tariff that enhances the economic benefits to consumers and investors of the utility.

The Board derives its power to set rates from both the GUA (ss. 16, 17 and 36 to 45) and the PUBA (ss. 89 to 95). The Board is mandated to fix “just and reasonable . . . rates” (PUBA, s. 89(a); GUA, s. 36(a)). In the establishment of these rates, the Board is directed to “determine a rate base for the property of the owner” and “fix a fair return on the rate base” (GUA, s. 37(1)). This Court, in *Northwestern Utilities Ltd. v. City of Edmonton*, [1979] 1 S.C.R. 684 (“*Northwestern 1979*”), at p. 691, adopted the following description of the process:

The PUB approves or fixes utility rates which are estimated to cover expenses plus yield the utility a fair return or profit. This function is generally performed in two phases. In Phase I the PUB determines the rate base, that is the amount of money which has been invested by the company in the property, plant and equipment plus an allowance for necessary working capital all of which must be determined as being necessary to

réglementaire » qui garantit à tous les clients l'accès au service public à un prix raisonnable, sans plus, et qui, je l'explique plus loin, ne transmet aucun droit de propriété aux clients. Le pacte réglementaire accorde en fait aux entreprises réglementées le droit exclusif de vendre leurs services dans une région donnée à des tarifs leur permettant de réaliser un juste rendement au bénéfice de leurs actionnaires. En contrepartie de ce monopole, elles ont l'obligation d'offrir un service adéquat et fiable à tous les clients d'un territoire donné et voient leurs tarifs et certaines de leurs activités assujettis à la réglementation (voir Black, p. 356-357; Milner, p. 101; *Atco Ltd.*, p. 576; *Northwestern Utilities Ltd. c. City of Edmonton*, [1929] R.C.S. 186 (« *Northwestern 1929* »), p. 192-193).

Par conséquent, lorsqu'il s'agit d'interpréter les vastes pouvoirs de la Commission, on ne peut faire abstraction de ce subtil compromis servant de toile de fond à l'interprétation contextuelle. L'objet de la législation est de protéger le client *et* l'investisseur (Milner, p. 101). Le pacte ne supprime pas le caractère privé de l'entreprise. La Commission a essentiellement pour mandat d'établir une tarification qui accroît les avantages financiers des consommateurs et des investisseurs.

Elle tient son pouvoir de fixer les tarifs à la fois de la GUA (art. 16 et 17 et art. 36 à 45) et de la PUBA (art. 89 à 95). Il lui incombe de fixer des [TRADUCTION] « tarifs [. . .] justes et raisonnables » (PUBA, al. 89a); GUA, al. 36a)). Pour le faire, elle doit [TRADUCTION] « établi[r] une base tarifaire pour les biens du propriétaire » et « fixe[r] un juste rendement par rapport à cette base tarifaire » (GUA, par. 37(1)). Dans *Northwestern Utilities Ltd. c. Ville d'Edmonton*, [1979] 1 R.C.S. 684 (« *Northwestern 1979* »), p. 691, notre Cour a décrit le processus comme suit :

La PUB approuve ou fixe pour les services publics des tarifs destinés à couvrir les dépenses et à permettre à l'entreprise d'obtenir un taux de rendement ou profit convenable. Le processus s'accomplit en deux étapes. Dans la première étape, la PUB établit une base de tarification en calculant le montant des fonds investis par la compagnie en terrains, usines et équipements, plus le montant alloué au fonds de roulement, sommes dont

provide the utility service. The revenue required to pay all reasonable operating expenses plus provide a fair return to the utility on its rate base is also determined in Phase I. The total of the operating expenses plus the return is called the revenue requirement. In Phase II rates are set, which, under normal temperature conditions are expected to produce the estimates of “forecast revenue requirement”. These rates will remain in effect until changed as the result of a further application or complaint or the Board’s initiative. Also in Phase II existing interim rates may be confirmed or reduced and if reduced a refund is ordered.

(See also *Re Canadian Western Natural Gas Co.*, Alta. P.U.B., Decision No. E84113, October 12, 1984, at p. 23; *Re Union Gas Ltd. and Ontario Energy Board* (1983), 1 D.L.R. (4th) 698 (Ont. Div. Ct.), at pp. 701-2.)

66 Consequently, when determining the rate base, the Board is to give due consideration (GUA, s. 37(2)):

- (a) to the cost of the property when first devoted to public use and to prudent acquisition cost to the owner of the gas utility, less depreciation, amortization or depletion in respect of each, and
- (b) to necessary working capital.

67 The fact that the utility is given the opportunity to make a profit on its services and a fair return on its investment in its assets should not and cannot stop the utility from benefiting from the profits which follow the sale of assets. Neither is the utility protected from losses incurred from the sale of assets. In fact, the wording of the sections quoted above suggests that the ownership of the assets is clearly that of the utility; ownership of the asset and entitlement to profits or losses upon its realization are one and the same. The equity investor expects to receive the net revenues after all costs are paid, equal to the present value of original investment at the time of that investment. The disbursement of some portions of the residual amount of net revenue, by after-the-fact reallocation to rate-paying customers, undermines that investment process:

il faut établir la nécessité dans l’exploitation de l’entreprise. C’est également à cette première étape qu’est calculé le revenu nécessaire pour couvrir les dépenses d’exploitation raisonnables et procurer un rendement convenable sur la base de tarification. Le total des dépenses d’exploitation et du rendement donne un montant appelé le revenu nécessaire. Dans une deuxième étape, les tarifs sont établis de façon à pouvoir produire, dans des conditions météorologiques normales, « le revenu nécessaire prévu ». Ces tarifs restent en vigueur tant qu’ils ne sont pas modifiés à la suite d’une nouvelle requête ou d’une plainte, ou sur intervention de la Commission. C’est également à cette seconde étape que les tarifs provisoires sont confirmés ou réduits et, dans ce dernier cas, qu’un remboursement est ordonné.

(Voir également *Re Canadian Western Natural Gas Co.*, Alta. P.U.B., Décision n° E84113, 12 octobre 1984, p. 23; *Re Union Gas Ltd. and Ontario Energy Board* (1983), 1 D.L.R. (4th) 698 (C. div. Ont.), p. 701-702.)

Pour établir la base tarifaire, la Commission tient donc compte (GUA, par. 37(2)) :

[TRADUCTION]

- a) du coût du bien lors de son affectation initiale à l’utilisation publique et de sa juste valeur d’acquisition pour le propriétaire du service de gaz, moins la dépréciation, l’amortissement et l’épuisement;
- b) du capital nécessaire.

Le fait que l’on donne au service public la possibilité de tirer un profit de la prestation du service et de bénéficier d’un juste rendement de son actif ne peut ni ne devrait l’empêcher d’encaisser le bénéfice résultant de la vente d’un élément d’actif. L’entreprise n’est d’ailleurs pas non plus à l’abri de la perte pouvant en découler. Il ressort du libellé des dispositions précitées que les biens appartiennent à l’entreprise de services publics. Droit de propriété sur les biens et droit au profit ou à la perte lors de leur réalisation vont de pair. L’investisseur s’attend à toucher le produit net, une fois tous les frais payés, soit l’équivalent de la valeur actualisée de l’investissement initial. Le versement aux clients d’une partie du produit net restant, à l’issue d’une nouvelle répartition, sape le processus d’investissement : MacAvoy et Sidak, p. 244. À vrai dire, les

MacAvoy and Sidak, at p. 244. In fact, speculation would accrue even more often should the public utility, through its shareholders, not be the one to benefit from the possibility of a profit, as investors would expect to receive a larger premium for their funds through the only means left available, the return on their original investment. In addition, they would be less willing to accept any risk.

Thus, can it be said, as alleged by the City, that the customers have a property interest in the utility? Absolutely not: that cannot be so, as it would mean that fundamental principles of corporate law would be distorted. Through the rates, the customers pay an amount for the regulated service that equals the cost of the service and the necessary resources. They do not by their payment implicitly purchase the asset from the utility's investors. The payment does not incorporate acquiring ownership or control of the utility's assets. The ratepayer covers the cost of using the service, not the holding cost of the assets themselves: "A utility's customers are not its owners, for they are not residual claimants": MacAvoy and Sidak, at p. 245 (see also p. 237). Ratepayers have made no investment. Shareholders have and they assume all risks as the residual claimants to the utility's profit. Customers have only "the risk of a price change resulting from any (authorized) change in the cost of service. This change is determined only periodically in a tariff review by the regulator" (MacAvoy and Sidak, at p. 245).

In this regard, I agree with ATCO when it asserts in its factum, at para. 38:

The property in question is as fully the private property of the owner of the utility as any other asset it owns. Deployment of the asset in utility service does not create or transfer any legal or equitable rights in that property for ratepayers. Absent any such interest, any taking such as ordered by the Board is confiscatory

Wittmann J.A., at the Court of Appeal, said it best when he stated:

Consumers of utilities pay for a service, but by such payment, do not receive a proprietary right in the

opérations de spéculation seraient encore plus fréquentes si le service public et ses actionnaires ne touchaient pas le profit éventuel, car les investisseurs s'attendraient à obtenir une meilleure prime de la seule manière alors possible, le rendement de la mise de fonds initiale; en outre, ils seraient moins disposés à courir un risque.

La Ville a-t-elle raison alors de prétendre que les clients ont un droit de propriété sur le service public? Absolument pas. Sinon, les principes fondamentaux du droit des sociétés seraient dénaturés. En acquittant sa facture, le client paie pour le service réglementé un montant équivalant au coût du service et des ressources nécessaires. Il ne se porte pas implicitement acquéreur des biens des investisseurs. Le paiement n'emporte pas l'acquisition d'un droit de propriété ou de possession sur les biens. Le client acquitte le prix du service, à l'exclusion du coût de possession des biens eux-mêmes : [TRADUCTION] « Le client d'un service public n'en est pas le propriétaire puisqu'il n'a pas droit au reliquat des biens » : MacAvoy et Sidak, p. 245 (voir également p. 237). Le client n'a rien investi. Les actionnaires, eux, ont investi des fonds et assument tous les risques car ils touchent le profit restant. Le client court seulement le [TRADUCTION] « risque que le prix change par suite de la modification (autorisée) du coût du service, ce qui n'arrive que périodiquement lors de la révision des tarifs par l'organisme de réglementation » (MacAvoy et Sidak, p. 245).

Je suis d'accord avec ce qu'affirme ATCO à ce sujet au par. 38 de son mémoire :

[TRADUCTION] Les biens en cause appartiennent au propriétaire du service public tout comme ses autres biens. Nul droit issu de la loi ou de l'équité n'est conféré ou transmis au client à l'égard d'un bien du fait de son affectation à un service public. Faute d'un tel droit, une appropriation, comme celle ordonnée par la Commission, a un effet confiscatoire . . .

Comme l'a si bien dit le juge Wittmann, de la Cour d'appel :

[TRADUCTION] Le client d'un service public paie un service, mais n'obtient aucun droit de propriété sur les

assets of the utility company. Where the calculated rates represent the fee for the service provided in the relevant period of time, ratepayers do not gain equitable or legal rights to non-depreciable assets when they have paid only for the use of those assets. [Emphasis added; para. 64.]

I fully adopt this conclusion. The Board misdirected itself by confusing the interests of the customers in obtaining safe and efficient utility service with an interest in the underlying assets owned only by the utility. While the utility has been compensated for the services provided, the customers have provided no compensation for receiving the benefits of the subject property. The argument that assets purchased are reflected in the rate base should not cloud the issue of determining who is the appropriate owner and risk bearer. Assets are indeed considered in rate setting, as a factor, and utilities cannot sell an asset used in the service to create a profit and thereby restrict the quality or increase the price of service. Despite the consideration of utility assets in the rate-setting process, shareholders are the ones solely affected when the actual profits or losses of such a sale are realized; the utility absorbs losses and gains, increases and decreases in the value of assets, based on economic conditions and occasional unexpected technical difficulties, but continues to provide certainty in service both with regard to price and quality. There can be a default risk affecting ratepayers, but this does not make ratepayers residual claimants. While I do not wish to unduly rely on American jurisprudence, I would note that the leading U.S. case on this point is *Duquesne Light Co. v. Barasch*, 488 U.S. 299 (1989), which relies on the same principle as was adopted in *Market St. Ry. Co. v. Railroad Commission of State of California*, 324 U.S. 548 (1945).

biens de cette entreprise. Lorsque le tarif établi correspond au prix du service pour la période considérée, le client n'acquiert à l'égard des biens non amortissables aucun droit fondé sur l'équité ou issu de la loi lorsqu'il n'a payé que pour l'utilisation de ces biens. [Je souligne; par. 64.]

Je suis entièrement d'accord. La Commission s'est méprise en confondant le droit des clients à un service sûr et efficace avec le droit sur les biens affectés à la prestation de ce service et dont l'entreprise est l'unique propriétaire. Alors que l'entreprise a été rémunérée pour le service fourni, les clients n'ont versé aucune contrepartie en échange du profit tiré de la vente des biens. L'argument voulant que les biens achetés soient pris en compte dans l'établissement de la base tarifaire ne doit pas embrouiller la question de savoir qui est le véritable titulaire du droit de propriété sur les biens et qui supporte les risques y afférents. Les biens comptent effectivement parmi les facteurs considérés pour fixer les tarifs, et un service public ne peut vendre un bien affecté à la prestation du service pour réaliser un profit et, ce faisant, diminuer la qualité du service ou majorer son prix. Même si les biens du service public sont pris en compte dans l'établissement de la base tarifaire, les actionnaires sont les seuls touchés lorsque la vente donne lieu à un profit ou à une perte. L'entreprise absorbe les pertes et les gains, l'appréciation ou la dépréciation des biens, eu égard à la conjoncture économique et aux défaillances techniques imprévues, mais elle continue de fournir un service fiable sur le plan de la qualité et du prix. Le client peut courir le risque que l'entreprise manque à ses obligations, mais cela ne lui donne pas droit au reliquat des biens. Sans m'appuyer indûment sur la jurisprudence américaine, je signale qu'aux États-Unis, l'arrêt de principe en la matière est *Duquesne Light Co. c. Barasch*, 488 U.S. 299 (1989), qui s'appuie sur le même principe que celui appliqué dans l'arrêt *Market St. Ry. Co. c. Railroad Commission of State of California*, 324 U.S. 548 (1945).

70

Furthermore, one has to recognize that utilities are not Crown entities, fraternal societies or cooperatives, or mutual companies, although they have a "public interest" aspect which is to supply the public with a necessary service (in the present case,

De plus, il faut reconnaître qu'une entreprise de services publics n'est pas une société d'État, une association d'assistance mutuelle, une coopérative ou une société mutuelle même si elle sert « l'intérêt public » en fournissant à la collectivité un service

the provision of natural gas). The capital invested is not provided by the public purse or by the customers; it is injected into the business by private parties who expect as large a return on the capital invested in the enterprise as they would receive if they were investing in other securities possessing equal features of attractiveness, stability and certainty (see *Northwestern 1929*, at p. 192). This prospect will necessarily include any gain or loss that is made if the company divests itself of some of its assets, i.e., land, buildings, etc.

From my discussion above regarding the property interest, the Board was in no position to proceed with an implicit refund by allocating to ratepayers the profits from the asset sale because it considered ratepayers had paid excessive rates for services in the past. As such, the City's first argument must fail. The Board was seeking to rectify what it perceived as a historic over-compensation to the utility by ratepayers. There is no power granted in the various statutes for the Board to execute such a refund in respect of an erroneous perception of past over-compensation. It is well established throughout the various provinces that utilities boards do not have the authority to retroactively change rates (*Northwestern 1979*, at p. 691; *Re Coseka Resources Ltd. and Saratoga Processing Co.* (1981), 126 D.L.R. (3d) 705 (Alta. C.A.), at p. 715, leave to appeal refused, [1981] 2 S.C.R. vii; *Re Dow Chemical Canada Inc.* (C.A.), at pp. 734-35). But more importantly, it cannot even be said that there was over-compensation: the rate-setting process is a speculative procedure in which both the ratepayers and the shareholders jointly carry their share of the risk related to the business of the utility (see MacAvoy and Sidak, at pp. 238-39).

2.3.3.3 *The Power to Attach Conditions*

As its second argument, the City submits that the power to allocate the proceeds from the sale of the utility's assets is necessarily incidental to the express powers conferred on the Board by the AEUBA, the GUA and the PUBA. It argues that the Board must necessarily have the power to allocate sale proceeds as part of its discretionary power to approve or refuse to approve a sale of assets. It

nécessaire (en l'occurrence, la distribution du gaz naturel). Son capital ne provient pas des pouvoirs publics ou des clients, mais d'investisseurs privés qui escomptent un rendement aussi élevé que celui offert par d'autres placements présentant les mêmes caractéristiques d'attractivité, de stabilité et de certitude (voir *Northwestern 1929*, p. 192). Les actionnaires s'attendent donc nécessairement à toucher le gain ou à subir la perte résultant de l'aliénation d'un élément d'actif de l'entreprise, comme un terrain ou un bâtiment.

Il appert de l'analyse qui précède portant sur le droit de propriété que la Commission ne pouvait effectuer un remboursement tacite en attribuant aux clients le profit tiré de la vente des biens au motif que les tarifs avaient été excessifs dans le passé. C'est pourquoi la première prétention de la Ville doit être rejetée. La Commission a tenté de remédier à une supposée rétribution excessive de l'entreprise de services publics par ses clients. Or, aucune des lois applicables ne lui confère le pouvoir d'effectuer un tel remboursement à partir d'une telle perception erronée. La jurisprudence des différentes provinces confirme que les organismes de réglementation n'ont pas le pouvoir de modifier les tarifs rétroactivement (*Northwestern 1979*, p. 691; *Re Coseka Resources Ltd. and Saratoga Processing Co.* (1981), 126 D.L.R. (3d) 705 (C.A. Alb.), p. 715, autorisation d'appel refusée, [1981] 2 R.C.S. vii; *Re Dow Chemical Canada Inc.* (C.A.), p. 734-735). Qui plus est, on ne peut même pas dire qu'il y a eu paiement excessif : la tarification est un processus conjectural où clients et actionnaires assument ensemble leur part du risque lié aux activités de l'entreprise de services publics (voir MacAvoy et Sidak, p. 238-239).

2.3.3.3 *Le pouvoir d'imposer des conditions*

La Ville soutient en second lieu que le pouvoir d'attribuer le produit de la vente des biens d'un service public est nécessairement accessoire aux pouvoirs exprès que confèrent à la Commission l'AEUBA, la GUA et la PUBA. Elle fait valoir que la Commission a nécessairement ce pouvoir lorsqu'elle exerce celui — discrétionnaire — d'autoriser ou non la vente d'éléments d'actifs, puisqu'elle

71

72

submits that this results from the fact that the Board is allowed to attach any condition to an order it makes approving such a sale. I disagree.

73

The City seems to assume that the doctrine of jurisdiction by necessary implication applies to “broadly drawn powers” as it does for “narrowly drawn powers”; this cannot be. The Ontario Energy Board in its decision in *Re Consumers’ Gas Co.*, E.B.R.O. 410-II/411-II/412-II, March 23, 1987, at para. 4.73, enumerated the circumstances when the doctrine of jurisdiction by necessary implication may be applied:

- * [when] the jurisdiction sought is necessary to accomplish the objectives of the legislative scheme and is essential to the Board fulfilling its mandate;
- * [when] the enabling act fails to explicitly grant the power to accomplish the legislative objective;
- * [when] the mandate of the Board is sufficiently broad to suggest a legislative intention to implicitly confer jurisdiction;
- * [when] the jurisdiction sought must not be one which the Board has dealt with through use of expressly granted powers, thereby showing an absence of necessity; and
- * [when] the Legislature did not address its mind to the issue and decide against conferring the power upon the Board.

(See also Brown, at p. 2-16.3.)

74

In light of the above, it is clear that the doctrine of jurisdiction by necessary implication will be of less help in the case of broadly drawn powers than for narrowly drawn ones. Broadly drawn powers will necessarily be limited to only what is rationally related to the purpose of the regulatory framework. This is explained by Professor Sullivan, at p. 228:

In practice, however, purposive analysis makes the powers conferred on administrative bodies almost infinitely elastic. Narrowly drawn powers can be understood to include “by necessary implication” all that is needed to enable the official or agency to achieve the

peut assortir de toute condition l’ordonnance autorisant la vente. Je ne suis pas d’accord.

La Ville semble tenir pour acquis que la doctrine de la compétence par déduction nécessaire s’applique tout autant aux pouvoirs « définis largement » qu’à ceux qui sont « biens circonscrits ». Ce ne saurait être le cas. Dans sa décision *Re Consumers’ Gas Co.*, E.B.R.O. 410-II/411-II/412-II, 23 mars 1987, par. 4.73, la Commission de l’énergie de l’Ontario a énuméré les situations dans lesquelles s’applique la doctrine de la compétence par déduction nécessaire :

[TRADUCTION]

- * la compétence alléguée est nécessaire à la réalisation des objectifs du régime législatif et essentielle à l’exécution du mandat de la Commission;
- * la loi habilitante ne confère pas expressément le pouvoir de réaliser l’objectif législatif;
- * le mandat de la Commission est suffisamment large pour donner à penser que l’intention du législateur était de lui conférer une compétence tacite;
- * la Commission n’a pas à exercer la compétence alléguée en s’appuyant sur des pouvoirs expressément conférés, démontrant ainsi l’absence de nécessité;
- * le législateur n’a pas envisagé la question et ne s’est pas prononcé contre l’octroi du pouvoir à la Commission.

(Voir également Brown, p. 2-16.3.)

Il est donc clair que la doctrine de la compétence par déduction nécessaire sera moins utile dans le cas de pouvoirs largement définis que dans celui de pouvoirs bien circonscrits. Les premiers seront nécessairement interprétés de manière à ne s’appliquer qu’à ce qui est rationnellement lié à l’objet de la réglementation. C’est ce qu’explique la professeure Sullivan, à la p. 228 :

[TRADUCTION] En pratique, toutefois, l’analyse téléologique rend les pouvoirs conférés aux organismes administratifs presque infiniment élastiques. Un pouvoir bien circonscrit peut englober, par « déduction nécessaire », tout ce qui est requis pour que le responsable

purpose for which the power was granted. Conversely, broadly drawn powers are understood to include only what is rationally related to the purpose of the power. In this way the scope of the power expands or contracts as needed, in keeping with the purpose. [Emphasis added.]

In the case at bar, s. 15 of the AEUBA, which allows the Board to impose additional conditions when making an order, appears at first glance to be a power having infinitely elastic scope. However, in my opinion, the attempt by the City to use it to augment the powers of the Board in s. 26(2) of the GUA must fail. The Court must construe s. 15(3) of the AEUBA in accordance with the purpose of s. 26(2).

MacAvoy and Sidak, in their article, at pp. 234-36, suggest three broad reasons for the requirement that a sale must be approved by the Board:

1. It prevents the utility from degrading the quality, or reducing the quantity, of the regulated service so as to harm consumers;
2. It ensures that the utility maximizes the aggregate economic benefits of its operations, and not merely the benefits flowing to some interest group or stakeholder; and
3. It specifically seeks to prevent favoritism toward investors.

Consequently, in order to impute jurisdiction to a regulatory body to allocate proceeds of a sale, there must be evidence that the exercise of that power is a practical necessity for the regulatory body to accomplish the objects prescribed by the legislature, something which is absent in this case (see *National Energy Board Act (Can.) (Re)*, [1986] 3 F.C. 275 (C.A.)). In order to meet these three goals, it is not necessary for the Board to have control over which party should benefit from the sale proceeds. The public interest component cannot be said to be sufficient to impute to the Board the power to allocate all the profits pursuant to the sale of assets. In fact, it is not necessary for the Board in

ou l'organisme puisse accomplir l'objet de son octroi. À l'inverse, on considère qu'un pouvoir largement défini vise uniquement ce qui est rationnellement lié à son objet. Il s'ensuit qu'un pouvoir a une portée qui augmente ou diminue au besoin, en fonction de son objet. [Je souligne.]

En l'espèce, l'art. 15 de l'AEUBA, qui permet à la Commission d'imposer des conditions supplémentaires dans le cadre d'une ordonnance, paraît à première vue conférer un pouvoir dont la portée est infiniment élastique. J'estime cependant que la Ville ne saurait y avoir recours pour accroître les pouvoirs que le par. 26(2) de la GUA confère à la Commission. Notre Cour doit interpréter le par. 15(3) de l'AEUBA conformément à l'objet du par. 26(2).

Dans leur article, MacAvoy et Sidak avancent trois raisons principales d'exiger qu'une vente soit autorisée par la Commission (p. 234-236) :

1. éviter que l'entreprise de services publics ne diminue qualitativement ou quantitativement le service réglementé et ne cause de la sorte un préjudice aux clients;
2. garantir que l'entreprise maximisera l'ensemble des avantages financiers tirés de ses activités, et non seulement ceux destinés à certains groupes d'intérêt ou d'autres intéressés;
3. éviter précisément que les investisseurs ne soient favorisés.

Par conséquent, pour qu'un organisme de réglementation ait le pouvoir d'attribuer le produit d'une vente, la preuve doit établir que ce pouvoir lui est nécessaire dans les faits pour atteindre les objectifs de la loi, ce qui n'est pas le cas en l'espèce (voir l'arrêt *Loi sur l'Office national de l'énergie (Can.) (Re)*, [1986] 3 C.F. 275 (C.A.)). Pour satisfaire aux trois exigences susmentionnées, il n'est pas nécessaire que la Commission détermine qui touchera le produit de la vente. Le volet intérêt public ne peut à lui seul lui conférer le pouvoir d'attribuer la totalité du profit tiré de la vente de biens. En fait, il n'est pas nécessaire à l'accomplissement de son mandat qu'elle puisse ordonner à l'entreprise de services

75

76

77

carrying out its mandate to order the utility to surrender the bulk of the proceeds from a sale of its property in order for that utility to obtain approval for a sale. The Board has other options within its jurisdiction which do not involve the appropriation of the sale proceeds, the most obvious one being to refuse to approve a sale that will, in the Board's view, affect the quality and/or quantity of the service offered by the utility or create additional operating costs for the future. This is not to say that the Board can never attach a condition to the approval of sale. For example, the Board could approve the sale of the assets on the condition that the utility company gives undertakings regarding the replacement of the assets and their profitability. It could also require as a condition that the utility reinvest part of the sale proceeds back into the company in order to maintain a modern operating system that achieves the optimal growth of the system.

78

In my view, allowing the Board to confiscate the net gain of the sale under the pretence of protecting rate-paying customers and acting in the "public interest" would be a serious misconception of the powers of the Board to approve a sale; to do so would completely disregard the economic rationale of rate setting, as I explained earlier in these reasons. Such an attempt by the Board to appropriate a utility's excess net revenues for ratepayers would be highly sophisticated opportunism and would, in the end, simply increase the utility's capital costs (MacAvoy and Sidak, at p. 246). At the risk of repeating myself, a public utility is first and foremost a private business venture which has as its goal the making of profits. This is not contrary to the legislative scheme, even though the regulatory compact modifies the normal principles of economics with various restrictions explicitly provided for in the various enabling statutes. None of the three statutes applicable here provides the Board with the power to allocate the proceeds of a sale and therefore affect the property interests of the public utility.

79

It is well established that potentially confiscatory legislative provision ought to be construed cautiously so as not to strip interested parties of their rights without the clear intention of the

publics de céder la plus grande partie du produit de la vente en contrepartie de l'autorisation accordée. La Commission dispose, dans les limites de sa compétence, d'autres moyens que l'appropriation du produit de la vente, le plus évident étant le refus d'autoriser une vente qui, à son avis, nuira à la qualité ou à la quantité des services offerts ou occasionnera des frais d'exploitation supplémentaires. Ce qui ne veut pas dire qu'elle ne peut jamais assujettir son autorisation à une condition. Par exemple, elle pourrait autoriser la vente à la condition que l'entreprise prenne des engagements en ce qui concerne le remplacement des biens en cause et leur rentabilité. Elle pourrait aussi exiger le réinvestissement d'une partie du produit de la vente dans l'entreprise afin de préserver un système d'exploitation moderne assurant une croissance optimale.

J'estime que permettre la confiscation du gain net tiré de la vente sous prétexte de protéger les clients et d'agir dans l'« intérêt public » c'est se méprendre grandement sur le pouvoir de la Commission d'autoriser ou non une vente et faire totalement abstraction des fondements économiques de la tarification exposés précédemment. S'approprier ainsi un produit net extraordinaire pour le compte des clients serait d'un opportunisme très poussé qui, en fin de compte, se traduirait par une hausse du coût du capital pour l'entreprise (MacAvoy et Sidak, p. 246). Au risque de me répéter, une entreprise de services publics est avant tout une entreprise privée dont l'objectif est de réaliser des profits. Cela n'est pas contraire au régime législatif, même si le pacte réglementaire modifie les principes économiques habituellement applicables, les lois habilitantes prévoyant explicitement différentes limitations. Aucune des trois lois pertinentes en l'espèce ne confère à la Commission le pouvoir d'attribuer le produit de la vente d'un bien et d'empiéter de la sorte sur le droit de propriété de l'entreprise de services publics.

Il est bien établi qu'une disposition législative susceptible d'avoir un effet confiscatoire doit être interprétée avec prudence afin de ne pas dépouiller les parties intéressées de leurs droits lorsque ce

legislation (see Sullivan, at pp. 400-403; Côté, at pp. 482-86; *Pacific National Investments Ltd. v. Victoria (City)*, [2000] 2 S.C.R. 919, 2000 SCC 64, at para. 26; *Leiriao v. Val-Bélair (Town)*, [1991] 3 S.C.R. 349, at p. 357; *Hongkong Bank of Canada v. Wheeler Holdings Ltd.*, [1993] 1 S.C.R. 167, at p. 197). Not only is the authority to attach a condition to allocate the proceeds of a sale to a particular party unnecessary for the Board to accomplish its role, but deciding otherwise would lead to the conclusion that a broadly drawn power can be interpreted so as to encroach on the economic freedom of the utility, depriving it of its rights. This would go against the above principles of interpretation.

If the Alberta legislature wishes to confer on ratepayers the economic benefits resulting from the sale of utility assets, it can expressly provide for this in the legislation, as was done by some states in the United States (e.g., Connecticut).

2.4 Other Considerations

Under the regulatory compact, customers are protected through the rate-setting process, under which the Board is required to make a well-balanced determination. The record shows that the City did not submit to the Board a general rate review application in response to ATCO's application requesting approval for the sale of the property at issue in this case. Nonetheless, if it chose to do so, this would not have stopped the Board, on its own initiative, from convening a hearing of the interested parties in order to modify and fix just and reasonable rates to give due consideration to any new economic data anticipated as a result of the sale (PUBA, s. 89(a); GUA, ss. 24, 36(a), 37(3), 40) (see Appendix).

2.5 If Jurisdiction Had Been Found, Was the Board's Allocation Reasonable?

In light of my conclusion with regard to jurisdiction, it is not necessary to determine whether

n'est pas l'intention manifeste du législateur (voir Sullivan, p. 400-403; Côté, p. 607-613; *Pacific National Investments Ltd. c. Victoria (Ville)*, [2000] 2 R.C.S. 919, 2000 CSC 64, par. 26; *Leiriao c. Val-Bélair (Ville)*, [1991] 3 R.C.S. 349, p. 357; *Banque Hongkong du Canada c. Wheeler Holdings Ltd.*, [1993] 1 R.C.S. 167, p. 197). Non seulement il n'est pas nécessaire, pour s'acquitter de sa mission, que la Commission ait le pouvoir d'attribuer à une partie le produit de la vente qu'elle autorise, mais toute conclusion contraire permettrait d'interpréter un pouvoir largement défini d'une façon qui empiète sur la liberté économique de l'entreprise de services publics, dépouillant cette dernière de ses droits, ce qui irait à l'encontre des principes d'interprétation susmentionnés.

Si l'assemblée législative albertaine souhaite que les clients bénéficient des avantages financiers découlant de la vente des biens d'un service public, elle peut le prévoir expressément dans la loi, à l'instar de certains États américains (le Connecticut, par exemple).

2.4 Autres considérations

Dans le cadre du pacte réglementaire, les clients sont protégés par la procédure d'établissement des tarifs à l'issue de laquelle la Commission doit rendre une décision pondérée. Il appert du dossier que la Ville n'a pas saisi la Commission d'une demande d'approbation du tarif général en réponse à celle présentée par ATCO afin d'obtenir l'autorisation de vendre des biens. Néanmoins, si elle l'avait fait, la Commission aurait pu, de son propre chef, convoquer les parties intéressées à une audience afin de fixer de nouveaux tarifs justes et raisonnables tenant dûment compte de la situation financière nouvelle devant résulter de la vente (PUBA, al. 89a); GUA, art. 24, al. 36a), par. 37(3), art. 40) (texte en annexe).

2.5 À supposer que la Commission ait eu le pouvoir de répartir le produit de la vente, a-t-elle exercé ce pouvoir de manière raisonnable?

Vu ma conclusion touchant à la compétence, il n'est pas nécessaire de déterminer si la Commission

the Board's exercise of discretion by allocating the sale proceeds as it did was reasonable. Nonetheless, given the reasons of my colleague Binnie J., I will address the issue very briefly. Had I not concluded that the Board lacked jurisdiction, my disposition of this case would have been the same, as I do not believe the Board met a reasonable standard when it exercised its power.

83

I am not certain how one could conclude that the Board's allocation was reasonable when it wrongly assumed that ratepayers had acquired a proprietary interest in the utility's assets because assets were a factor in the rate-setting process, and, moreover, when it explicitly concluded that no harm would ensue to customers from the sale of the asset. In my opinion, when reviewing the substance of the Board's decision, a court must conduct a two-step analysis: first, it must determine whether the order was warranted given the role of the Board to *protect the customers* (i.e., was the order *necessary in the public interest?*); and second, if the first question is answered in the affirmative, a court must then examine the validity of the Board's application of the *TransAlta Formula* (see para. 12 of these reasons), which refers to the difference between net book value and original cost, on the one hand, and appreciation in the value of the asset on the other. For the purposes of this analysis, I view the second step as a mathematical calculation and nothing more. I do not believe it provides the criteria which guides the Board to determine *if it should allocate* part of the sale proceeds to ratepayers. Rather, it merely guides the Board on *what to allocate and how to allocate it* (if it should do so in the first place). It is also interesting to note that there is no discussion of the fact that the book value used in the calculation must be referable solely to the financial statements of the utility.

84

In my view, as I have already stated, the power of the Board to allocate proceeds does not even arise in this case. Even by the Board's own reasoning, it should only exercise its discretion to act in the public interest when customers would be harmed

a exercé son pouvoir discrétionnaire de façon raisonnable en répartissant le produit de la vente comme elle l'a fait. Toutefois, vu les motifs de mon collègue le juge Binnie, je me penche très brièvement sur la question. Le règlement du pourvoi aurait été le même si j'avais conclu que la Commission avait ce pouvoir, car j'estime que la décision qu'elle a rendue sur son fondement ne satisfaisait pas à la norme de la raisonabilité.

Je ne vois pas très bien comment on pourrait conclure que la répartition était raisonnable, la Commission ayant supposé à tort que les clients avaient acquis un droit de propriété sur les biens de l'entreprise du fait de la prise en compte de ceux-ci dans l'établissement des tarifs et ayant en outre conclu explicitement que la vente des biens ne causerait aucun préjudice aux clients. À mon avis, une cour de justice appelée à contrôler la décision au fond doit se livrer à une analyse en deux étapes. Premièrement, elle doit déterminer si l'ordonnance était justifiée au vu de l'obligation de la Commission de *protéger les clients* (c.-à-d. l'ordonnance était-elle *nécessaire dans l'intérêt public?*). Deuxièmement, dans l'affirmative, elle doit déterminer si la Commission a bien appliqué la *formule TransAlta* (voir le par. 12 des présents motifs), qui renvoie à la différence entre la valeur comptable nette des biens et leur coût historique, d'une part, et à l'appréciation des biens, d'autre part. Pour les besoins de l'analyse, je ne vois dans la deuxième étape qu'une opération mathématique, rien de plus. Je ne crois pas que la *formule TransAlta* oriente la décision de la Commission *d'attribuer ou non* une partie du produit de la vente aux clients. Elle ne préside qu'à la détermination de *ce qui sera attribué et des modalités d'attribution* (lorsqu'elle a décidé qu'il y avait lieu d'attribuer le produit de la vente). Il importe également de signaler que nul ne conteste que seule la valeur comptable figurant dans les états financiers de l'entreprise de services publics doit être utilisée pour le calcul.

Je le répète, la Commission n'était même pas justifiée, à mon sens, d'exercer le pouvoir d'attribuer le produit de la vente. Suivant son raisonnement même, elle ne doit exercer son pouvoir discrétionnaire d'agir dans l'intérêt public que lorsque les

or would face some risk of harm. But the Board was clear: there was no harm or risk of harm in the present situation:

With the continuation of the same level of service at other locations and the acceptance by customers regarding the relocation, the Board is convinced there should be no impact on the level of service to customers as a result of the Sale. In any event, the Board considers that the service level to customers is a matter that can be addressed and remedied in a future proceeding if necessary.

(Decision 2002-037, at para. 54)

After declaring that the customers would not, on balance, be harmed, the Board maintained that, on the basis of the evidence filed, there appeared to be a cost savings to the customers. There was no legitimate customer interest which could or needed to be protected by denying approval of the sale, or by making approval conditional on a particular allocation of the proceeds. Even if the Board had found a possible adverse effect arising from the sale, how could it allocate proceeds now based on an unquantified future potential loss? Moreover, in the absence of any factual basis to support it, I am also concerned with the presumption of bad faith on the part of ATCO that appears to underlie the Board's determination to protect the public from some possible future menace. In any case, as mentioned earlier in these reasons, this determination to protect the public interest is also difficult to reconcile with the actual power of the Board to prevent harm to ratepayers from occurring by simply refusing to approve the sale of a utility's asset. To that, I would add that the Board has considerable discretion in the setting of future rates in order to protect the public interest, as I have already stated.

In consequence, I am of the view that, in the present case, the Board did not identify any public interest which required protection and there was, therefore, nothing to trigger the exercise of the discretion to allocate the proceeds of sale. Hence, notwithstanding my conclusion on the first issue regarding the Board's jurisdiction, I would conclude

clients subiraient ou seraient susceptibles de subir un préjudice. Or sa conclusion à ce sujet est claire : aucun préjudice ou risque de préjudice n'était associé à l'opération projetée :

[TRADUCTION] Comme les mêmes services seront offerts à partir d'autres installations, et vu l'acceptation de ce transfert par les clients, la Commission est convaincue que la vente ne devrait pas avoir de répercussions sur le niveau de service. Quoi qu'il en soit, elle considère que le niveau de service offert pourra au besoin faire l'objet d'un examen et d'une mesure corrective dans le cadre d'une procédure ultérieure.

(Décision 2002-037, par. 54)

Après avoir déclaré que, tout bien considéré, les clients ne seraient pas lésés, la Commission a statué au vu des éléments de preuve présentés qu'ils réaliseraient apparemment des économies. Aucun droit légitime des clients ne pouvait ni ne devait être protégé par un refus d'autorisation ou un octroi assorti de la condition de répartir le produit de la vente d'une certaine manière. Même si la Commission avait conclu à la possibilité que la vente ait un effet préjudiciable, comment pouvait-elle, à ce stade, attribuer le produit de la vente en fonction d'une perte éventuelle indéterminée? La mauvaise foi présumée d'ATCO qui paraît sous-tendre la détermination de la Commission à protéger le public contre un risque éventuel, en l'absence de tout fondement factuel, me préoccupe également. De toute manière, je l'ai déjà dit, cette détermination à protéger l'intérêt public est également difficile à concilier avec le pouvoir exprès de la Commission de prévenir tout préjudice causé aux clients en refusant d'autoriser la vente des biens d'un service public. Je rappelle que la Commission jouit d'un pouvoir discrétionnaire considérable dans l'établissement des tarifs futurs afin de protéger l'intérêt public.

Par conséquent, je suis d'avis que la Commission n'a pas cerné d'intérêt public à protéger et qu'aucun élément ne justifiait donc l'exercice de son pouvoir discrétionnaire d'attribuer le produit de la vente. Indépendamment de ma conclusion au sujet de la compétence de la Commission, je conclus que sa décision d'exercer son pouvoir discrétionnaire

that the Board's decision to exercise its discretion to protect the public interest did not meet a reasonable standard.

3. Conclusion

86 This Court's role in this case has been one of interpreting the enabling statutes using the appropriate interpretive tools, i.e., context, legislative intention and objective. Going further than required by reading in *unnecessary* powers of an administrative agency under the guise of statutory interpretation is not consistent with the rules of statutory interpretation. It is particularly dangerous to adopt such an approach when property rights are at stake.

87 The Board did not have the jurisdiction to allocate the proceeds of the sale of the utility's asset; its decision did not meet the correctness standard. Thus, I would dismiss the City's appeal and allow ATCO's cross-appeal, both with costs. I would also set aside the Board's decision and refer the matter back to the Board to approve the sale of the property belonging to ATCO, recognizing that the proceeds of the sale belong to ATCO.

The reasons of McLachlin C.J. and Binnie and Fish JJ. were delivered by

88 BINNIE J. (dissenting) — The respondent ATCO Gas and Pipelines Ltd. ("ATCO") is part of a large entrepreneurial company that directly and through various subsidiaries operates both regulated businesses and unregulated businesses. The Alberta Energy and Utilities Board ("Board") believes it not to be in the public interest to encourage utility companies to mix together the two types of undertakings. In particular, the Board has adopted policies to discourage utilities from using their regulated businesses as a platform to engage in land speculation to increase their return on investment outside the regulatory framework. By awarding part of the profit to the utility (and its shareholders), the Board rewards utilities for diligence in divesting themselves of assets that are no longer productive, or that could be more productively employed elsewhere. However, by crediting part of the

de protéger l'intérêt public ne satisfaisait pas à la norme de la raisonnable.

3. Conclusion

Le rôle de notre Cour dans le présent pourvoi a été d'interpréter les lois habilitantes en tenant compte comme il se doit du contexte, de l'intention du législateur et de l'objectif législatif. Aller plus loin et conclure à l'issue d'une interprétation large que l'organisme administratif jouit de pouvoirs *non nécessaires* n'est pas conforme aux règles d'interprétation législative. Une telle approche est particulièrement dangereuse lorsqu'un droit de propriété est en jeu.

La Commission n'avait pas le pouvoir d'attribuer le produit de la vente d'un bien du service public; sa décision ne satisfaisait pas à la norme de la décision correcte. Par conséquent, je suis d'avis de rejeter le pourvoi de la Ville et d'accueillir le pourvoi incident d'ATCO, avec dépens dans les deux instances. Je suis également d'avis d'annuler la décision de la Commission et de lui renvoyer l'affaire en lui enjoignant d'autoriser la vente des biens d'ATCO et de reconnaître son droit au produit de la vente.

Version française des motifs de la juge en chef McLachlin et des juges Binnie et Fish rendus par

LE JUGE BINNIE (dissident) — L'intimée, ATCO Gas and Pipelines Ltd. (« ATCO »), fait partie d'une grande société qui, directement et par l'entremise de diverses filiales, exploite à la fois des entreprises réglementées et des entreprises non réglementées. L'Alberta Energy and Utilities Board (« Commission ») estime qu'il n'est pas dans l'intérêt public d'encourager les entreprises de services publics à jumeler leurs activités dans les deux secteurs. Plus particulièrement, elle a adopté des politiques afin de dissuader les entreprises de services publics de faire de leur secteur réglementé un lieu de spéculation foncière et d'augmenter ainsi le rendement de leurs investissements indépendamment du cadre réglementaire. En attribuant une partie du profit à l'entreprise de services publics (et à ses actionnaires), la Commission récompense la diligence avec laquelle elle se départit de biens qui ne sont

profit on the sale of such property to the utility's rate base (i.e. as a set-off to other costs), the Board seeks to dampen any incentive for utilities to skew decisions in their regulated business to favour such profit taking unduly. Such a balance, in the Board's view, is necessary in the interest of the public which allows ATCO to operate its utility business as a monopoly. In pursuit of this balance, the Board approved ATCO's application to sell land and warehousing facilities in downtown Calgary, but denied ATCO's application to keep for its shareholders the entire profit resulting from appreciation in the value of the land, whose cost of acquisition had formed part of the rate base on which gas rates had been calculated since 1922. The Board ordered the profit on the sale to be allocated one third to ATCO and two thirds as a credit to its cost base, thereby helping keep utility rates down, and to that extent benefiting ratepayers.

I have read with interest the reasons of my colleague Bastarache J. but, with respect, I do not agree with his conclusion. As will be seen, the Board has authority under s. 15(3) of the *Alberta Energy and Utilities Board Act*, R.S.A. 2000, c. A-17 ("AEUBA"), to impose on the sale "any additional conditions that the Board considers necessary in the public interest". Whether or not the conditions of approval imposed by the Board were necessary in the public interest was for the Board to decide. The Alberta Court of Appeal overruled the Board but, with respect, the Board is in a better position to assess necessity in this field for the protection of the public interest than either that court or this Court. I would allow the appeal and restore the Board's decision.

I. Analysis

ATCO's argument boils down to the proposition announced at the outset of its factum:

In the absence of any property right or interest and of any harm to the customers arising from the

plus productifs ou qui pourraient l'être davantage s'ils étaient employés autrement. Toutefois, en portant une partie du profit au crédit de la base tarifaire de l'entreprise (c.-à-d. en la déduisant d'autres coûts), la Commission tente d'empêcher les entreprises de services publics de céder à la tentation d'infléchir les décisions afférentes à leurs activités réglementées pour favoriser la réalisation de profits indus. De son point de vue, un tel compromis est nécessaire dans l'intérêt du public, celui-ci conférant à ATCO un monopole dans un secteur d'activité. Dans la recherche de ce compromis, la Commission a autorisé ATCO à vendre un terrain et un entrepôt situés au centre-ville de Calgary, mais refusé qu'elle conserve, au bénéfice de ses actionnaires, la totalité du profit découlant de l'appréciation du terrain dont le coût d'acquisition était pris en compte, depuis 1922, pour la tarification du gaz naturel. La Commission a ordonné que le profit tiré de la vente soit attribué à raison d'un tiers à ATCO et que les deux tiers servent à réduire ses coûts, contribuant à contenir toute hausse des tarifs et favorisant ainsi la clientèle.

J'ai lu avec intérêt les motifs de mon collègue le juge Bastarache, mais, en toute déférence, je ne suis pas d'accord avec ses conclusions. Comme nous le verrons, le par. 15(3) de l'*Alberta Energy and Utilities Board Act*, R.S.A. 2000, ch. A-17 (« AEUBA »), confère à la Commission le pouvoir d'assujettir la vente aux [TRADUCTION] « conditions supplémentaires qu'elle juge nécessaires dans l'intérêt public ». Il appartenait à la Commission de décider de la nécessité d'imposer des conditions dans l'intérêt public. La Cour d'appel de l'Alberta a infirmé la décision de la Commission. En toute déférence, j'estime que la Commission était mieux placée que la Cour d'appel ou que notre Cour pour juger de la nécessité de protéger l'intérêt public dans ce domaine. J'accueillerais le pourvoi et rétablirais la décision de la Commission.

I. Analyse

La thèse d'ATCO se résume à ce qu'elle affirme au début de son mémoire :

[TRADUCTION] À défaut de tout droit de propriété et de tout préjudice causé à la clientèle par le

withdrawal from utility service, there was no proper ground for reaching into the pocket of the utility. In essence this case is about property rights.

(Respondent's factum, at para. 2)

91 For the reasons which follow I do not believe the case is about property rights. ATCO chose to make its investment in a regulated industry. The return on investment in the regulated gas industry is fixed by the Board, not the free market. In my view, the essential issue is whether the Alberta Court of Appeal was justified in limiting what the Board is allowed to "consider necessary in the public interest".

A. *The Board's Statutory Authority*

92 The first question is one of jurisdiction. What gives the Board the authority to make the order ATCO complains about? The Board's answer is threefold. Section 22(1) of the *Gas Utilities Act*, R.S.A. 2000, c. G-5 ("GUA"), provides in part that "[t]he Board shall exercise a general supervision over all gas utilities, and the owners of them . . .". This, the Board says, gives it a broad jurisdiction to set policies that go beyond its specific powers in relation to specific applications, such as rate setting. Of more immediate pertinence, s. 26(2)(d)(i) of the same Act prohibits the regulated utility from selling, leasing or otherwise encumbering any of its property without the Board's approval. (To the same effect, see s. 101(2)(d)(i) of the *Public Utilities Board Act*, R.S.A. 2000, c. P-45.) It is common ground that this restraint on alienation of property applies to the proposed sale of ATCO's land and warehouse facilities in downtown Calgary, and that the Board could, in appropriate circumstances, simply have denied ATCO's application for approval of the sale. However, the Board was of the view to allow the sale subject to conditions. The Board ruled that the greater power (i.e. to deny the sale) must include the lesser (i.e. to allow the sale, subject to conditions):

In appropriate circumstances, the Board clearly has the power to prevent a utility from disposing of its property.

dessaisissement, rien ne justifiait qu'on puise dans les poches de l'entreprise. En fait, le présent pourvoi doit être réglé au regard du droit de propriété.

(Mémoire de l'intimée, par. 2)

Pour les motifs qui suivent, je ne crois pas que le litige ressortisse au droit de propriété. ATCO a choisi d'investir dans un secteur réglementé, celui de la distribution du gaz, où le rendement est établi par la Commission, et non par le marché. À mon avis, la question en litige est essentiellement de savoir si la Cour d'appel de l'Alberta était justifiée de restreindre les conditions que la Commission pouvait « juger[r] nécessaires dans l'intérêt public ».

A. *Les pouvoirs légaux de la Commission*

La première question qui se pose est celle de la compétence. D'où la Commission tient-elle le pouvoir de rendre l'ordonnance que conteste ATCO? La réponse de la Commission comporte trois volets. Le paragraphe 22(1) de la *Gas Utilities Act*, R.S.A. 2000, ch. G-5 (« GUA »), prévoit entre autres que [TRADUCTION] « [l]a Commission assure la surveillance générale des services de gaz et de leurs propriétaires . . . ». Selon la Commission, cette disposition lui confère le vaste pouvoir d'établir des politiques qui débordent le cadre du règlement de demandes au cas par cas (approbation de tarifs, etc.). Élément plus pertinent encore, le sous-al. 26(2)d)(i) de la même loi interdit à l'entreprise réglementée de vendre ses biens, de les louer ou de les grever par ailleurs sans l'autorisation de la Commission. (Voir dans le même sens le sous-al. 101(2)d)(i) de la *Public Utilities Board Act*, R.S.A. 2000, ch. P-45.) Tous conviennent que cette limitation s'applique à la vente projetée par ATCO du terrain et de l'entrepôt situés au centre-ville de Calgary et que si les circonstances l'avaient justifié, la Commission aurait pu simplement refuser son autorisation. En l'espèce, la Commission a décidé d'autoriser la vente et de l'assujettir à certaines conditions. Elle a statué que le pouvoir plus large de refuser d'autoriser la vente englobait celui, plus restreint, de l'autoriser en l'assujettissant à certaines conditions :

[TRADUCTION] Dans certaines circonstances, la Commission a clairement le pouvoir d'empêcher une

In the Board's view it also follows that the Board can approve a disposition subject to appropriate conditions to protect customer interests.

(Decision 2002-037, [2002] A.E.U.B.D. No. 52 (QL), at para. 47)

There is no need to rely on any such implicit power to impose conditions, however. As stated, the Board's explicit power to impose conditions is found in s. 15(3) of the AEUBA, which authorizes the Board to "make any further order and impose any additional conditions that the Board considers necessary in the public interest". In *Atco Ltd. v. Calgary Power Ltd.*, [1982] 2 S.C.R. 557, at p. 576, Estey J., for the majority, stated:

It is evident from the powers accorded to the Board by the legislature in both statutes mentioned above that the legislature has given the Board a mandate of the widest proportions to safeguard the public interest in the nature and quality of the service provided to the community by the public utilities. [Emphasis added.]

The legislature says in s. 15(3) that the conditions are to be what *the Board* considers necessary. Of course, the discretionary power to impose conditions thus granted is not unlimited. It must be exercised in good faith for its intended purpose: *C.U.P.E. v. Ontario (Minister of Labour)*, [2003] 1 S.C.R. 539, 2003 SCC 29. ATCO says the Board overstepped even these generous limits. In ATCO's submission:

Deployment of the asset in utility service does not create or transfer any legal or equitable rights in that property for ratepayers. Absent any such interest, any taking such as ordered by the Board is confiscatory

(Respondent's factum, at para. 38)

In my view, however, the issue before the Board was how much profit ATCO was entitled to earn on its investment in a regulated utility.

ATCO argues in the alternative that the Board engaged in impermissible "retroactive rate

entreprise de services publics de se départir d'un bien. Il s'ensuit donc qu'elle peut autoriser une aliénation et l'assortir de conditions susceptibles de bien protéger les intérêts du consommateur.

(Décision 2002-037, [2002] A.E.U.B.D. No. 52 (QL), par. 47)

Il n'est toutefois pas nécessaire qu'elle s'appuie sur un tel pouvoir implicite pour établir des conditions. Je le répète, le par. 15(3) de l'AEUBA confère explicitement à la Commission le pouvoir de [TRADUCTION] « rendre toute autre ordonnance et [d']imposer les conditions supplémentaires qu'elle juge nécessaires dans l'intérêt public ». Dans *Atco Ltd. c. Calgary Power Ltd.*, [1982] 2 R.C.S. 557, p. 576, le juge Estey a dit au nom des juges majoritaires :

Il ressort des pouvoirs que le législateur a accordé[s] à la Commission dans les deux lois mentionnées ci-dessus, qu'il a investi la Commission du mandat très général de veiller aux intérêts du public quant à la nature et à la qualité des services rendus à la collectivité par les entreprises de services publics. [Je souligne.]

Le paragraphe 15(3) dispose que les conditions fixées sont celles que *la Commission* juge nécessaires. Évidemment, son pouvoir discrétionnaire n'est pas illimité. Elle doit l'exercer de bonne foi et aux fins auxquelles il est conféré : *S.C.F.P. c. Ontario (Ministre du Travail)*, [2003] 1 R.C.S. 539, 2003 CSC 29. ATCO prétend que la Commission a même outrepassé un aussi large pouvoir. Voici un extrait de son mémoire :

[TRADUCTION] Nul droit issu de la loi ou de l'équité n'est conféré ou transmis au client à l'égard d'un bien du fait de son affectation à un service public. Faute d'un tel droit, une appropriation, comme celle ordonnée par la Commission, a un effet confiscatoire . . .

(Mémoire de l'intimée, par. 38)

À mon avis, toutefois, la Commission devait déterminer la hauteur du profit qu'ATCO était admise à tirer de son investissement dans une entreprise réglementée.

Subsidiairement, ATCO soutient que la Commission s'est indûment livrée à une

making”. But Alberta is an “original cost” jurisdiction, and no one suggests that the Board’s original cost rate making during the 80-plus years this investment has been reflected in ATCO’s ratebase was wrong. The Board proposed to apply a portion of the expected profit to future rate making. The effect of the order is prospective, not retroactive. Fixing the going-forward rate of return as well as general supervision of “all gas utilities, and the owners of them” were matters squarely within the Board’s statutory mandate.

B. *The Board’s Decision*

94 ATCO argues that the Board’s decision should be seen as a stand-alone decision divorced from its rate-making responsibilities. However, I do not agree that the hearing under s. 26 of the GUA can be isolated in this way from the Board’s general regulatory responsibilities. ATCO argues in its factum that

the subject application by [ATCO] to the Board did not concern or relate to a rate application, and the Board was not engaged in fixing rates (if that could provide any justification, which is denied).

(Respondent’s factum, at para. 98)

95 It seems the Board proceeded with the s. 26 approval hearing separately from a rate setting hearing firstly because ATCO framed the proceeding in that way and secondly because this is the procedure approved by the Alberta Court of Appeal in *TransAlta Utilities Corp. v. Public Utilities Board (Alta.)* (1986), 68 A.R. 171. That case (which I will refer to as *TransAlta (1986)*) is a leading Alberta authority dealing with the allocation of the gain on the disposal of utility assets and the source of what is called the *TransAlta Formula* applied by the Board in this case. Kerans J.A. had this to say, at p. 174:

I observe parenthetically that I now appreciate that it suits the convenience of everybody involved to resolve

« tarification rétroactive ». Or, l’Alberta a opté pour la tarification selon le « coût historique » et personne ne laisse entendre que, depuis plus de 80 ans, la Commission applique à tort cette méthode qui prend en compte l’investissement d’ATCO pour l’établissement de sa base tarifaire. La Commission a proposé de tenir compte d’une partie du profit escompté pour fixer les tarifs ultérieurs. L’ordonnance a un effet prospectif, et non rétroactif. La fixation du rendement futur et la surveillance générale [TRADUCTION] « des services de gaz et de leurs propriétaires » relevaient sans conteste du mandat légal de la Commission.

B. *La décision de la Commission*

ATCO soutient que la décision de la Commission doit être considérée isolément, sans égard aux attributions de l’organisme en matière de tarification. Toutefois, je ne crois pas que l’audience tenue pour l’application de l’art. 26 puisse être ainsi dissociée des attributions générales de la Commission à titre d’organisme de réglementation. Dans son mémoire, ATCO fait valoir ce qui suit :

[TRADUCTION] . . . la demande d’[ATCO] n’avait rien à voir avec l’approbation de tarifs et la Commission n’était pas engagée dans un processus de tarification (à supposer que cela ait pu la justifier, ce qui est nié).

(Mémoire de l’intimée, par. 98)

Il semble que la Commission ait entendu la demande d’autorisation fondée sur l’art. 26 indépendamment d’une demande d’approbation de tarifs en raison, premièrement, de la manière dont ATCO avait engagé l’instance et, deuxièmement, de l’approbation de cette démarche par la Cour d’appel de l’Alberta dans *TransAlta Utilities Corp. c. Public Utilities Board (Alta.)* (1986), 68 A.R. 171 (« *TransAlta (1986)* »). Il s’agit de l’arrêt de principe albertain en ce qui concerne l’attribution du profit réalisé lors de l’aliénation d’un bien affecté à un service public, et la Cour d’appel y a énoncé la *formule TransAlta* que la Commission a appliquée en l’espèce. Voici ce qu’a dit le juge Kerans à ce sujet (p. 174) :

[TRADUCTION] Je signale en passant que je comprends maintenant que toutes les parties ont intérêt à ce que

issues of this sort, if possible, before a general rate hearing so as to lessen the burden on that already complex procedure.

Given this encouragement from the Alberta Court of Appeal, I would place little significance on ATCO's procedural point. As will be seen, the Board's ruling is directly tied into the setting of general rates because two thirds of the profit is taken into account as an offset to ATCO's costs from which its revenue requirement is ultimately derived. As stated, ATCO's profit on the sale of the Calgary property will be a current (not historical) receipt and, if the Board has its way, two thirds of it will be applied to future (not retroactive) rate making.

The s. 26 hearing proceeded in two phases. The Board first determined that it would not deny its approval to the proposed sale as it met a "no-harm test" devised over the years by Board practice (it is not to be found in the statutes) (Decision 2001-78). However, the Board linked its approval to subsequent consideration of the financial ramifications, as the Board itself noted:

The Board approved the Sale in Decision 2001-78 based on evidence that customers did not object to the Sale [and] would not suffer a reduction in services nor would they be exposed to the risk of financial harm as a result of the Sale that could not be examined in a future proceeding. On that basis the Board determined that the no-harm test had been satisfied and that the Sale could proceed. [Underlining and italics added.]

(Decision 2002-037, at para. 13)

In effect, ATCO ignores the italicized words. It argues that the Board was *functus* after the first phase of its hearing. However, ATCO itself had agreed to the two-phase procedure, and indeed the second phase was devoted to ATCO's own application for an allocation of the profits on the sale.

les questions de cette nature soient, si possible, résolues avant l'audition de la demande générale de majoration tarifaire de manière à ne pas alourdir cette procédure déjà complexe.

Fort de ces propos de la Cour d'appel de l'Alberta, j'accorderais peu d'importance à l'argument procédural d'ATCO. Nous le verrons, la décision de la Commission est directement liée à la tarification générale, les deux tiers du profit étant déduits des coûts à partir desquels sont ultimement déterminés les besoins en revenus d'ATCO. Je l'ai déjà dit, le profit tiré de la vente des biens d'ATCO situés à Calgary constituera une rentrée courante (et non historique), et si la décision de la Commission est confirmée, les deux tiers du profit tiré de l'opération seront pris en compte pour la tarification ultérieure (et non de manière rétroactive).

L'audience tenue pour l'application de l'art. 26 s'est déroulée en deux étapes. La Commission a d'abord décidé qu'elle ne refusait pas d'autoriser la vente projetée vu l'« absence de préjudice », un critère qu'elle avait élaboré au fil des ans, mais qui n'était pas prévu dans les lois (décision 2001-78). Cependant, elle a lié son autorisation à l'examen subséquent des conséquences financières. Comme elle l'a elle-même fait remarquer :

[TRADUCTION] Dans la décision 2001-78, la Commission a autorisé la vente parce qu'il avait été établi que les clients ne s'opposaient pas à l'opération, qu'ils ne subiraient pas une diminution de service et que la vente ne risquait pas de leur infliger un préjudice financier qui ne pourrait faire l'objet d'un examen dans le cadre d'une procédure ultérieure. Elle a donc conclu à l'absence de préjudice et décidé que la vente pouvait avoir lieu. [Soulignements et italiques ajoutés.]

(Décision 2002-037, par. 13)

ATCO fait abstraction de ce qui figure en italique dans cet extrait. Elle soutient que la Commission était *functus officio* après la première étape de l'audience. Or, elle avait elle-même consenti au déroulement de la procédure en deux étapes, et la deuxième partie de l'audience a effectivement été consacrée à sa demande d'attribution du profit tiré de la vente.

99

In the second phase of the s. 26 approval hearing, the Board allocated one third of the net gain to ATCO and two thirds to the rate base (which would benefit ratepayers). The Board spelled out why it considered these conditions to be necessary in the public interest. The Board explained that it was necessary to balance the interests of both shareholders and ratepayers within the framework of what it called “the regulatory compact” (Decision 2002-037, at para. 44). In the Board’s view:

- (a) there ought to be a balancing of the interests of the ratepayers and the owners of the utility;
- (b) decisions made about the utility should be driven by both parties’ interests;
- (c) to award the entire gain to the ratepayers would deny the utility an incentive to increase its efficiency and reduce its costs; and
- (d) to award the entire gain to the utility might encourage speculation in non-depreciable property or motivate the utility to identify and dispose of properties which have appreciated for reasons other than the best interest of the regulated business.

100

For purposes of this appeal, it is important to set out the Board’s policy reasons in its own words:

To award the entire net gain on the land and buildings to the customers, while beneficial to the customers, could establish an environment that may deter the process wherein the company continually assesses its operation to identify, evaluate, and select options that continually increase efficiency and reduce costs.

Conversely, to award the entire net gain to the company may establish an environment where a regulated utility company might be moved to speculate in non-depreciable property or result in the company being motivated to identify and sell existing properties where appreciation has already occurred.

The Board believes that some method of balancing both parties’ interests will result in optimization

Au cours de la deuxième étape de l’audition de la demande fondée sur l’art. 26, la Commission a attribué un tiers du profit net à ATCO et deux tiers à la base tarifaire (au bénéfice des clients). Elle a exposé les raisons pour lesquelles elle jugeait cette répartition nécessaire à la protection de l’intérêt public. Elle a expliqué qu’il fallait mettre en balance les intérêts des actionnaires et ceux des clients dans le cadre de ce qu’elle a appelé [TRADUCTION] « le pacte réglementaire » (décision 2002-037, par. 44). Selon la Commission :

- a) il faut mettre en balance les intérêts des clients et ceux des propriétaires de l’entreprise de services publics;
- b) les décisions visant l’entreprise doivent tenir compte des intérêts des deux parties;
- c) attribuer aux clients la totalité du profit tiré de la vente n’inciterait pas l’entreprise à accroître son efficacité et à réduire ses coûts;
- d) en attribuer la totalité à l’entreprise pourrait encourager la spéculation à l’égard de biens non amortissables ou l’identification des biens dont la valeur s’est accrue et leur aliénation pour des motifs étrangers à l’intérêt véritable de l’entreprise réglementée.

Pour les besoins du présent pourvoi, il importe de rappeler les considérations de principe invoquées par la Commission :

[TRADUCTION] Il serait avantageux pour les clients de leur attribuer la totalité du profit net tiré de la vente du terrain et des bâtiments, mais cela pourrait dissuader la société de soumettre son fonctionnement à une analyse continue afin de trouver des moyens d’améliorer son rendement et de réduire ses coûts de manière constante.

À l’inverse, attribuer à l’entreprise réglementée la totalité du profit net pourrait encourager la spéculation à l’égard de biens non amortissables ou l’identification des biens dont la valeur s’est déjà accrue et leur aliénation.

La Commission croit qu’une certaine mise en balance des intérêts des deux parties permettra la

of business objectives for both the customer and the company. Therefore, the Board considers that sharing of the net gain on the sale of the land and buildings collectively in accordance with the TransAlta Formula is equitable in the circumstances of this application and is consistent with past Board decisions. [Emphasis added; paras. 112-14.]

The Court was advised that the two-third share allocated to ratepayers would be included in ATCO's rate calculation to set off against the costs included in the rate base and amortized over a number of years.

C. *Standard of Review*

The Court's modern approach to this vexed question was recently set out by McLachlin C.J. in *Dr. Q v. College of Physicians and Surgeons of British Columbia*, [2003] 1 S.C.R. 226, 2003 SCC 19, at para. 26:

In the pragmatic and functional approach, the standard of review is determined by considering four contextual factors — the presence or absence of a privative clause or statutory right of appeal; the expertise of the tribunal relative to that of the reviewing court on the issue in question; the purposes of the legislation and the provision in particular; and, the nature of the question — law, fact, or mixed law and fact. The factors may overlap. The overall aim is to discern legislative intent, keeping in mind the constitutional role of the courts in maintaining the rule of law.

I do not propose to cover the ground already set out in the reasons of my colleague Bastarache J. We agree that the standard of review on matters of jurisdiction is correctness. We also agree that the Board's *exercise* of its jurisdiction calls for greater judicial deference. Appeals from the Board are limited to questions of law or jurisdiction. The Board knows a great deal more than the courts about gas utilities, and what limits it is necessary to impose “in the public interest” on their dealings with assets whose cost is included in the rate base. Moreover, it is difficult to think of a broader discretion than that conferred on the Board to “impose any additional conditions that the Board considers necessary in the public interest” (s. 15(3)(d) of the AEUBA).

réalisation optimale des objectifs de l'entreprise dans son propre intérêt et dans celui de ses clients. Par conséquent, elle estime équitable en l'espèce et conforme à ses décisions antérieures de partager selon la formule TransAlta le profit net tiré de la vente du terrain et des bâtiments. [Je souligne; par. 112-114.]

On a informé notre Cour que les deux tiers du profit attribués aux clients seraient déduits des coûts considérés pour l'établissement de la base tarifaire d'ATCO, puis amortis sur un certain nombre d'années.

C. *La norme de contrôle*

L'approche actuelle de notre Cour à l'égard de cette question épineuse a récemment été précisée par la juge en chef McLachlin dans l'arrêt *Dr Q c. College of Physicians and Surgeons of British Columbia*, [2003] 1 R.C.S. 226, 2003 CSC 19, par. 26 :

Selon l'analyse pragmatique et fonctionnelle, la norme de contrôle est déterminée en fonction de quatre facteurs contextuels — la présence ou l'absence dans la loi d'une clause privative ou d'un droit d'appel; l'expertise du tribunal relativement à celle de la cour de révision sur la question en litige; l'objet de la loi et de la disposition particulière; la nature de la question — de droit, de fait ou mixte de fait et de droit. Les facteurs peuvent se chevaucher. L'objectif global est de cerner l'intention du législateur, sans perdre de vue le rôle constitutionnel des tribunaux judiciaires dans le maintien de la légalité.

Je n'entends pas reprendre les propos de mon collègue le juge Bastarache à ce sujet. Nous convenons que la norme applicable en matière de compétence est celle de la décision correcte. Nous convenons également qu'en ce qui a trait à l'*exercice* de sa compétence par la Commission, une déférence accrue s'impose. Il ne peut être interjeté appel d'une décision de la Commission que sur une question de droit ou de compétence. La Commission en sait bien davantage qu'une cour de justice sur les services de gaz et les limites qui doivent leur être imposées « dans l'intérêt public » lorsqu'ils effectuent des opérations relatives à des biens dont le coût est inclus dans la base tarifaire. De plus, il est difficile d'imaginer un pouvoir discrétionnaire plus vaste que celui

101

102

103

The identification of a subjective discretion in the decision maker (“the Board considers necessary”), the expertise of that decision maker and the nature of the decision to be made (“in the public interest”), in my view, call for the most deferential standard, patent unreasonableness.

104 As to the phrase “the Board considers necessary”, Martland J. stated in *Calgary Power Ltd. v. Copithorne*, [1959] S.C.R. 24, at p. 34:

The question as to whether or not the respondent’s lands were “necessary” is not one to be determined by the Courts in this case. The question is whether the Minister “deemed” them to be necessary.

See also D. J. M. Brown and J. M. Evans, *Judicial Review of Administrative Action in Canada* (loose-leaf ed.), vol. 1, at para. 14:2622: “‘Objective’ and ‘Subjective’ Grants of Discretion”.

105 The expert qualifications of a regulatory Board are of “utmost importance in determining the intention of the legislator with respect to the degree of deference to be shown to a tribunal’s decision in the absence of a full privative clause”, as stated by Sopinka J. in *United Brotherhood of Carpenters and Joiners of America, Local 579 v. Bradco Construction Ltd.*, [1993] 2 S.C.R. 316, at p. 335. He continued:

Even where the tribunal’s enabling statute provides explicitly for appellate review, as was the case in *Bell Canada v. Canada (Canadian Radio-Television and Telecommunications Commission)*, [1989] 1 S.C.R. 1722, it has been stressed that deference should be shown by the appellate tribunal to the opinions of the specialized lower tribunal on matters squarely within its jurisdiction.

(This *dictum* was cited with approval in *Pezim v. British Columbia (Superintendent of Brokers)*, [1994] 2 S.C.R. 557, at p. 592.)

— conféré à la Commission — d’[TRADUCTION] « imposer les conditions supplémentaires qu’elle juge nécessaires dans l’intérêt public » (al. 15(3)d de l’AEUBA). L’élément subjectif de ce pouvoir (« qu’elle juge nécessaires »), l’expertise du décideur et la nature de la décision (« dans l’intérêt public ») appellent à mon avis la plus grande déférence et l’application de la norme de la décision manifestement déraisonnable.

En ce qui a trait à l’élément « qu’elle juge nécessaires », le juge Martland a dit ce qui suit dans l’arrêt *Calgary Power Ltd. c. Copithorne*, [1959] R.C.S. 24, p. 34 :

[TRADUCTION] En l’espèce, il n’appartient pas à une cour de justice de déterminer si les terrains de l’intimé étaient ou non « nécessaires », mais bien si le ministre a « estimé » qu’ils l’étaient.

Voir également D. J. M. Brown et J. M. Evans, *Judicial Review of Administrative Action in Canada* (éd. feuilles mobiles), vol. 1, par. 14:2622 : « “Objective” and “Subjective” Grants of Discretion ».

Comme l’a dit le juge Sopinka dans l’arrêt *Fraternité unie des charpentiers et menuisiers d’Amérique, section locale 579 c. Bradco Construction Ltd.*, [1993] 2 R.C.S. 316, p. 335, l’expertise que possède un organisme de réglementation est « de la plus haute importance pour ce qui est de déterminer l’intention du législateur quant au degré de retenue dont il faut faire preuve à l’égard de la décision d’un tribunal en l’absence d’une clause privative intégrale ». Il a ajouté :

Même lorsque la loi habilitante du tribunal prévoit expressément l’examen par voie d’appel, comme c’était le cas dans l’affaire *Bell Canada c. Canada (Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes)*, [1989] 1 R.C.S. 1722, on a souligné qu’il y avait lieu pour le tribunal d’appel de faire preuve de retenue envers les opinions que le tribunal spécialisé de juridiction inférieure avait exprimées sur des questions relevant directement de sa compétence.

(Cette opinion incidente a été citée avec approbation dans l’arrêt *Pezim c. Colombie-Britannique (Superintendent of Brokers)*, [1994] 2 R.C.S. 557, p. 592.)

A regulatory power to be exercised “in the public interest” necessarily involves accommodation of conflicting economic interests. It has long been recognized that what is “in the public interest” is not really a question of law or fact but is an opinion. In *TransAlta* (1986), the Alberta Court of Appeal (at para. 24) drew a parallel between the scope of the words “public interest” and the well-known phrase “public convenience and necessity” in its citation of *Memorial Gardens Association (Canada) Ltd. v. Colwood Cemetery Co.*, [1958] S.C.R. 353, where this Court stated, at p. 357:

[T]he question whether public convenience and necessity requires a certain action is not one of fact. It is predominantly the formulation of an opinion. Facts must, of course, be established to justify a decision by the Commission but that decision is one which cannot be made without a substantial exercise of administrative discretion. In delegating this administrative discretion to the Commission the Legislature has delegated to that body the responsibility of deciding, in the public interest [Emphasis added.]

This passage reiterated the *dictum* of Rand J. in *Union Gas Co. of Canada Ltd. v. Sydenham Gas and Petroleum Co.*, [1957] S.C.R. 185, at p. 190:

It was argued, and it seems to have been the view of the Court, that the determination of public convenience and necessity was itself a question of fact, but with that I am unable to agree: it is not an objective existence to be ascertained; the determination is the formulation of an opinion, in this case, the opinion of the Board and of the Board only. [Emphasis added.]

Of course even such a broad power is not untrammelled. But to say that such a power is capable of abuse does not lead to the conclusion that it should be truncated. I agree on this point with Reid J. (co-author of R. F. Reid and H. David, *Administrative Law and Practice* (2nd ed. 1978), and co-editor of P. Anisman and R. F. Reid, *Administrative Law Issues and Practice* (1995)), who wrote in *Re C.T.C. Dealer Holdings Ltd. and Ontario Securities Commission* (1987), 59 O.R. (2d) 79 (Div. Ct.), in relation to the powers of the Ontario Securities Commission, at p. 97:

L'exercice d'un pouvoir de réglementation « dans l'intérêt public » exige nécessairement la conciliation d'intérêts économiques divergents. Il est depuis longtemps établi que la question de savoir ce qui est « dans l'intérêt public » n'est pas véritablement une question de droit ou de fait, mais relève plutôt de l'opinion. Dans *TransAlta* (1986), la Cour d'appel de l'Alberta a fait (au par. 24) un parallèle entre la portée des mots « intérêt public » et celle de l'expression bien connue « la commodité et les besoins du public » en citant l'arrêt *Memorial Gardens Association (Canada) Ltd. c. Colwood Cemetery Co.*, [1958] R.C.S. 353, où notre Cour avait dit ce qui suit à la p. 357 :

[TRADUCTION] [L]a question de savoir si la commodité et les besoins du public nécessitent l'accomplissement de certains actes n'est pas une question de fait. C'est avant tout l'expression d'une opinion. Il faut évidemment que la décision de la Commission se fonde sur des faits mis en preuve, mais cette décision ne peut être prise sans que la discrétion administrative y joue un rôle important. En conférant à la Commission ce pouvoir discrétionnaire, la Législature a délégué à cet organisme la responsabilité de décider, dans l'intérêt du public . . . [Je souligne.]

Dans cet extrait, notre Cour reprenait l'opinion incidente du juge Rand dans l'arrêt *Union Gas Co. of Canada Ltd. c. Sydenham Gas and Petroleum Co.*, [1957] R.C.S. 185, p. 190 :

[TRADUCTION] On a prétendu, et la Cour a semblé d'accord, que l'appréciation de la commodité et des besoins du public est elle-même une question de fait, mais je ne puis souscrire à cette opinion : il ne s'agit pas de déterminer si objectivement telle situation existe. La décision consiste à exprimer une opinion, en l'espèce, l'opinion du Comité et du Comité seulement. [Je souligne.]

Évidemment, même un pouvoir aussi vaste n'est pas absolu. Mais reconnaître qu'il puisse faire l'objet d'abus n'implique pas qu'il doive être restreint. Je suis d'accord sur ce point avec l'avis exprimé par le juge Reid (coauteur de R. F. Reid et H. David, *Administrative Law and Practice* (2^e éd. 1978), et coéditeur de P. Anisman et R. F. Reid, *Administrative Law Issues and Practice* (1995)), dans la décision *Re C.T.C. Dealer Holdings Ltd. and Ontario Securities Commission* (1987), 59 O.R. (2d) 79 (C. div.), p. 97, au sujet des pouvoirs de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario :

106

107

108

... when the Commission has acted *bona fide*, with an obvious and honest concern for the public interest, and with evidence to support its opinion, the prospect that the breadth of its discretion might someday tempt it to place itself above the law by misusing that discretion is not something that makes the existence of the discretion bad *per se*, and requires the decision to be struck down.

(The *C.T.C. Dealer Holdings* decision was referred to with apparent approval by this Court in *Committee for the Equal Treatment of Asbestos Minority Shareholders v. Ontario (Securities Commission)*, [2001] 2 S.C.R. 132, 2001 SCC 37, at para. 42.)

109 “Patent unreasonableness” is a highly deferential standard:

A correctness approach means that there is only one proper answer. A patently unreasonable one means that there could have been many appropriate answers, but not the one reached by the decision maker.

(*C.U.P.E.*, at para. 164)

110 Having said all that, in my view nothing much turns on the result on whether the proper standard in that regard is patent unreasonableness (as I view it) or simple reasonableness (as my colleague sees it). As will be seen, the Board’s response is well within the range of established regulatory opinions. Hence, even if the Board’s conditions were subject to the less deferential standard, I would find no cause for the Court to interfere.

D. *Did the Board Have Jurisdiction to Impose the Conditions It Did on the Approval Order “In the Public Interest”?*

111 ATCO says the Board had no jurisdiction to impose conditions that are “confiscatory”. Framing the question in this way, however, assumes the point in issue. The correct point of departure is not to assume that ATCO is entitled to the net gain and then ask if the Board can confiscate it. ATCO’s investment of \$83,000 was added in increments to its regulatory cost base as the land was acquired from

[TRADUCTION] ... lorsque la Commission a agi de bonne foi en se souciant clairement et véritablement de l’intérêt public et en fondant son opinion sur des éléments de preuve, le risque que l’étendue de son pouvoir discrétionnaire puisse un jour l’inciter à l’exercer abusivement et à se placer ainsi au-dessus de la loi ne fait pas de l’existence de ce pouvoir une mauvaise chose en soi et n’exige pas l’annulation de la décision de la Commission.

(Notre Cour a fait mention, apparemment avec approbation, de la décision *C.T.C. Dealer Holdings* dans l’arrêt *Comité pour le traitement égal des actionnaires minoritaires de la Société Asbestos ltée c. Ontario (Commission des valeurs mobilières)*, [2001] 2 R.C.S. 132, 2001 CSC 37, par. 42.)

La norme du « manifestement déraisonnable » appelle un degré élevé de déférence judiciaire :

La méthode de la décision correcte signifie qu’il n’y a qu’une seule réponse appropriée. La méthode du caractère manifestement déraisonnable signifie que de nombreuses réponses appropriées étaient possibles, sauf celle donnée par le décideur.

(*S.C.F.P.*, par. 164)

Cela dit, il importe peu à mon sens que la norme applicable soit celle du manifestement déraisonnable (comme je le pense) ou celle du raisonnable *simpliciter* (comme le croit mon collègue). Nous le verrons, la décision de la Commission se situe dans les limites des opinions exprimées par les organismes de réglementation. Même si une norme moins déférente s’appliquait aux conditions imposées par la Commission, je ne verrais aucune raison d’intervenir.

D. *La Commission avait-elle le pouvoir d’assortir son autorisation des conditions en cause « dans l’intérêt public »?*

ATCO prétend que la Commission n’avait pas le pouvoir d’imposer des conditions ayant un effet « confiscatoire ». Or, en s’exprimant ainsi, elle présume de la question en litige. La bonne démarche n’est pas de supposer qu’ATCO avait droit au profit net tiré de la vente, puis de se demander si la Commission pouvait le confisquer. L’investissement de 83 000 \$ d’ATCO a graduellement été pris en

time to time between 1922 and 1965. It is in the nature of a regulated industry that the question of what is a just and equitable return is determined by a board and not by the vagaries of the speculative property market.

I do not think the legal debate is assisted by talk of “confiscation”. ATCO is prohibited by statute from disposing of the asset without Board approval, and the Board has statutory authority to impose conditions on its approval. The issue thus necessarily turns not on the *existence* of the jurisdiction but on the *exercise* of the Board’s jurisdiction to impose the conditions that it did, and in particular to impose a shared allocation of the net gain.

E. *Did the Board Improperly Exercise the Jurisdiction It Possessed to Impose Conditions the Board Considered “Necessary in the Public Interest”?*

There is no doubt that there are many approaches to “the public interest”. Which approach the Board adopts is largely (and inherently) a matter of opinion and discretion. While the statutory framework of utilities regulation varies from jurisdiction to jurisdiction, and practice in the United States must be read in light of the constitutional protection of property rights in that country, nevertheless Alberta’s grant of authority to its Board is more generous than most. ATCO concedes that its “property” claim would have to give way to a contrary legislative intent, but ATCO says such intent cannot be found in the statutes.

Most if not all regulators face the problem of how to allocate gains on property whose original cost is included in the rate base but is no longer required to provide the service. There is a wealth of regulatory experience in many jurisdictions that the Board is entitled to (and does) have regard to in formulating its policies. Striking the correct balance in the allocation of gains between ratepayers

compte dans sa base tarifaire réglementaire puisque l’acquisition du terrain s’est échelonnée de 1922 à 1965. Dans un secteur réglementé, le rendement juste et équitable est déterminé par l’organisme de réglementation compétent et non par le marché spéculatif et aléatoire de l’immobilier.

Je ne crois pas que l’allégation d’effet « confiscatoire » apporte quoi que ce soit au débat juridique. La loi interdit à ATCO de se départir de ses biens sans l’autorisation de la Commission et investit cette dernière du pouvoir d’assortir son autorisation de conditions. Ce n’est donc pas l’*existence* de la compétence qui est en litige, mais plutôt la manière dont la Commission l’a *exercée* en imposant des conditions et, plus particulièrement, en répartissant le profit net tiré de la vente.

E. *La Commission a-t-elle exercé sa compétence irrégulièrement en imposant les conditions qu’elle jugeait « nécessaires dans l’intérêt public »?*

Il y a évidemment de nombreuses façons de concevoir « l’intérêt public ». Celle de la Commission tient essentiellement (et de manière inhérente) à son opinion et à son pouvoir discrétionnaire. Même si le cadre législatif de la réglementation des services publics varie d’un ressort à l’autre et qu’aux États-Unis, la pratique doit être interprétée à la lumière de la protection constitutionnelle du droit de propriété, la Commission s’est vu conférer par le législateur albertain un pouvoir plus étendu que celui accordé à la plupart des organismes apparentés. ATCO reconnaît que sa prétention fondée sur le « droit de propriété » ne saurait tenir face à l’intention contraire du législateur, mais elle affirme qu’une telle intention ne ressort pas des lois.

La plupart des organismes de réglementation, sinon tous, sont appelés à décider de l’attribution du profit tiré d’un bien dont le coût historique est inclus dans la base tarifaire, mais qui n’est plus nécessaire pour fournir le service. Lorsqu’elle formule ses politiques, la Commission peut tenir compte (et elle tient compte) d’une foule de précédents provenant de nombreux ressorts. Trouver le bon

112

113

114

and investors is a common preoccupation of comparable boards and agencies:

First, it prevents the utility from degrading the quality, or reducing the quantity, of the regulated service so as to harm consumers. Second, it ensures that the utility maximizes the aggregate economic benefits of its operations, and not merely the benefits flowing to some interest group or stakeholder. Third, it specifically seeks to prevent favoritism toward investors to the detriment of ratepayers affected by the transaction.

(P. W. MacAvoy and J. G. Sidak, “The Efficient Allocation of Proceeds from a Utility’s Sale of Assets” (2001), 22 *Energy L.J.* 233, at p. 234)

115

The concern with which Canadian regulators view utilities under their jurisdiction that are speculating in land is not new. In *Re Consumers’ Gas Co.*, E.B.R.O. 341-I, June 30, 1976, the Ontario Energy Board considered how to deal with a real estate profit on land which was disposed of at an after-tax profit of over \$2 million. The Board stated:

The Station “B” property was not purchased by Consumers’ for land speculation but was acquired for utility purposes. This investment, while non-depreciable, was subject to interest charges and risk paid for through revenues and, until the gas manufacturing plant became obsolete, disposal of the land was not a feasible option. If, in such circumstances, the Board were to permit real estate profit to accrue to the shareholders only, it would tend to encourage real estate speculation with utility capital. In the Board’s opinion, the shareholders and the ratepayers should share the benefits of such capital gains. [Emphasis added; para. 326.]

116

Some U.S. regulators also consider it good regulatory policy to allocate part or all of the profit to offset costs in the rate base. In *Re Boston Gas Co.*, 49 P.U.R. 4th 1 (Mass. D.P.U. 1982), the regulator allocated a gain on the sale of land to ratepayers, stating:

compromis dans la répartition du profit entre les clients et les investisseurs est une préoccupation commune aux organismes apparentés à la Commission :

[TRADUCTION] D’abord, cela permet d’éviter que l’entreprise de services publics ne diminue qualitativement ou quantitativement le service réglementé et ne cause de la sorte un préjudice aux clients. Deuxièmement, elle garantit que l’entreprise maximisera l’ensemble des avantages financiers tirés de ses activités, et non seulement ceux destinés à certains groupes d’intérêt ou à d’autres intéressés. Troisièmement, elle vise précisément à ce que les investisseurs ne soient pas favorisés au détriment des clients touchés par l’opération.

(P. W. MacAvoy et J. G. Sidak, « The Efficient Allocation of Proceeds from a Utility’s Sale of Assets » (2001), 22 *Energy L.J.* 233, p. 234)

Ce n’est pas d’hier que les organismes de réglementation canadiens examinent de près les opérations de spéculation foncière auxquelles se livrent les services publics qui leur sont assujettis. Dans la décision *Re Consumers’ Gas Co.*, E.B.R.O. 341-I, 30 juin 1976, la Commission de l’énergie de l’Ontario s’est demandé comment devait être considéré le profit de 2 millions de dollars, après impôt, tiré de la vente d’un terrain par une entreprise de services publics. Elle a dit :

[TRADUCTION] Consumers’ n’a pas acquis le bien-fonds (Station B) à des fins de spéculation, mais bien pour les besoins d’un service public. Même si cet investissement n’était pas amortissable, des intérêts et un risque lié à leur taux devaient être absorbés par les revenus et, jusqu’à ce que l’usine de production de gaz ne devienne obsolète, l’aliénation du bien-fonds n’était pas possible. Par conséquent, si la commission permettait que seuls les actionnaires bénéficient du profit tiré de la vente d’un terrain, elle encouragerait la spéculation sur les biens des services publics. À son avis, ces gains en capital doivent être partagés entre les actionnaires et les clients. [Je souligne; par. 326.]

Certains organismes de réglementation américains jugent également opportun de déduire le profit, en tout ou en partie, de coûts pris en compte dans la base tarifaire. Dans *Re Boston Gas Co.*, 49 P.U.R. 4th 1 (Mass. D.P.U. 1982), l’organisme de réglementation a attribué aux clients le profit tiré de la vente d’un terrain :

The company and its shareholders have received a return on the use of these parcels while they have been included in rate base, and are not entitled to any additional return as a result of their sale. To hold otherwise would be to find that a regulated utility company may speculate in nondepreciable utility property and, despite earning a reasonable rate of return from its customers on that property, may also accumulate a windfall through its sale. We find this to be an uncharacteristic risk/reward situation for a regulated utility to be in with respect to its plant in service. [Emphasis added; p. 26.]

Canadian regulators other than the Board are also concerned with the prospect that decisions of utilities in their regulated business may be skewed under the undue influence of prospective profits on land sales. In *Re Consumers' Gas Co.*, E.B.R.O. 465, March 1, 1991, the Ontario Energy Board determined that a \$1.9 million gain on sale of land should be divided equally between shareholders and ratepayers. It held that

the allocation of 100 percent of the profit from land sales to either the shareholders or the ratepayers might diminish the recognition of the valid concerns of the excluded party. For example, the timing and intensity of land purchase and sales negotiations could be skewed to favour or disregard the ultimate beneficiary. [para. 3.3.8]

The Board's principle of dividing the gain between investors and ratepayers is consistent, as well, with *Re Natural Resource Gas Ltd.*, RP-2002-0147, EB-2002-0446, June 27, 2003, in which the Ontario Energy Board addressed the allocation of a profit on the sale of land and buildings and again stated:

The Board finds that it is reasonable in the circumstances that the capital gains be shared equally between the Company and its customers. In making this finding the Board has considered the non-recurring nature of this transaction. [para. 45]

The wide variety of regulatory treatment of such gains was noted by Kerans J.A. in *TransAlta* (1986), at pp. 175-76, including *Re Boston Gas Co.*

[TRADUCTION] La société et ses actionnaires ont touché un rendement sur l'utilisation de ces parcelles de terrain le temps que leur coût a été inclus dans la base tarifaire, et ils n'ont droit à aucun rendement supplémentaire découlant de leur vente. Conclure le contraire équivaudrait à dire qu'une entreprise de services publics peut tirer avantage d'un bien non amortissable et que même si elle a obtenu de ses clients un rendement raisonnable à l'égard de ce bien, elle peut toucher en sus un profit inattendu en le vendant. Nous estimons que, dans le cas d'une installation en service, il s'agirait d'une situation risques/avantages inhabituelle pour une entreprise réglementée. [Je souligne; p. 26.]

Au Canada, d'autres organismes de réglementation que la Commission craignent que la perspective de vendre des terrains à profit n'infléchisse les décisions des entreprises de services publics en ce qui concerne leurs activités réglementées. Dans la décision *Re Consumers' Gas Co.*, E.B.R.O. 465, 1^{er} mars 1991, la Commission de l'énergie de l'Ontario a statué que le profit de 1,9 million de dollars réalisé lors de la vente d'un terrain devait être réparti également entre les actionnaires et les clients :

[TRADUCTION] . . . attribuer 100 p. 100 du profit tiré de la vente d'un terrain soit aux actionnaires de l'entreprise, soit à ses clients, pourrait diminuer l'attention accordée aux préoccupations légitimes de la partie exclue. Par exemple, le moment de l'acquisition d'un terrain et l'intensité des négociations la précédant pourraient être déterminés de façon à favoriser le bénéficiaire ultime de l'opération, ou à en faire fi. [par. 3.3.8]

Le principe appliqué par la Commission, soit le partage du profit entre les investisseurs et les clients, est également conforme à la décision *Re Natural Resource Gas Ltd.*, RP-2002-0147, EB-2002-0446, 27 juin 2003, dans laquelle la Commission de l'énergie de l'Ontario, après s'être penchée sur la question du profit tiré de la vente d'un terrain et de bâtiments, a de nouveau conclu :

[TRADUCTION] La Commission juge raisonnable, dans les circonstances, de répartir les gains en capital à parts égales entre l'entreprise et ses clients. Pour arriver à cette conclusion, elle a tenu compte du caractère non récurrent de l'opération. [par. 45]

Dans *TransAlta* (1986), p. 175-176, le juge Kerans a signalé que le sort réservé à de tels gains variait considérablement d'un organisme de

117

118

119

mentioned earlier. In *TransAlta* (1986), the Board characterized TransAlta's gain on the disposal of land and buildings included in its Edmonton "franchise" as "revenue" within the meaning of the *Hydro and Electric Energy Act*, R.S.A. 1980, c. H-13. (The case therefore did not deal with the power to impose conditions "the Board considers necessary in the public interest".) Kerans J.A. said (at p. 176):

I do not agree with the Board's decision for reasons later expressed, but it would be fatuous to deny that its interpretation [of the word "revenue"] is one which the word can reasonably bear.

Kerans J.A. went on to find that in that case "[t]he compensation was, for all practical purposes, compensation for loss of franchise" (p. 180) and on that basis the gain in these "unique circumstances" (p. 179) could not, as a matter of law, be characterized as revenue, i.e. applying a correctness standard. The range of regulatory practice on the "gains on sale" issue was similarly noted by Goldie J.A. in *Yukon Energy Corp. v. Utilities Board* (1996), 74 B.C.A.C. 58 (Y.C.A.), at para. 85.

120

A survey of recent regulatory experience in the United States reveals the wide variety of treatment in that country of gains on the sale of undepreciated land. The range includes proponents of ATCO's preferred allocation as well as proponents of the solution adopted by the Board in this case:

Some jurisdictions have concluded that as a matter of equity, shareholders alone should benefit from any gain realized on appreciated real estate, because ratepayers generally pay only for taxes on the land and do not contribute to the cost of acquiring the property and pay no depreciation expenses. Under this analysis, ratepayers assume no risk for losses and acquire no legal or equitable interest in the property, but rather pay only for the use of the land in utility service.

Other jurisdictions claim that ratepayers should retain some of the benefits associated with the sale of property dedicated to utility service. Those jurisdictions that have adopted an equitable sharing approach agree that a review of regulatory and judicial decisions

réglementation à l'autre, mentionnant à titre d'exemple la décision *Re Boston Gas Co.*, précitée. Dans cette affaire, la Commission avait assimilé à un « revenu » au sens de la *Hydro and Electric Energy Act*, R.S.A. 1980, ch. H-13, le profit réalisé par TransAlta lors de la vente d'un terrain et de bâtiments appartenant à sa « concession » d'Edmonton. (La décision ne portait donc pas sur le pouvoir de la Commission d'imposer les conditions qu'elle juge nécessaires dans l'intérêt public ».) Le juge Kerans a précisé (p. 176) :

[TRADUCTION] Pour les motifs exposés ci-après, je ne suis pas d'accord avec la décision de la Commission, mais il serait absurde de ne pas reconnaître que [le mot « revenu »] puisse raisonnablement avoir le sens qu'elle lui prête.

Il a ajouté que [TRADUCTION] « l'indemnisation visait, à toutes fins utiles, à compenser la perte d'une concession » (p. 180), de sorte que, dans « ces circonstances exceptionnelles » (p. 179), le gain ne pouvait en droit être qualifié de revenu suivant la norme de la décision correcte. Dans l'arrêt *Yukon Energy Corp. c. Utilities Board* (1996), 74 B.C.A.C. 58 (C.A.Y.), par. 85, le juge Goldie a lui aussi relevé la diversité de la pratique réglementaire à l'égard du « gain tiré d'une vente ».

Les décisions récentes d'organismes de réglementation des États-Unis révèlent que le sort réservé au gain réalisé lors de la vente d'un terrain non amorti y est aussi très variable et comprend tant la solution préconisée par ATCO que celle retenue par la Commission :

[TRADUCTION] Certains ressorts ont conclu que, sur le plan de l'équité, seuls les actionnaires doivent bénéficier du gain tiré d'un terrain qui s'est apprécié, car en général, les clients des entreprises de services publics paient les taxes foncières et non le coût d'acquisition et les charges d'amortissement. Suivant ce raisonnement, les clients n'assument aucun risque de perte et n'acquerraient aucun droit sur le bien, y compris en équité.

D'autres estiment que les clients ont droit à une partie des profits résultant de la vente d'un terrain affecté à un service public. Les ressorts qui ont opté pour une répartition équitable conviennent que l'examen des décisions des organismes de réglementation et des cours de

on the issue does not reveal any general principle that requires the allocation of benefits solely to shareholders; rather, the cases show only a general prohibition against sharing benefits on the sale property that has never been reflected in utility rates.

(P. S. Cross, “Rate Treatment of Gain on Sale of Land: Ratepayer Indifference, A New Standard?” (1990), 126 *Pub. Util. Fort.* 44, at p. 44)

Regulatory opinion in the United States favourable to the solution adopted here by the Board is illustrated by *Re Arizona Public Service Co.*, 91 P.U.R. 4th 337 (Ariz. C.C. 1988), at p. 361:

To the extent any general principles can be gleaned from the decisions in other jurisdictions they are: (1) the utility’s stockholders are not *automatically* entitled to the gains from all sales of utility property; and (2) ratepayers are not entitled to all or any part of a gain from the sale of property which has never been reflected in the utility’s rates. [Emphasis in original.]

Assets purchased with capital reflected in the rate base come and go, but the utility itself endures. What was done by the Board in this case is quite consistent with the “enduring enterprise” theory espoused, for example, in *Re Southern California Water Co.*, 43 C.P.U.C. 2d 596 (1992). In that case, Southern California Water had asked for approval to sell an old headquarters building and the issue was how to allocate its profits on the sale. The Commission held:

Working from the principle of the “enduring enterprise”, the gain-on-sale from this transaction should remain within the utility’s operations rather than being distributed in the short run directly to either ratepayers or shareholders.

The “enduring enterprise” principle, is neither novel nor radical. It was clearly articulated by the Commission in its seminal 1989 policy decision on the issue of gain-on-sale, D.89-07-016, 32 Cal. P.U.C.2d 233 (*Redding*). Simply stated, to the extent that a utility realizes a gain-on-sale from the liquidation of an asset and replaces it with another asset or obligation while at

justice sur la question ne permet pas de dégager l’exigence générale que le profit soit attribué aux seuls actionnaires, mais seulement une interdiction générale de le répartir lorsque le coût du terrain n’a jamais été inclus dans la base tarifaire.

(P. S. Cross, « Rate Treatment of Gain on Sale of Land : Ratepayer Indifference, A New Standard? » (1990), 126 *Pub. Util. Fort.* 44, p. 44)

La décision *Re Arizona Public Service Co.*, 91 P.U.R. 4th 337 (Ariz. C.C. 1988), illustre le point de vue américain favorable à la solution retenue par la Commission dans la présente affaire (p. 361) :

[TRADUCTION] Les principes généraux qui peuvent être dégagés des décisions rendues dans d’autres ressorts, s’il en est, sont les suivants : (1) les actionnaires d’une entreprise de services publics n’ont pas *automatiquement* droit au gain réalisé lors de toute vente d’un bien affecté au service public; (2) les clients n’ont pas droit à la totalité ou à une partie du profit tiré lors de la vente d’un bien qui n’a jamais été pris en compte pour l’établissement des tarifs. [En italique dans l’original.]

La composition de l’actif dont le coût est pris en compte dans la base tarifaire varie au gré des acquisitions et des aliénations, mais l’entreprise, elle, demeure. La démarche de la Commission en l’espèce est tout à fait compatible avec le principe de la « pérennité de l’entreprise » appliqué notamment dans *Re Southern California Water Co.*, 43 C.P.U.C. 2d 596 (1992). Dans cette affaire, Southern California Water avait sollicité l’autorisation de vendre un vieil établissement, et la commission devait décider de l’attribution du profit tiré de l’opération. La commission a conclu :

[TRADUCTION] Partant du principe de la « pérennité de l’entreprise », le profit tiré de l’opération doit être affecté à l’exploitation du service public, et non attribué à court terme aux actionnaires ou aux clients directement.

Ce principe n’est ni nouveau ni absolu. Il a clairement été énoncé dans la décision de principe que la commission a rendue en 1989 concernant le gain réalisé lors d’une vente (D.89-07-016, 32 Cal. P.U.C.2d 233 (*Redding*)). En termes simples, lorsqu’une entreprise de services publics réalise un profit en vendant un bien qu’elle remplace par un autre ou par un titre de créance,

the same time its responsibility to serve its customers is neither relieved nor reduced, then any gain-on-sale should remain within the utility's operation. [p. 604]

122

In my view, neither the Alberta statutes nor regulatory practice in Alberta and elsewhere dictates the answer to the problems confronting the Board. It would have been open to the Board to allow ATCO's application for the entire profit. But the solution it adopted was quite within its statutory authority and does not call for judicial intervention.

F. *ATCO's Arguments*

123

Most of ATCO's principal submissions have already been touched on but I will repeat them here for convenience. ATCO does not really dispute the Board's ability to impose conditions on the sale of land. Rather, ATCO says that what the Board did here violates a number of basic legal protections and principles. It asks the Court to clip the Board's wings.

124

Firstly, ATCO says that customers do not acquire any proprietary right in the company's assets. ATCO, rather than its customers, originally purchased the property, held title to it, and therefore was entitled to any gain on its sale. An allocation of profit to the customers would amount to a confiscation of the corporation's property.

125

Secondly, ATCO says its retention of 100 percent of the gain has nothing to do with the so-called "regulatory compact". The gas customers paid what the Board regarded over the years as a fair price for safe and reliable service. That is what the ratepayers got and that is all they were entitled to. The Board's allocation of part of the profit to the ratepayers amounts to impermissible "retroactive" rate setting.

126

Thirdly, utilities are not entitled to include in the rate base an amount for *depreciation* on land and ratepayers have therefore not repaid ATCO any part of ATCO's original cost, let alone the present value. The treatment accorded gain on sales of depreciated property therefore does not apply.

sans que son obligation de servir la clientèle ne soit supprimée ou réduite, le profit doit être affecté à l'exploitation de l'entreprise. [p. 604]

À mon avis, ni les lois de l'Alberta ni la pratique réglementaire dans cette province et dans d'autres ressorts ne commandaient une décision en particulier. La Commission aurait pu accueillir la demande d'ATCO et lui attribuer la totalité du profit. Mais la solution qu'elle a retenue n'outrepassait aucunement sa compétence légale et ne justifie pas une intervention judiciaire.

F. *L'argumentation d'ATCO*

Les principaux arguments d'ATCO ont pour la plupart été abordés, mais, par souci de clarté, je les rappellerai. ATCO ne conteste pas vraiment le pouvoir de la Commission d'assortir de conditions la vente d'un terrain. Elle soutient plutôt que la Commission a violé en l'espèce un certain nombre de garanties et nous demande de restreindre sa marge de manœuvre.

Premièrement, ATCO prétend que les clients n'acquiescent aucun droit de propriété sur les biens de l'entreprise. C'est elle, et non ses clients, qui a initialement acheté le bien en question et qui en est devenue propriétaire, ce qui lui donnait droit à tout profit tiré de sa vente. Selon elle, attribuer le profit aux clients équivaut à confisquer l'actif de l'entreprise.

Deuxièmement, ATCO prétend que son droit à la totalité du profit n'a rien à voir avec le « pacte réglementaire ». Ses clients ont payé un prix que, d'une année à l'autre, la Commission a jugé raisonnable en contrepartie d'un service sûr et fiable. C'est ce qu'ils ont obtenu et c'est tout ce à quoi ils avaient droit. En leur attribuant une partie du profit, la Commission s'est indûment livrée à une tarification « rétroactive ».

Troisièmement, une entreprise de services publics ne peut *amortir* un terrain dans sa base tarifaire, de sorte que les clients n'ont pas défrayé ATCO de quelque partie du coût historique du terrain en question, encore moins en fonction de sa valeur actuelle. Le traitement réservé au profit tiré de la vente d'un bien amorti ne s'applique donc pas.

Fourthly, ATCO complains that the Board's solution is asymmetrical. Ratepayers are given part of the benefit of an increase in land values without, in a falling market, bearing any part of the burden of losses on the disposition of land.

In my view, these are all arguments that should be (and were) properly directed to the Board. There are indeed precedents in the regulatory field for what ATCO proposes, just as there are precedents for what the ratepayers proposed. It was for the Board to decide what conditions in these particular circumstances were necessary in the public interest. The Board's solution in this case is well within the range of reasonable options, as I will endeavour to demonstrate.

1. The Confiscation Issue

In its factum, ATCO says that "[t]he property belonged to the owner of the utility and the Board's proposed distribution cannot be characterized otherwise than as being confiscatory" (respondent's factum, at para. 6). ATCO's argument overlooks the obvious difference between investment in an unregulated business and investment in a regulated utility where the regulator sets the return on investment, not the marketplace. In *Re Southern California Gas Co.*, 118 P.U.R. 4th 81 (C.P.U.C. 1990) ("*SoCalGas*"), the regulator pointed out:

In the non-utility private sector, investors are not guaranteed to earn a fair return on such sunk investment. Although shareholders and bondholders provide the initial capital investment, the ratepayers pay the taxes, maintenance, and other costs of carrying utility property in rate base over the years, and thus insulate utility investors from the risk of having to pay those costs. Ratepayers also pay the utility a fair return on property (including land) while it is in rate base, compensate the utility for the diminishment of the value of its depreciable property over time through depreciation

Quatrièmement, ATCO reproche à la solution de la Commission de créer une disparité. Les clients se voient attribuer une partie du profit résultant de l'appréciation d'un terrain sans pour autant être tenus, advenant une contraction du marché, d'assumer une partie des pertes subies lors de son aliénation.

À mon avis, ce sont toutes des prétentions qui devaient être dûment formulées devant la Commission (et qui l'ont été). Certaines décisions d'organismes de réglementation étayaient la thèse d'ATCO, d'autres appuient celle de ses clients. Il appartenait à la Commission de décider, au vu des circonstances, quelles conditions étaient nécessaires dans l'intérêt public. Comme je vais m'efforcer de le démontrer, la solution adoptée par la Commission en l'espèce s'inscrivait parmi celles pour lesquelles elle pouvait raisonnablement opter.

1. La question de l'effet confiscatoire

Dans son mémoire, ATCO affirme que [TRADUCTION] « [L]es biens appartenaient au propriétaire du service public et que la répartition projetée par la Commission ne peut avoir qu'un effet confiscatoire » (mémoire de l'intimée, par. 6). Cet argument ne tient pas compte de la différence manifeste entre un investissement dans une entreprise non réglementée et un investissement dans un service public réglementé, le taux de rendement étant, dans ce dernier cas, fixé par un organisme de réglementation, et non par le marché. Dans la décision *Re Southern California Gas Co.*, 118 P.U.R. 4th 81 (C.P.U.C. 1990) (« *SoCalGas* »), l'organisme de réglementation a fait remarquer :

[TRADUCTION] Dans le secteur privé, qui exclut donc les services publics, l'investisseur n'est pas assuré d'un rendement raisonnable sur un tel investissement irrécupérable. Bien que les actionnaires et les détenteurs d'obligations fournissent le capital initial, les clients paient au fil des ans, par le truchement de la base tarifaire, les taxes, les frais d'entretien et les autres coûts liés à la possession du bien, de sorte que la personne qui investit dans un service public ne risque pas d'avoir à supporter ces coûts. Les clients paient également un rendement raisonnable pendant que le bien (terrain

127

128

129

accounting, and bear the risk that they must pay depreciation and a return on prematurely retired rate base property. [p. 103]

(It is understood, of course, that the Board does not appropriate the actual proceeds of sale. What happens is that an amount *equivalent* to two-thirds of the profit is included in the calculation of ATCO's current cost base for rate-making purposes. In that way, there is a notional distribution of the benefit of the gain amongst the competing stakeholders.)

130

ATCO's argument is frequently asserted in the United States under the flag of constitutional protection for "property". Constitutional protection has not however prevented allocation of all or part of such gains to the U.S. ratepayers. One of the leading U.S. authorities is *Democratic Central Committee of the District of Columbia v. Washington Metropolitan Area Transit Commission*, 485 F.2d 786 (D.C. Cir. 1973). In that case, the assets at issue were parcels of real estate which had been employed in mass transit operations but which were no longer needed when the transit system converted to buses. The regulator awarded the profit on the appreciated land values to the shareholders but the Court of Appeals reversed the decision, using language directly applicable to ATCO's "confiscation" argument:

We perceive no impediment, constitutional or otherwise, to recognition of a ratemaking principle enabling ratepayers to benefit from appreciations in value of utility properties accruing while in service. We believe the doctrinal consideration upon which pronouncements to the contrary have primarily rested has lost all present-day vitality. Underlying these pronouncements is a basic legal and economic thesis — sometimes articulated, sometimes implicit — that utility assets, though dedicated to the public service, remain exclusively the property of the utility's investors, and that growth in value is an inseparable and inviolate incident of that property interest. The precept of private ownership historically pervading our jurisprudence led naturally to such a thesis, and early decisions in the ratemaking field lent some support to it; if still viable, it strengthens the investor's claim. We think, however, after careful

compris) est inclus dans la base tarifaire, ils indemnisent l'entreprise de la dépréciation d'un bien amortissable selon la méthode de la prise en charge par amortissement et ils courent le risque de payer l'amortissement et un rendement pour un bien inclus dans la base tarifaire qui est mis hors service prématurément. [p. 103]

(La Commission ne fait évidemment pas main basse sur le produit de la vente. Pour les besoins de la tarification, un montant *équivalent* aux deux tiers du profit est en fait pris en compte pour établir la base tarifaire actuelle d'ATCO. Le profit est donc réparti de manière abstraite entre les intéressés concurrents.)

L'argument d'ATCO est fréquemment invoqué aux États-Unis sur le fondement de la protection constitutionnelle du « droit de propriété », laquelle n'a toutefois pas empêché que tout ou partie du profit en cause soit attribué aux clients de services publics américains. L'un des arrêts de principe aux États-Unis est *Democratic Central Committee of the District of Columbia c. Washington Metropolitan Area Transit Commission*, 485 F.2d 786 (D.C. Cir. 1973). Dans cette affaire, des parcelles de terrain affectées au transport en commun étaient devenues superflues lorsque l'entreprise avait remplacé ses trolleybus par des autobus. L'organisme de réglementation a attribué aux actionnaires le profit tiré de la vente des terrains dont la valeur s'était appréciée, mais la cour d'appel a infirmé la décision en tenant un raisonnement directement applicable à l'effet « confiscatoire » allégué par ATCO :

[TRADUCTION] Nous ne voyons aucun obstacle, constitutionnel ou autre, à la reconnaissance d'un principe de tarification permettant aux clients de bénéficier de l'appréciation d'un bien survenue pendant son affectation au service public. Nous croyons que la doctrine fondant essentiellement les décisions contraires n'est plus pertinente. Un principe juridique et économique fondamental — parfois formulé en termes exprès, parfois implicite —, sous-tend ces décisions, savoir qu'un bien affecté à un service public demeure la propriété des seuls investisseurs de l'entreprise et que son appréciation est un élément indissociable et inviolable de ce droit de propriété. La notion de propriété privée qui imprègne notre jurisprudence a naturellement mené à l'application de ce principe, lequel a obtenu un certain appui dans les premières décisions en matière de tarification. S'il est encore valable, ce principe étaye la

exploration, that the foundations for that approach, and the conclusion it seemed to indicate, have long since eroded away. [p. 800]

The court's reference to "pronouncements" which have "lost all present-day vitality" likely includes *Board of Public Utility Commissioners v. New York Telephone Co.*, 271 U.S. 23 (1976), a decision relied upon in this case by ATCO. In that case, the Supreme Court of the United States said:

Customers pay for service, not for the property used to render it. Their payments are not contributions to depreciation or other operating expenses or to capital of the company. By paying bills for service they do not acquire any interest, legal or equitable, in the property used for their convenience or in the funds of the company. Property paid for out of moneys received for service belongs to the company just as does that purchased out of proceeds of its bonds and stock. [p. 32]

In that case, the regulator belatedly concluded that the level of depreciation allowed the New York Telephone Company had been excessive in past years and sought to remedy the situation in the current year by retroactively adjusting the cost base. The court held that the regulator had no power to re-open past rates. The financial fruits of the regulator's errors in past years now belonged to the company. That is not this case. No one contends that the Board's prior rates, based on ATCO's original investment, were wrong. In 2001, when the matter came before the Board, the Board had jurisdiction to approve or not approve the proposed sale. It was not a done deal. The receipt of any profit by ATCO was prospective only. As explained in *Re Arizona Public Service Co.*:

In *New York Telephone*, the issue presented was whether a state regulatory commission could use excessive depreciation accruals from prior years to reduce rates for future service and thereby set rates which did not yield a just return. . . . [T]he Court simply reiterated and provided the reasons for a ratemaking truism: rates must be designed to produce enough revenue to pay

prétention de l'investisseur. Après mûre réflexion, nous pensons que ses fondements se sont depuis longtemps effrités et que la conclusion qu'il semblait dicter ne vaut plus. [p. 800]

Ces « décisions » qui ne sont « plus pertinente[s] » englobent sans doute *Board of Public Utility Commissioners c. New York Telephone Co.*, 271 U.S. 23 (1976), une décision invoquée par ATCO en l'espèce et dans laquelle la Cour suprême des États-Unis a dit :

[TRADUCTION] Les clients paient un service, et non le bien servant à sa prestation. Leurs paiements ne sont pas affectés à l'amortissement ou aux autres frais d'exploitation, non plus qu'au capital de l'entreprise. En acquittant leurs factures, les clients n'acquièrent aucun droit, suivant la loi ou l'équité, sur les biens utilisés pour fournir le service ou sur les fonds de l'entreprise. Les biens acquis avec les sommes reçues en contrepartie des services appartiennent à l'entreprise, tout comme ceux achetés avec les fonds obtenus par l'émission d'actions et d'obligations. [p. 32]

Dans cette affaire, ayant conclu tardivement que l'amortissement autorisé pour New York Telephone Company les années précédentes était trop élevé, l'organisme de réglementation avait tenté de corriger la situation pendant l'exercice en cours en rajustant rétroactivement la base tarifaire. La cour a statué que l'organisme n'avait pas le pouvoir de réviser une tarification antérieure. Les avantages financiers découlant des erreurs commises par l'organisme étaient désormais acquis à l'entreprise. Le contexte n'est pas le même en l'espèce. Nul ne prétend que la tarification antérieure établie par la Commission en fonction du coût historique était erronée. En 2001, lorsqu'elle a été saisie de l'affaire, la Commission avait le pouvoir d'autoriser ou non la vente projetée. L'opération n'avait pas encore été conclue. La réalisation d'un profit par ATCO n'était qu'une possibilité. Comme on l'a expliqué dans *Re Arizona Public Service Co.* :

[TRADUCTION] Dans *New York Telephone*, le tribunal devait déterminer si l'organisme de réglementation de l'État en question pouvait affecter à la réduction des tarifs l'excédent accumulé aux fins d'amortissement les années précédentes et ainsi fixer des tarifs qui ne produisaient pas un rendement raisonnable. [. . .] [L]a Cour a simplement repris un truisme en l'expliquant : les

current (reasonable) operating expenses and provide a fair return to the utility's investors. If it turns out that, for whatever reason, existing rates have produced too much or too little income, the past is past. Rates are raised or lowered to reflect current conditions; they are not designed to pay back past excessive profits or recoup past operating losses. In contrast, the issue in this proceeding is whether for ratemaking purposes a utility's test year income from sales of utility service can include its income from sales of utility property. The United States Supreme Court's decision in *New York Telephone* does not address that issue. [Emphasis added; p. 361.]

tarifs doivent être établis de façon que les revenus permettent d'acquitter les charges (raisonnables) d'exploitation courantes et que les investisseurs de l'entreprise obtiennent un rendement raisonnable. Lorsque, pour une raison ou une autre, les tarifs fixés produisent trop de revenus ou pas assez, on ne peut revenir en arrière. On augmente les tarifs ou on les réduit pour tenir compte de la situation actuelle; leur fixation ne vise pas la restitution de profits excessifs antérieurs ou la compensation de pertes d'exploitation antérieures. En l'espèce, il s'agit plutôt de déterminer si, pour l'établissement des tarifs, le revenu provenant de la fourniture d'un service public pendant une année de référence peut comprendre le produit de la vente de biens de l'entreprise de services publics. La décision *New York Telephone* de la Cour suprême des États-Unis ne porte pas sur cette question. [Je souligne; p. 361.]

131 More recently, the allocation of gain on sale was addressed by the California Public Utilities Commission in *SoCalGas*. In that case, as here, the utility (SoCalGas) wished to sell land and buildings located (in that case) in downtown Los Angeles. The Commission apportioned the gain on sale between the shareholders and the ratepayers, concluding that:

We believe that the issue of who owns the utility property providing utility service has become a red herring in this case, and that ownership alone does not determine who is entitled to the gain on the sale of the property providing utility service when it is removed from rate base and sold. [p. 100]

Plus récemment, dans la décision *SoCalGas*, la commission californienne de surveillance des services publics s'est penchée sur la question de l'attribution du profit tiré d'une aliénation. Comme dans la présente affaire, l'entreprise de services publics (SoCalGas) souhaitait vendre un terrain et des bâtiments situés (dans ce cas) au centre-ville de Los Angeles. La commission a réparti le profit entre les actionnaires et les clients de l'entreprise et a conclu :

[TRADUCTION] Nous croyons que la question de savoir à qui appartient le bien affecté au service public est devenue un faux problème en l'espèce et que la propriété ne permet pas à elle seule de déterminer qui a droit au profit lorsque ce bien cesse d'être inclus dans la base tarifaire et est vendu. [p. 100]

132 ATCO argues in its factum that ratepayers "do not acquire any interest, legal or equitable, in the property used to provide the service or in the funds of the owner of the utility" (para. 2). In *SoCalGas*, the regulator disposed of this point as follows:

No one seriously argues that ratepayers acquire title to the physical property assets used to provide utility service; DRA [Division of Ratepayer Advocates] argues that the gain on sale should reduce future revenue requirements not because ratepayers own the property, but rather because they paid the costs and faced the risks associated with that property while it was in rate base providing public service. [p. 100]

ATCO soutient dans son mémoire que les clients [TRADUCTION] « n'acquièrent aucun droit, suivant la loi ou l'équité, sur les biens utilisés pour fournir le service, non plus que sur les fonds de l'entreprise » (par. 2). À cet égard, voici ce qu'a conclu l'organisme de réglementation dans *SoCalGas* :

[TRADUCTION] Personne ne prétend sérieusement que les clients acquièrent un droit de propriété sur les biens affectés au service public; la DRA [Division of Ratepayer Advocates] soutient que le profit tiré de leur vente doit être retranché des besoins en revenus ultérieurs non pas parce que les clients sont propriétaires de ces biens, mais parce qu'ils en ont payé les coûts et assumé les risques pendant leur affectation au service public et leur inclusion dans la base tarifaire. [p. 100]

This “risk” theory applies in Alberta as well. Over the last 80 years, there have been wild swings in Alberta real estate, yet through it all, in bad times and good, the ratepayers have guaranteed ATCO a just and equitable return on its investment in *this* land and *these* buildings.

The notion that the division of risk justifies a division of the net gain was also adopted by the regulator in *SoCalGas*:

Although the shareholders and bondholders provided the initial capital investment, the ratepayers paid the taxes, maintenance, and other costs of carrying the land and buildings in rate base over the years, and paid the utility a fair return on its unamortized investment in the land and buildings while they were in rate base. [p. 110]

In other words, even in the United States, where property rights are constitutionally protected, ATCO’s “confiscation” point is rejected as an oversimplification.

My point is not that the Board’s allocation in this case is necessarily correct in all circumstances. Other regulators have determined that the public interest requires a different allocation. The Board proceeds on a “case-by-case” basis. My point simply is that the Board’s response in this case cannot be considered “confiscatory” in any proper use of the term, and is well within the range of what are regarded in comparable jurisdictions as appropriate regulatory responses to the allocation of the gain on sale of land whose original investment has been included by the utility itself in its rate base. The Board’s decision is protected by a deferential standard of review and in my view it should not have been set aside.

2. The Regulatory Compact

The Board referred in its decision to the “regulatory compact” which is a loose expression suggesting that in exchange for a statutory monopoly

Cette considération liée aux « risques » vaut également en Alberta. Pendant les 80 dernières années, le marché albertain de l’immobilier a connu des fluctuations considérables, mais durant toute cette période, que la conjoncture ait été favorable ou non, les clients ont garanti à ATCO un rendement juste et équitable pour le terrain et les bâtiments *considérés en l’espèce*.

L’approche suivant laquelle le partage des risques emporte le partage du gain net a également été retenue dans *SoCalGas* :

[TRADUCTION] Même si les actionnaires et les détenteurs d’obligations ont fourni le capital initial, les clients ont payé au fil des ans, par le truchement de la base tarifaire, les taxes, les frais d’entretien et les autres coûts liés à la possession du terrain et des bâtiments et ils ont assuré à l’entreprise un rendement raisonnable selon la valeur non amortie du terrain et des bâtiments pendant la période où leur coût a été inclus dans la base tarifaire. [p. 110]

Autrement dit, même aux États-Unis où le droit de propriété est protégé par la Constitution, la thèse de l’effet « confiscatoire » avancée par ATCO est rejetée au motif qu’elle est simpliste.

Je ne prétends pas que l’attribution du profit en l’espèce convient nécessairement en toute circonstance. D’autres organismes de réglementation ont jugé que l’intérêt public commande une attribution différente. La Commission tranche au cas par cas. Je dis simplement que la mesure retenue ne peut être qualifiée de « confiscatoire » dans quelque acception de ce terme et qu’elle fait partie des solutions jugées acceptables dans des ressorts comparables en ce qui concerne l’attribution du profit tiré de la vente d’un terrain dont l’entreprise de services publics a elle-même inclus le coût historique dans sa base tarifaire. La déférence s’impose en l’espèce et, à mon avis, la décision de la Commission n’aurait pas dû être annulée.

2. Le pacte réglementaire

Dans sa décision, la Commission renvoie au « pacte réglementaire », notion aux contours flous selon laquelle, en contrepartie d’un monopole

133

134

135

and receipt of revenue on a cost plus basis, the utility accepts limitations on its rate of return and its freedom to do as it wishes with property whose cost is reflected in its rate base. This was expressed in the *Washington Metropolitan Area Transit* case by the U.S. Court of Appeals for the District of Columbia Circuit as follows:

The ratemaking process involves fundamentally “a balancing of the investor and the consumer interests”. The investor’s interest lies in the integrity of his investment and a fair opportunity for a reasonable return thereon. The consumer’s interest lies in governmental protection against unreasonable charges for the monopolistic service to which he subscribes. In terms of property value appreciations, the balance is best struck at the point at which the interests of both groups receive maximum accommodation. [p. 806]

136 ATCO considers that the Board’s allocation of profit violated the regulatory compact not only because it is confiscatory but because it amounts to “retroactive rate making”. In *Northwestern Utilities Ltd. v. City of Edmonton*, [1979] 1 S.C.R. 684, Estey J. stated, at p. 691:

It is clear from many provisions of *The Gas Utilities Act* that the Board must act prospectively and may not award rates which will recover expenses incurred in the past and not recovered under rates established for past periods.

137 As stated earlier, the Board in this case was addressing a prospective receipt and allocated two thirds of it to a prospective (not retroactive) rate-making exercise. This is consistent with regulatory practice, as is illustrated by *New York Water Service Corp. v. Public Service Commission*, 208 N.Y.S.2d 857 (1960). In that case, a utility commission ruled that gains on the sale of real estate should be taken into account to reduce rates annually over the following period of 17 years :

If land is sold at a profit, it is required that the profit be added to, i.e., “credited to”, the depreciation reserve, so

conféré par la loi et d’un revenu calculé suivant la méthode du coût d’achat majoré, l’entreprise de services publics accepte de voir son rendement limité de même que sa liberté de se départir des biens dont le coût est pris en compte pour établir sa base tarifaire. C’est ce qui ressort de l’arrêt *Washington Metropolitan Area Transit* de la Cour d’appel des États-Unis (circuit du district de Columbia) :

[TRADUCTION] Le processus de tarification consiste essentiellement à « mettre en balance l’intérêt de l’investisseur et celui du consommateur ». L’intérêt de l’investisseur est de protéger son investissement et d’avoir une possibilité raisonnable de toucher un rendement acceptable. L’intérêt du consommateur réside dans la protection gouvernementale contre la tarification déraisonnable de services fournis dans un contexte monopolistique. Pour ce qui est de l’appréciation d’un bien, l’équilibre optimal est atteint lorsque les intérêts de l’un et de l’autre sont respectés le plus possible. [p. 806]

ATCO estime que la manière dont la Commission a attribué le profit contrevient au pacte réglementaire non seulement en raison de son effet confiscatoire, mais aussi parce qu’il s’agit d’une « tarification rétroactive ». Dans l’arrêt *Northwestern Utilities Ltd. c. Ville d’Edmonton*, [1979] 1 R.C.S. 684, le juge Estey a dit ce qui suit à la p. 691 :

Il ressort clairement de plusieurs dispositions de *The Gas Utilities Act* que la Commission n’agit que pour l’avenir et ne peut fixer des tarifs qui permettraient à l’entreprise de recouvrer des dépenses engagées antérieurement et que les tarifs précédents n’avaient pas suffi à compenser.

Je le répète, la Commission était appelée à se prononcer sur une rentrée projetée et elle a décidé que les deux tiers devaient être pris en compte dans la tarification ultérieure (et non antérieure), ce qui est conforme à la pratique réglementaire. Par exemple, dans la décision *New York Water Service Corp. c. Public Service Commission*, 208 N.Y.S.2d 857 (1960), l’organisme de réglementation a statué que le profit réalisé lors de la vente d’un terrain devrait servir à réduire les tarifs pour les 17 années suivantes :

[TRADUCTION] Lorsqu’un terrain est vendu à profit, le gain doit être ajouté à l’amortissement cumulé, c.-à-d.

that there is a corresponding reduction of the rate base and resulting return. [p. 864]

The regulator's order was upheld by the New York State Supreme Court (Appellate Division).

More recently, in *Re Compliance with the Energy Policy Act of 1992*, 62 C.P.U.C. 2d 517 (1995), the regulator commented:

... we found it appropriate to allocate the principal amount of the gain to offset future costs of headquarters facilities, because ratepayers had borne the burden of risks and expenses while the property was in rate-base. At the same time, we found that it was equitable to allocate a portion of the benefits from the gain-on-sale to shareholders in order to provide a reasonable incentive to the utility to maximize the proceeds from selling such property and compensate shareholders for any risks borne in connection with holding the former property. [p. 529]

The emphasis in all these cases is on balancing the interests of the shareholders and the ratepayers. This is perfectly consistent with the "regulatory compact" approach reflected in the Board doing what it did in this case.

3. Land as a Non-Depreciable Asset

The Alberta Court of Appeal drew a distinction between gains on sale of land, whose original cost is not depreciated (and thus is not repaid in increments through the rate base) and depreciated property such as buildings where the rate base does include a measure of capital repayment and which in that sense the ratepayers have "paid for". The Alberta Court of Appeal held that the Board was correct to credit the rate base with an amount equivalent to the depreciation paid in respect of the buildings (this is the subject matter of ATCO's cross-appeal). Thus, in this case, the land was still carried on ATCO's books at its original price of \$83,720 whereas the original \$596,591 cost of the buildings had been depreciated through the rates charged customers to a net book value of \$141,525.

« porté à son crédit », de manière à réduire proportionnellement la base tarifaire et, par conséquent, le rendement. [p. 864]

L'ordonnance a été confirmée par la Cour suprême de l'État de New York (section d'appel).

Plus récemment, dans la décision *Re Compliance with the Energy Policy Act of 1992*, 62 C.P.U.C. 2d 517 (1995), l'organisme de réglementation a dit :

[TRADUCTION] ... nous avons jugé approprié de déduire la plus grande partie du profit des coûts futurs liés au siège de l'entreprise parce que les clients avaient assumé les risques et les charges pendant l'inclusion du bien dans la base tarifaire. Nous avons également jugé équitable d'attribuer une partie du profit aux actionnaires afin d'inciter raisonnablement l'entreprise à obtenir le meilleur prix de vente possible et d'indemniser les actionnaires des risques inhérents à la possession du bien. [p. 529]

Toutes ces décisions mettent l'accent sur la mise en balance des intérêts des actionnaires et des clients, ce qui est tout à fait compatible avec la théorie du « pacte réglementaire » qui sous-tend la décision de la Commission en l'espèce.

3. Le terrain en tant que bien non amortissable

La Cour d'appel de l'Alberta a établi une distinction entre le profit tiré de la vente d'un terrain, dont le coût historique n'est pas amorti (et qui n'est donc pas graduellement remboursé par le truchement de la base tarifaire), et le profit tiré de la vente d'un bien amorti, comme un bâtiment, pour lequel la base tarifaire opère un certain remboursement du capital et qui, en ce sens, « a été payé » par les clients. Elle a conclu que la Commission avait eu raison d'inclure dans la base tarifaire l'équivalent de l'amortissement consenti pour les bâtiments (l'objet du pourvoi incident d'ATCO). Ainsi, en l'espèce, alors que la valeur du terrain était encore reportée dans les comptes d'ATCO au coût historique de 83 720 \$, les bâtiments, payés initialement 596 591 \$, avaient été amortis dans les tarifs exigés des consommateurs et leur valeur comptable nette s'établissait à 141 525 \$.

138

139

140

141 Regulatory practice shows that many (not all) regulators also do not accept the distinction (for this purpose) between depreciable and non-depreciable assets. In *Re Boston Gas Co.* for example (cited in *TransAlta* (1986), at p. 176), the regulator held:

... the company's ratepayers have been paying a return on this land as well as all other costs associated with its use. The fact that land is a nondepreciable asset because its useful value is not ordinarily diminished through use is, we find, irrelevant to the question of who is entitled to the proceeds on the sales of this land. [p. 26]

142 In *SoCalGas*, as well, the Commission declined to make a distinction between the gain on sale of depreciable, as compared to non-depreciable, property, stating: "We see little reason why land sales should be treated differently" (p. 107). The decision continued:

In short, whether an asset is depreciated for rate-making purposes or not, ratepayers commit to paying a return on its book value for as long as it is used and useful. Depreciation simply recognizes the fact that certain assets are consumed over a period of utility service while others are not. The basic relationship between the utility and its ratepayers is the same for depreciable and non-depreciable assets. [Emphasis added; p. 107.]

143 In *Re California Water Service Co.*, 66 C.P.U.C. 2d 100 (1996), the regulator commented that:

Our decisions generally find no reason to treat gain on the sale of nondepreciable property, such as bare land, different[ly] than gains on the sale of depreciable rate base assets and land in PHFU [plant held for future use]. [p. 105]

144 Again, my point is not that the regulator *must* reject any distinction between depreciable and non-depreciable property. Simply, my point is that the distinction does not have the controlling weight as contended by ATCO. In Alberta, it is up to the

Il ressort de la pratique réglementaire que de nombreux organismes de réglementation (et non tous) refusent de faire une distinction (à cette fin) entre les biens amortissables et les biens non amortissables. Dans la décision *Re Boston Gas Co.* (citée dans *TransAlta* (1986), p. 176), par exemple, l'organisme a conclu :

[TRADUCTION] ... les clients de l'entreprise ont versé un rendement et payé tous les autres coûts afférents à l'utilisation du terrain. Le fait qu'il s'agit d'un bien non amortissable — son utilisation ne diminuant habituellement pas sa valeur d'usage — n'a rien à voir avec la question de savoir qui a droit au produit de sa vente. [p. 26]

Dans *SoCalGas*, l'organisme de réglementation a également refusé de faire une distinction entre le profit réalisé lors de la vente d'un bien amortissable et celui issu de la vente d'un bien non amortissable, affirmant à la p. 107, qu'[i]l ne voyait pas pourquoi des ventes de terrains devraient être traitées différemment » et ajoutant :

[TRADUCTION] En somme, les clients s'engagent à verser un rendement selon la valeur comptable, que le bien soit amorti ou non pour les besoins de la tarification, et ce, tant que le bien est employé et susceptible de l'être. L'amortissement tient simplement compte du fait que certains biens, contrairement à d'autres, se détériorent durant leur affectation au service public. Fondamentalement, la relation entre l'entreprise et ses clients demeure la même qu'il s'agisse de biens amortissables ou non. [Je souligne; p. 107.]

Dans *Re California Water Service Co.*, 66 C.P.U.C. 2d 100 (1996), l'organisme de réglementation a fait la remarque suivante :

[TRADUCTION] Dans nos décisions, nous concluons généralement qu'il n'y a pas lieu de traiter différemment le profit réalisé lors de la vente d'un bien non amortissable, comme un terrain nu, et celui issu de la vente d'un bien amortissable dont le coût a été inclus dans la base tarifaire ou d'un terrain détenu pour usage ultérieur. [p. 105]

Encore une fois, je ne dis pas que l'organisme de réglementation *doit* systématiquement écarter toute distinction entre un bien amortissable et un bien non amortissable. Je dis simplement que la distinction n'est pas aussi déterminante que le

Board to determine what allocations are necessary in the public interest as conditions of the approval of sale. ATCO's attempt to limit the Board's discretion by reference to various doctrine is not consistent with the broad statutory language used by the Alberta legislature and should be rejected.

4. Lack of Reciprocity

ATCO argues that the customers should not profit from a rising market because if the land loses value it is ATCO, and not the ratepayers, that will absorb the loss. However, the material put before the Court suggests that the Board takes into account both gains *and* losses. In the following decisions the Board stated, repeated, and repeated again its "general rule" that

the Board considers that any profit or loss (being the difference between the net book value of the assets and the sale price of those assets) resulting from the disposal of utility assets should accrue to the customers of the utility and not to the owner of the utility. [Emphasis added.]

(See *Re TransAlta Utilities Corp.*, Alta. P.U.B., Decision No. E84116, October 12, 1984, at p. 17; *Re TransAlta Utilities Corp.*, Alta. P.U.B., Decision No. E84115, October 12, 1984, at p. 12; *Re Canadian Western Natural Gas Co.*, Alta. P.U.B., Decision No. E84113, October 12, 1984, at p. 23.)

In *Re Alberta Government Telephones*, Alta. P.U.B., Decision No. E84081, June 29, 1984, the Board reviewed a number of regulatory approaches (including *Re Boston Gas Co.*, previously mentioned) with respect to gains on sale and concluded with respect to its own practice, at p. 12:

The Board is aware that it has not applied any consistent formula or rule which would automatically determine the accounting procedure to be followed in the treatment of gains or losses on the disposition of utility assets. The reason for this is that the Board's determination of what is fair and reasonable rests on the merits or facts of each case.

prétend ATCO. En Alberta, la Commission peut autoriser une vente à la condition que le produit qui en est tiré soit réparti comme elle le juge nécessaire dans l'intérêt public. La limitation du pouvoir discrétionnaire de la Commission, alléguée par ATCO sur le fondement de différents points de vue doctrinaux, n'est pas compatible avec les termes généraux employés par le législateur albertain et doit être rejetée.

4. L'absence de réciprocité

ATCO soutient que les clients ne devraient pas tirer avantage d'un marché haussier, car c'est elle, et non eux, qui subirait la perte si la valeur du terrain diminuait. Toutefois, la documentation présentée à notre Cour donne à penser que la Commission tient compte des profits *et* des pertes. Dans les décisions mentionnées ci-après, elle énonce et rappelle, puis rappelle encore, le « principe général » :

[TRADUCTION] . . . la Commission estime que les profits ou les pertes (soit la différence entre la valeur comptable nette et le produit de la vente) résultant de la vente de biens affectés à un service public doivent être attribués aux clients de l'entreprise de services publics, et non à son propriétaire. [Je souligne.]

(Voir *Re TransAlta Utilities Corp.*, Alta. P.U.B., Décision n° E84116, 12 octobre 1984, p. 17; *Re TransAlta Utilities Corp.*, Alta. P.U.B., Décision n° E84115, 12 octobre 1984, p. 12; *Re Canadian Western Natural Gas Co.*, Alta. P.U.B., Décision n° E84113, 12 octobre 1984, p. 23.)

Dans *Re Alberta Government Telephones*, Alta. P.U.B., Décision n° E84081, 29 juin 1984, la Commission a examiné un certain nombre de décisions d'organismes de réglementation (y compris *Re Boston Gas Co.*, précitée) portant sur le profit tiré d'une vente et a dit ce qui suit au sujet de ses propres décisions (p. 12) :

[TRADUCTION] La Commission est consciente de n'avoir pas appliqué une formule ou une règle uniforme permettant de déterminer automatiquement la procédure comptable à suivre à l'égard du profit ou de la perte résultant de l'aliénation d'un bien affecté à un service public. Il en est ainsi parce qu'elle décide de ce qui est juste et raisonnable en fonction du fond ou des faits de chaque affaire.

145

146

147 ATCO's contention that it alone is burdened with the risk on land that *declines* in value overlooks the fact that in a falling market the utility continues to be entitled to a rate of return on its original investment, even if the market value at the time is substantially less than its original investment. As pointed out in *SoCalGas*:

If the land actually does depreciate in value below its original cost, then one view could be that the steady rate of return [the ratepayers] have paid for the land over time has actually overcompensated investors. Thus, there is symmetry of risk and reward associated with rate base land just as there is with regard to depreciable rate base property. [p. 107]

II. Conclusion

148 In summary, s. 15(3) of the AEUBA authorized the Board in dealing with ATCO's application to approve the sale of the subject land and buildings to "impose any additional conditions that the Board considers necessary in the public interest". In the exercise of that authority, and having regard to the Board's "general supervision over all gas utilities, and the owners of them" (GUA, s. 22(1)), the Board made an allocation of the net gain for the public policy reasons which it articulated in its decision. Perhaps not every regulator and not every jurisdiction would exercise the power in the same way, but the allocation of the gain on an asset ATCO sought to withdraw from the rate base was a decision the Board was mandated to make. It is not for the Court to substitute its own view of what is "necessary in the public interest".

III. Disposition

149 I would allow the appeal, set aside the decision of the Alberta Court of Appeal, and restore the decision of the Board, with costs to the City of Calgary both in this Court and in the court below. ATCO's cross-appeal should be dismissed with costs.

La prétention selon laquelle ATCO assume seule le risque que la valeur d'un terrain *diminue* ne tient pas compte du fait que s'il y a contraction du marché, l'entreprise de services publics continue de bénéficier d'un rendement fondé sur le coût historique même si la valeur marchande a considérablement diminué. Comme il a été signalé dans *SoCalGas* :

[TRADUCTION] Si la valeur du terrain devenait inférieure à son coût historique, on pourrait prétendre que le rendement constant versé au fil des ans [par les clients] pour le terrain a en fait surindemnisé les investisseurs. Le rapport entre les risques et les avantages est tout aussi symétrique pour un terrain que pour un bien amortissable lorsque leur coût est pris en compte pour l'établissement de la base tarifaire. [p. 107]

II. Conclusion

En résumé, le par. 15(3) de l'AEUBA conférait à la Commission le pouvoir d'[TRADUCTION] « imposer les conditions supplémentaires qu'elle juge nécessaires dans l'intérêt public » en statuant sur la demande d'autorisation de la vente du terrain et des bâtiments en cause. Dans l'exercice de ce pouvoir, et vu la [TRADUCTION] « surveillance générale des services de gaz et de leurs propriétaires » qui lui incombait (GUA, par. 22(1)), la Commission a attribué le gain comme elle l'a fait pour les considérations d'intérêt public énoncées dans sa décision. Le pouvoir aurait peut-être été exercé différemment par un autre organisme de réglementation ou dans un autre ressort, mais il reste que la Commission était autorisée à répartir le gain tiré de la vente d'un bien qu'ATCO souhaitait soustraire à la base tarifaire. Il ne nous appartient pas de déterminer quelles conditions sont « nécessaires dans l'intérêt public » et de substituer notre opinion à celle de la Commission.

III. Dispositif

Je suis d'avis d'accueillir le pourvoi, d'annuler la décision de la Cour d'appel de l'Alberta et de rétablir la décision de la Commission, avec dépens payables à la ville de Calgary dans toutes les cours. Le pourvoi incident d'ATCO devrait être rejeté avec dépens.

APPENDIX

Alberta Energy and Utilities Board Act, R.S.A. 2000, c. A-17

Jurisdiction

13 All matters that may be dealt with by the ERCB or the PUB under any enactment or as otherwise provided by law shall be dealt with by the Board and are within the exclusive jurisdiction of the Board.

Powers of the Board

15(1) For the purposes of carrying out its functions, the Board has all the powers, rights and privileges of the ERCB and the PUB that are granted or provided for by any enactment or by law.

(2) In any case where the ERCB, the PUB or the Board may act in response to an application, complaint, direction, referral or request, the Board may act on its own initiative or motion.

(3) Without restricting subsection (1), the Board may do all or any of the following:

- (a) make any order that the ERCB or the PUB may make under any enactment;
- (b) with the approval of the Lieutenant Governor in Council, make any order that the ERCB may, with the approval of the Lieutenant Governor in Council, make under any enactment;
- (c) with the approval of the Lieutenant Governor in Council, make any order that the PUB may, with the approval of the Lieutenant Governor in Council, make under any enactment;
- (d) with respect to an order made by the Board, the ERCB or the PUB in respect of matters referred to in clauses (a) to (c), make any further order and impose any additional conditions that the Board considers necessary in the public interest;
- (e) make an order granting the whole or part only of the relief applied for;
- (f) where it appears to the Board to be just and proper, grant partial, further or other relief in

ANNEXE

Alberta Energy and Utilities Board Act, R.S.A. 2000, ch. A-17

[TRANSDUCTION]

Compétence

13 La Commission connaît de toute question dont peut connaître l'ERCB ou la PUB suivant un texte législatif ou le droit par ailleurs applicable, et sa compétence est exclusive.

Pouvoirs de la Commission

15(1) Dans l'exercice de ses fonctions, la Commission jouit des pouvoirs, des droits et des privilèges qu'un texte législatif ou le droit par ailleurs applicable confère à l'ERCB et à la PUB.

(2) La Commission peut agir d'office à l'égard de tout renvoi, demande, plainte, directive ou requête auquel l'ERCB, la PUB ou la Commission peut donner suite.

(3) Sans limiter la portée du paragraphe (1), la Commission peut prendre les mesures suivantes, en totalité ou en partie :

- a) rendre toute ordonnance que l'ERCB ou la PUB peut rendre suivant un texte législatif;
- b) avec l'approbation du lieutenant-gouverneur en conseil, rendre toute ordonnance que l'ERCB peut, avec l'approbation du lieutenant-gouverneur en conseil, rendre en vertu d'un texte législatif;
- c) avec l'approbation du lieutenant-gouverneur en conseil, rendre toute ordonnance que la PUB peut, avec l'approbation du lieutenant-gouverneur en conseil, rendre en vertu d'un texte législatif;
- d) à l'égard d'une ordonnance rendue par elle, l'ERCB ou la PUB en application des alinéas a) à c), rendre toute autre ordonnance et imposer les conditions supplémentaires qu'elle juge nécessaires dans l'intérêt public;
- e) rendre une ordonnance accordant en tout ou en partie la réparation demandée;
- f) lorsqu'elle l'estime juste et convenable, accorder en partie la réparation demandée ou en accorder

addition to, or in substitution for, that applied for as fully and in all respects as if the application or matter had been for that partial, further or other relief.

Appeals

26(1) Subject to subsection (2), an appeal lies from the Board to the Court of Appeal on a question of jurisdiction or on a question of law.

(2) Leave to appeal may be obtained from a judge of the Court of Appeal only on an application made

- (a) within 30 days from the day that the order, decision or direction sought to be appealed from was made, or
- (b) within a further period of time as granted by the judge where the judge is of the opinion that the circumstances warrant the granting of that further period of time.

. . .

Exclusion of prerogative writs

27 Subject to section 26, every action, order, ruling or decision of the Board or the person exercising the powers or performing the duties of the Board is final and shall not be questioned, reviewed or restrained by any proceeding in the nature of an application for judicial review or otherwise in any court.

Gas Utilities Act, R.S.A. 2000, c. G-5

Supervision

22(1) The Board shall exercise a general supervision over all gas utilities, and the owners of them, and may make any orders regarding equipment, appliances, extensions of works or systems, reporting and other matters, that are necessary for the convenience of the public or for the proper carrying out of any contract, charter or franchise involving the use of public property or rights.

(2) The Board shall conduct all inquiries necessary for the obtaining of complete information as to the manner in which owners of gas utilities comply with the law, or as to any other matter or thing within the jurisdiction of the Board under this Act.

une autre en sus ou en lieu et place comme si tel était l'objet de la demande.

Appel

26(1) Sous réserve du paragraphe (2), les décisions de la Commission sont susceptibles d'appel devant la Cour d'appel sur une question de droit ou de compétence.

(2) L'autorisation d'appel ne peut être obtenue d'un juge de la Cour d'appel que sur demande présentée

- a) dans les 30 jours qui suivent l'ordonnance, la décision ou la directive en cause ou
- b) dans le délai supplémentaire que le juge estime justifié d'accorder dans les circonstances.

. . .

Immunité de contrôle

27 Sous réserve de l'article 26, toute mesure, ordonnance ou décision de la Commission ou de la personne exerçant ses pouvoirs ou ses fonctions est définitive et ne peut être contestée, révisée ou restreinte dans le cadre d'une instance judiciaire, y compris une demande de contrôle judiciaire.

Gas Utilities Act, R.S.A. 2000, ch. G-5

[TRANSLATION]

Surveillance

22(1) La Commission assure la surveillance générale des services de gaz et de leurs propriétaires et peut, en ce qui concerne notamment le matériel, les appareils, les extensions d'ouvrages ou de systèmes et l'établissement de rapports, rendre les ordonnances nécessaires à la protection de l'intérêt public ou à la bonne application d'un contrat, de statuts constitutifs ou d'une concession comportant l'emploi de biens publics ou l'exercice de droits publics.

(2) La Commission mène toute enquête nécessaire à l'obtention de renseignements complets sur la façon dont le propriétaire d'un service de gaz se conforme à la loi ou sur tout ce qui est par ailleurs de son ressort suivant la présente loi.

Investigation of gas utility

24(1) The Board, on its own initiative or on the application of a person having an interest, may investigate any matter concerning a gas utility.

. . .

Designated gas utilities

26(1) The Lieutenant Governor in Council may by regulation designate those owners of gas utilities to which this section and section 27 apply.

(2) No owner of a gas utility designated under subsection (1) shall

- (a) issue any
 - (i) of its shares or stock, or
 - (ii) bonds or other evidences of indebtedness, payable in more than one year from the date of them,

unless it has first satisfied the Board that the proposed issue is to be made in accordance with law and has obtained the approval of the Board for the purposes of the issue and an order of the Board authorizing the issue,

- (b) capitalize
 - (i) its right to exist as a corporation,
 - (ii) a right, franchise or privilege in excess of the amount actually paid to the Government or a municipality as the consideration for it, exclusive of any tax or annual charge, or
 - (iii) a contract for consolidation, amalgamation or merger,
- (c) without the approval of the Board, capitalize any lease, or
- (d) without the approval of the Board,
 - (i) sell, lease, mortgage or otherwise dispose of or encumber its property, franchises, privileges or rights, or any part of it or them, or
 - (ii) merge or consolidate its property, franchises, privileges or rights, or any part of it or them,

Enquêtes

24(1) La Commission peut, d'office ou à la demande d'un intéressé, faire enquête sur toute question relative à un service de gaz.

. . .

Services de gaz désignés

26(1) Le lieutenant-gouverneur en conseil peut, par règlement, désigner les propriétaires de services de gaz assujettis au présent article et à l'article 27.

(2) Le propriétaire d'un service de gaz désigné en application du paragraphe (1) ne peut

- a) émettre
 - (i) d'actions,
 - (ii) d'obligations ou d'autres titres d'emprunt dont le terme est supérieur à un an,

que si, au préalable, il convainc la Commission que l'émission projetée est conforme à la loi et obtient d'elle l'autorisation d'y procéder et une ordonnance le confirmant;

- b) capitaliser
 - (i) son droit d'exister en tant que personne morale,
 - (ii) un droit, une concession ou un privilège en sus du montant réellement versé en contrepartie à l'État ou à une municipalité, à l'exclusion d'une taxe ou d'une charge annuelle,
 - (iii) un contrat de fusion ou de regroupement;
- c) sans l'autorisation de la Commission, capitaliser un bail;
- d) sans l'autorisation de la Commission,
 - (i) aliéner ou grever ses biens, concessions, privilèges ou droits, en tout ou en partie, notamment en les vendant, en les louant ou en les hypothéquant,
 - (ii) fusionner ou regrouper ses biens, concessions, privilèges ou droits, en tout ou en partie;

and a sale, lease, mortgage, disposition, encumbrance, merger or consolidation made in contravention of this clause is void, but nothing in this clause shall be construed to prevent in any way the sale, lease, mortgage, disposition, encumbrance, merger or consolidation of any of the property of an owner of a gas utility designated under subsection (1) in the ordinary course of the owner's business.

. . .

Prohibited share transactions

27(1) Unless authorized to do so by an order of the Board, the owner of a gas utility designated under section 26(1) shall not sell or make or permit to be made on its books any transfer of any share or shares of its capital stock to a corporation, however incorporated, if the sale or transfer, by itself or in connection with previous sales or transfers, would result in the vesting in that corporation of more than 50% of the outstanding capital stock of the owner of the gas utility.

. . .

Powers of Board

36 The Board, on its own initiative or on the application of a person having an interest, may by order in writing, which is to be made after giving notice to and hearing the parties interested,

- (a) fix just and reasonable individual rates, joint rates, tolls or charges or schedules of them, as well as commutation and other special rates, which shall be imposed, observed and followed afterwards by the owner of the gas utility,
- (b) fix proper and adequate rates and methods of depreciation, amortization or depletion in respect of the property of any owner of a gas utility, who shall make the owner's depreciation, amortization or depletion accounts conform to the rates and methods fixed by the Board,
- (c) fix just and reasonable standards, classifications, regulations, practices, measurements or service, which shall be furnished, imposed, observed and followed thereafter by the owner of the gas utility,
- (d) require an owner of a gas utility to establish, construct, maintain and operate, but in

tout grèvement, vente, location, constitution d'hypothèque, aliénation, regroupement ou fusion intervenant en contravention de la présente disposition est nul, sauf s'il intervient dans le cours normal des activités de l'entreprise.

. . .

Incessibilité des actions

27(1) Sauf ordonnance de la Commission l'y autorisant, le propriétaire d'un service de gaz désigné en application du paragraphe 26(1) s'abstient de vendre tout ou partie des actions de son capital-actions à une société, indépendamment du mode de constitution de celle-ci, ou d'effectuer ou d'autoriser une inscription dans ses registres constatant une telle cession, lorsque la vente ou la cession, à elle seule ou de pair avec une opération antérieure, ferait en sorte que la société détiennne plus de 50 % des actions en circulation du propriétaire du service de gaz.

. . .

Pouvoirs de la Commission

36 La Commission peut, d'office ou à la demande d'un intéressé, par ordonnance écrite, après avoir donné un avis aux personnes intéressées et les avoir entendues,

- a) fixer des tarifs individuels ou conjoints, des taux ou des charges justes et raisonnables, ou leurs barèmes, ainsi que des tarifs d'abonnement et d'autres tarifs spéciaux opposables au propriétaire d'un service de gaz et applicables par lui;
- b) établir des taux et des méthodes valables et acceptables de dépréciation, d'amortissement et d'épuisement pour les biens du propriétaire d'un service de gaz, qui doit s'y conformer dans la tenue des comptes y afférents;
- c) à l'intention du propriétaire d'un service de gaz, établir des normes, des classifications, des règles, des pratiques ou des mesures justes et raisonnables et déterminer les services justes et raisonnables devant être fournis;
- d) exiger que le propriétaire d'un service de gaz construise, entretienne et exploite,

compliance with this and any other Act relating to it, any reasonable extension of the owner's existing facilities when in the judgment of the Board the extension is reasonable and practical and will furnish sufficient business to justify its construction and maintenance, and when the financial position of the owner of the gas utility reasonably warrants the original expenditure required in making and operating the extension, and

- (e) require an owner of a gas utility to supply and deliver gas to the persons, for the purposes, at the rates, prices and charges and on the terms and conditions that the Board directs, fixes or imposes.

Rate base

37(1) In fixing just and reasonable rates, tolls or charges, or schedules of them, to be imposed, observed and followed afterwards by an owner of a gas utility, the Board shall determine a rate base for the property of the owner of the gas utility used or required to be used to provide service to the public within Alberta and on determining a rate base it shall fix a fair return on the rate base.

(2) In determining a rate base under this section, the Board shall give due consideration

- (a) to the cost of the property when first devoted to public use and to prudent acquisition cost to the owner of the gas utility, less depreciation, amortization or depletion in respect of each, and
- (b) to necessary working capital.

(3) In fixing the fair return that an owner of a gas utility is entitled to earn on the rate base, the Board shall give due consideration to all facts that in its opinion are relevant.

Excess revenues or losses

40 In fixing just and reasonable rates, tolls or charges, or schedules of them, to be imposed, observed and followed afterwards by an owner of a gas utility,

- (a) the Board may consider all revenues and costs of the owner that are in the Board's opinion applicable to a period consisting of
 - (i) the whole of the fiscal year of the owner in which a proceeding is initiated for the

conformément à la présente loi et à toute autre s'y rapportant, une extension raisonnable de ses installations lorsqu'elle juge que cette extension est raisonnable et réalisable, que les prévisions de rentabilité justifient sa construction et son entretien et que la situation financière du propriétaire du service de gaz justifie raisonnablement les dépenses initiales requises pour construire et exploiter l'extension;

- e) exiger que le propriétaire d'un service de gaz approvisionne en gaz certaines personnes, à certaines fins, en contrepartie de certains tarifs, prix et charges, et à certaines conditions, selon ce qu'elle détermine.

Base tarifaire

37(1) Pour fixer des tarifs, des taux ou des charges justes et raisonnables, ou leurs barèmes, opposables au propriétaire d'un service de gaz et applicables par lui, la Commission établit une base tarifaire pour les biens du propriétaire d'un service de gaz servant ou devant servir à la fourniture du service au public en Alberta et, ce faisant, elle établit un juste rendement.

(2) Pour établir la base tarifaire, la Commission tient compte

- a) du coût du bien lors de son affectation initiale à l'utilisation publique et de sa juste valeur d'acquisition pour le propriétaire du service de gaz, moins la dépréciation, l'amortissement et l'épuisement;
- b) du capital nécessaire.

(3) Pour établir le juste rendement auquel a droit le propriétaire d'un service de gaz par rapport à la base tarifaire, la Commission tient compte de tous les facteurs qu'elle estime pertinents.

Recettes excédentaires ou insuffisantes

40 Pour fixer des tarifs, des taux ou des charges justes et raisonnables, ou leurs barèmes, opposables au propriétaire d'un service de gaz et applicables par lui, la Commission

- a) peut tenir compte de toutes les recettes et les dépenses du propriétaire qu'elle estime afférentes à l'une des périodes suivantes, à l'exclusion de toute attribution à une partie de cette période :
 - (i) la totalité de l'exercice du propriétaire au cours duquel est engagée une procédure de

fixing of rates, tolls or charges, or schedules of them,

- (ii) a subsequent fiscal year of the owner, or
- (iii) 2 or more of the fiscal years of the owner referred to in subclauses (i) and (ii) if they are consecutive,

and need not consider the allocation of those revenues and costs to any part of that period,

- (b) the Board may give effect to that part of any excess revenue received or any revenue deficiency incurred by the owner that is in the Board's opinion applicable to the whole of the fiscal year of the owner in which a proceeding is initiated for the fixing of rates, tolls or charges, or schedules of them, that the Board determines is just and reasonable,
- (c) the Board may give effect to that part of any excess revenue received or any revenue deficiency incurred by the owner after the date on which a proceeding is initiated for the fixing of rates, tolls or charges, or schedules of them, that the Board determines has been due to undue delay in the hearing and determining of the matter, and
- (d) the Board shall by order approve
 - (i) the method by which, and
 - (ii) the period, including any subsequent fiscal period, during which,

any excess revenue received or any revenue deficiency incurred, as determined pursuant to clause (b) or (c), is to be used or dealt with.

General powers of Board

59 For the purposes of this Act, the Board has the same powers in respect of the plant, premises, equipment, service and organization for the production, distribution and sale of gas in Alberta, and in respect of the business of an owner of a gas utility and in respect of an owner of a gas utility, that are by the *Public Utilities Board Act* conferred on the Board in the case of a public utility under that Act.

Public Utilities Board Act, R.S.A. 2000, c. P-45

Jurisdiction and powers

36(1) The Board has all the necessary jurisdiction and power

fixation des tarifs, des taux ou des charges, ou de leurs barèmes,

- (ii) un exercice ultérieur,
- (iii) deux exercices ou plus visés aux sous-alinéas (i) et (ii), s'ils sont consécutifs;

- b) peut prendre en considération la partie de l'excédent ou du déficit du propriétaire qui, selon elle, se rattache à la totalité de l'exercice du propriétaire au cours duquel est engagée une procédure de fixation de tarifs, de taux et de charges, ou de leurs barèmes, qu'elle estime justes et raisonnables;
- c) peut prendre en considération la partie de l'excédent ou du déficit du propriétaire subséquent au début de la procédure visée à l'alinéa b) qui, selon elle, est attribuable à un retard injustifié dans le déroulement de la procédure;
- d) approuve par ordonnance ce qu'il convient de faire de tout excédent ou déficit visé aux alinéas b) ou c) et la période, y compris tout exercice ultérieur, au cours de laquelle il convient de le faire.

Pouvoirs généraux

59 Pour l'application de la présente loi, la Commission a, à l'égard des installations, des locaux, du matériel, des services, de l'organisation de la production, de la distribution et de la vente de gaz en Alberta, ainsi que du propriétaire d'un service de gaz et de son entreprise, les pouvoirs que lui confère la *Public Utilities Board Act* à l'égard d'une entreprise de services publics au sens de cette loi.

Public Utilities Board Act, R.S.A. 2000, ch. P-45

[TRANSLATION]

Compétence et pouvoirs

36(1) La Commission a la compétence et les pouvoirs nécessaires

- (a) to deal with public utilities and the owners of them as provided in this Act;
- (b) to deal with public utilities and related matters as they concern suburban areas adjacent to a city, as provided in this Act.

(2) In addition to the jurisdiction and powers mentioned in subsection (1), the Board has all necessary jurisdiction and powers to perform any duties that are assigned to it by statute or pursuant to statutory authority.

(3) The Board has, and is deemed at all times to have had, jurisdiction to fix and settle, on application, the price and terms of purchase by a council of a municipality pursuant to section 47 of the *Municipal Government Act*

- (a) before the exercise by the council under that provision of its right to purchase and without binding the council to purchase, or
- (b) when an application is made under that provision for the Board's consent to the purchase, before hearing or determining the application for its consent.

General power

37 In matters within its jurisdiction the Board may order and require any person or local authority to do forthwith or within or at a specified time and in any manner prescribed by the Board, so far as it is not inconsistent with this Act or any other Act conferring jurisdiction, any act, matter or thing that the person or local authority is or may be required to do under this Act or under any other general or special Act, and may forbid the doing or continuing of any act, matter or thing that is in contravention of any such Act or of any regulation, rule, order or direction of the Board.

Investigation of utilities and rates

80 When it is made to appear to the Board, on the application of an owner of a public utility or of a municipality or person having an interest, present or contingent, in the matter in respect of which the application is made, that there is reason to believe that the tolls demanded by an owner of a public utility exceed what is just and reasonable, having regard to the nature and quality of the service rendered or of the commodity supplied, the Board

- (a) may proceed to hold any investigation that it thinks fit into all matters relating to the nature

- a) pour agir à l'égard des entreprises de services publics et de leurs propriétaires conformément à la présente loi;
- b) pour agir à l'égard des entreprises de services publics et connaître de questions connexes touchant une région adjacente à une ville, conformément à la présente loi.

(2) Outre la compétence et les pouvoirs mentionnés au paragraphe (1), la Commission a la compétence et les pouvoirs nécessaires pour exercer les fonctions qui lui sont légalement dévolues.

(3) La Commission a et est réputée avoir toujours eu compétence pour fixer, sur demande, le prix et les conditions d'une acquisition effectuée par un conseil municipal sous le régime de l'article 47 de la *Municipal Government Act*

- a) avant que le conseil n'exerce son droit d'acquisition suivant cet article, et sans qu'il soit tenu de procéder à l'acquisition ou
- b) lorsque l'acquisition est soumise à son approbation suivant cet article, avant que la Commission n'entende la demande et ne statue sur elle.

Pouvoirs généraux

37 Dans les domaines de sa compétence, la Commission peut ordonner et exiger qu'une personne, y compris une administration municipale, immédiatement ou dans le délai qu'elle impartit et selon les modalités qu'elle détermine, à condition que ce ne soit pas incompatible avec la présente loi ou une autre conférant compétence, fasse ce qu'elle est tenue de faire ou susceptible d'être tenue de faire suivant la présente loi ou toute autre, générale ou spéciale, et elle peut interdire ou faire cesser tout ce qui contrevient à ces lois ou à ses règles, ses ordonnances ou ses directives.

Enquêtes sur les services publics et les tarifs

80 Lorsqu'il lui est démontré à l'audition d'une demande présentée par le propriétaire d'une entreprise de services publics ou par une municipalité ou une personne ayant un intérêt actuel ou éventuel dans l'objet de la demande, qu'il y a lieu de croire que les taux établis par le propriétaire d'une entreprise de services publics excèdent ce qui est juste et raisonnable eu égard à la nature et à la qualité du service ou du produit en cause, la Commission

- a) peut enquêter comme elle le juge utile sur toute question liée à la nature et à la qualité du

and quality of the service or the commodity in question, or to the performance of the service and the tolls or charges demanded for it,

- (b) may make any order respecting the improvement of the service or commodity and as to the tolls or charges demanded, that seems to it to be just and reasonable, and
- (c) may disallow or change, as it thinks reasonable, any such tolls or charges that, in its opinion, are excessive, unjust or unreasonable or unjustly discriminate between different persons or different municipalities, but subject however to any provisions of any contract existing between the owner of the public utility and a municipality at the time the application is made that the Board considers fair and reasonable.

Supervision by Board

85(1) The Board shall exercise a general supervision over all public utilities, and the owners of them, and may make any orders regarding extension of works or systems, reporting and other matters, that are necessary for the convenience of the public or for the proper carrying out of any contract, charter or franchise involving the use of public property or rights.

. . .

Investigation of public utility

87(1) The Board may, on its own initiative, or on the application of a person having an interest, investigate any matter concerning a public utility.

(2) When in the opinion of the Board it is necessary to investigate a public utility or the affairs of its owner, the Board shall be given access to and may use any books, documents or records with respect to the public utility and in the possession of any owner of the public utility or municipality or under the control of a board, commission or department of the Government.

(3) A person who directly or indirectly controls the business of an owner of a public utility within Alberta and any company controlled by that person shall give the Board or its agent access to any of the books, documents and records that relate to the business of the owner or shall furnish any information in respect of it required by the Board.

service ou du produit en cause, ou à l'exécution du service et aux taux ou charges y afférents;

- b) peut, en ce qui concerne l'amélioration du service ou du produit et les taux et charges y afférents, rendre toute ordonnance qu'elle estime juste et raisonnable;
- c) peut écarter ou modifier, comme elle l'estime raisonnable, les taux ou les charges qu'elle juge excessifs, injustes ou déraisonnables, ou indûment discriminatoires envers une personne, y compris une municipalité, sous réserve toutefois des dispositions qu'elle considère justes et raisonnables d'un contrat liant le propriétaire de l'entreprise de services publics et une municipalité au moment de la demande.

Surveillance

85(1) La Commission assure la surveillance générale des entreprises de services publics et de leurs propriétaires et peut, en ce qui concerne notamment les extensions d'ouvrages ou de systèmes et l'établissement de rapports, rendre les ordonnances nécessaires à la protection de l'intérêt public ou à la bonne exécution d'un contrat, de statuts constitutifs ou d'une concession comportant l'emploi de biens publics ou l'exercice de droits publics.

. . .

Enquêtes

87(1) La Commission peut, d'office ou à la demande d'un intéressé, faire enquête sur toute question relative à une entreprise de services publics.

(2) Lorsqu'elle estime nécessaire d'enquêter sur une entreprise de services publics ou sur les activités de son propriétaire, la Commission a accès aux livres, documents et dossiers relatifs à l'entreprise qui sont en la possession du propriétaire, d'une municipalité, d'un organisme public ou d'un ministère, et elle peut les utiliser.

(3) La personne qui exerce un pouvoir direct ou indirect sur l'entreprise d'un propriétaire de services publics en Alberta et toute société dont cette personne est actionnaire majoritaire est tenue de donner à la Commission ou à son représentant l'accès aux livres, documents et dossiers relatifs à l'entreprise du propriétaire ou de communiquer tout renseignement y afférent exigé par la Commission.

Fixing of rates

89 The Board, either on its own initiative or on the application of a person having an interest, may by order in writing, which is to be made after giving notice to and hearing the parties interested,

- (a) fix just and reasonable individual rates, joint rates, tolls or charges, or schedules of them, as well as commutation, mileage or kilometre rate and other special rates, which shall be imposed, observed and followed subsequently by the owner of the public utility;
- (b) fix proper and adequate rates and methods of depreciation, amortization or depletion in respect of the property of any owner of a public utility, who shall make the owner's depreciation, amortization or depletion accounts conform to the rates and methods fixed by the Board;
- (c) fix just and reasonable standards, classifications, regulations, practices, measurements or service, which shall be furnished, imposed, observed and followed subsequently by the owner of the public utility;
- (d) repealed;
- (e) require an owner of a public utility to establish, construct, maintain and operate, but in compliance with other provisions of this or any other Act relating to it, any reasonable extension of the owner's existing facilities when in the judgment of the Board the extension is reasonable and practical and will furnish sufficient business to justify its construction and maintenance, and when the financial position of the owner of the public utility reasonably warrants the original expenditure required in making and operating the extension.

Determining rate base

90(1) In fixing just and reasonable rates, tolls or charges, or schedules of them, to be imposed, observed and followed subsequently by an owner of a public utility, the Board shall determine a rate base for the property of the owner of a public utility used or required to be used to provide service to the public within Alberta and on determining a rate base it shall fix a fair return on the rate base.

(2) In determining a rate base under this section, the Board shall give due consideration

- (a) to the cost of the property when first devoted to public use and to prudent acquisition cost to

Établissement des tarifs

89 La Commission peut, d'office ou à la demande d'un intéressé, par ordonnance écrite, après avoir donné un avis aux personnes intéressées et les avoir entendues,

- a) fixer des tarifs individuels ou conjoints, des taux ou des charges justes et raisonnables, ou leurs barèmes, ainsi que des tarifs d'abonnement, des tarifs au mille ou au kilomètre et d'autres tarifs spéciaux opposables au propriétaire de l'entreprise de services publics et applicables par lui;
- b) établir des taux et des méthodes valables et acceptables de dépréciation, d'amortissement et d'épuisement pour les biens du propriétaire d'une entreprise de services publics, qui doit s'y conformer dans la tenue des comptes y afférents;
- c) à l'intention du propriétaire d'une entreprise de services publics, établir des normes, des classifications, des règles, des pratiques ou des mesures justes et raisonnables et déterminer les services justes et raisonnables devant être fournis;
- d) abrogé;
- e) exiger qu'un propriétaire d'entreprise de services publics construise, entretienne et exploite, conformément à toute autre disposition de la présente loi ou d'une autre s'y rapportant, une extension raisonnable de ses installations lorsqu'elle juge que cette extension est raisonnable et réalisable, que les prévisions de rentabilité justifient sa construction et son entretien et que la situation financière du propriétaire de l'entreprise de services publics justifie raisonnablement les dépenses initiales requises pour construire et exploiter l'extension.

Base tarifaire

90(1) Pour fixer des tarifs, des taux ou des charges justes et raisonnables, ou leurs barèmes, opposables au propriétaire d'une entreprise de services public et applicables par lui, la Commission établit une base tarifaire pour les biens du propriétaire de l'entreprise de services publics servant ou devant servir à la fourniture du service au public en Alberta et, ce faisant, elle établit un juste rendement.

(2) Pour établir la base tarifaire, la Commission tient compte :

- a) du coût du bien lors de son affectation initiale à l'utilisation publique et de sa juste valeur

the owner of the public utility, less depreciation, amortization or depletion in respect of each, and

- (b) to necessary working capital.

(3) In fixing the fair return that an owner of a public utility is entitled to earn on the rate base, the Board shall give due consideration to all those facts that, in the Board's opinion, are relevant.

Revenue and costs considered

91(1) In fixing just and reasonable rates, tolls or charges, or schedules of them, to be imposed, observed and followed by an owner of a public utility,

- (a) the Board may consider all revenues and costs of the owner that are in the Board's opinion applicable to a period consisting of
 - (i) the whole of the fiscal year of the owner in which a proceeding is initiated for the fixing of rates, tolls or charges, or schedules of them,
 - (ii) a subsequent fiscal year of the owner, or
 - (iii) 2 or more of the fiscal years of the owner referred to in subclauses (i) and (ii) if they are consecutive,
 and need not consider the allocation of those revenues and costs to any part of such a period,
- (b) the Board shall consider the effect of the *Small Power Research and Development Act* on the revenues and costs of the owner with respect to the generation, transmission and distribution of electric energy,
- (c) the Board may give effect to that part of any excess revenue received or any revenue deficiency incurred by the owner that is in the Board's opinion applicable to the whole of the fiscal year of the owner in which a proceeding is initiated for the fixing of rates, tolls or charges, or schedules of them, as the Board determines is just and reasonable,
- (d) the Board may give effect to such part of any excess revenue received or any revenue deficiency incurred by the owner after the date on which a proceeding is initiated for the fixing of rates, tolls or charges, or schedules of them, as the Board determines has been due to undue delay in the hearing and determining of the matter, and

d'acquisition pour le propriétaire de l'entreprise de services publics, moins la dépréciation, l'amortissement et l'épuisement;

- b) du capital nécessaire.

(3) Pour établir le juste rendement auquel a droit le propriétaire d'une entreprise de services publics par rapport à la base tarifaire, la Commission tient compte de tous les facteurs qui, selon elle, sont pertinents.

Prise en compte des recettes et des dépenses

91(1) Pour fixer des tarifs, des taux ou des charges justes et raisonnables, ou leurs barèmes, opposables au propriétaire d'une entreprise de services publics et applicables par lui, la Commission

- a) peut tenir compte de toutes les recettes et les dépenses du propriétaire qu'elle estime afférentes à l'une des périodes suivantes, à l'exclusion de toute attribution à une partie de cette période :
 - (i) la totalité de l'exercice du propriétaire au cours duquel est engagée une procédure de fixation des tarifs, des taux ou des charges, ou de leurs barèmes;
 - (ii) un exercice ultérieur;
 - (iii) deux exercices ou plus visés aux sous-alinéas (i) et (ii), s'ils sont consécutifs;
- b) tient compte de l'incidence de la *Small Power Research and Development Act* sur les recettes et les dépenses du propriétaire relatives à la production, au transport et à la distribution d'électricité;
- c) peut prendre en considération la partie de l'excédent ou du déficit du propriétaire qui, selon elle, se rattache à la totalité de l'exercice du propriétaire au cours duquel est engagée une procédure de fixation de tarifs, de taux et de charges, ou de leurs barèmes, qu'elle estime justes et raisonnables;
- d) peut prendre en considération la partie de l'excédent ou du déficit du propriétaire subséquent au début de la procédure visée à l'alinéa c) qui, selon elle, est attribuable à un retard injustifié dans le déroulement de la procédure;

- (e) the Board shall by order approve the method by which, and the period (including any subsequent fiscal period) during which, any excess revenue received or any revenue deficiency incurred, as determined pursuant to clause (c) or (d), is to be used or dealt with.

Designated public utilities

101(1) The Lieutenant Governor in Council may by regulation designate those owners of public utilities to which this section and section 102 apply.

(2) No owner of a public utility designated under subsection (1) shall

- (a) issue any
- (i) of its shares or stock, or
 - (ii) bonds or other evidences of indebtedness, payable in more than one year from the date of them,

unless it has first satisfied the Board that the proposed issue is to be made in accordance with law and has obtained the approval of the Board for the purposes of the issue and an order of the Board authorizing the issue,

- (b) capitalize
- (i) its right to exist as a corporation,
 - (ii) a right, franchise or privilege in excess of the amount actually paid to the Government or a municipality as the consideration for it, exclusive of any tax or annual charge, or
 - (iii) a contract for consolidation, amalgamation or merger,
- (c) without the approval of the Board, capitalize any lease, or
- (d) without the approval of the Board,
- (i) sell, lease, mortgage or otherwise dispose of or encumber its property, franchises, privileges or rights, or any part of them, or
 - (ii) merge or consolidate its property, franchises, privileges or rights, or any part of them,

- (e) approuve par ordonnance ce qu'il convient de faire de tout excédent ou déficit visé aux alinéas c) ou d) et la période (y compris tout exercice ultérieur) au cours de laquelle il convient de le faire.

Services de gaz désignés

101(1) Le lieutenant-gouverneur en conseil peut, par règlement, désigner les propriétaires d'entreprises de services publics assujettis au présent article et à l'article 102.

(2) Le propriétaire d'une entreprise de services publics désigné en application du paragraphe (1) ne peut

- a) émettre
- (i) d'actions,
 - (ii) d'obligations ou d'autres titres d'emprunt dont le terme est supérieur à un an,

que si, au préalable, il convainc la Commission que l'émission projetée est conforme à la loi et obtient d'elle l'autorisation d'y procéder et une ordonnance le confirmant;

- b) capitaliser
- (i) son droit d'exister en tant que personne morale,
 - (ii) un droit, une concession ou un privilège en sus du montant réellement versé en contrepartie à l'État ou à une municipalité, à l'exclusion d'une taxe ou d'une charge annuelle,
 - (iii) un contrat de fusion ou de regroupement;
- c) sans l'autorisation de la Commission, capitaliser un bail;
- d) sans l'autorisation de la Commission,
- (i) aliéner ou grever ses biens, concessions, privilèges ou droits, en tout ou en partie, notamment en les vendant, en les louant ou en les hypothéquant,
 - (ii) fusionner ou regrouper ses biens, concessions, privilèges ou droits, en tout ou en partie;

and a sale, lease, mortgage, disposition, encumbrance, merger or consolidation made in contravention of this clause is void, but nothing in this clause shall be construed to prevent in any way the sale, lease, mortgage, disposition, encumbrance, merger or consolidation of any of the property of an owner of a public utility designated under subsection (1) in the ordinary course of the owner's business.

. . .

Prohibited share transaction

102(1) Unless authorized to do so by an order of the Board, the owner of a public utility designated under section 101(1) shall not sell or make or permit to be made on its books a transfer of any share of its capital stock to a corporation, however incorporated, if the sale or transfer, in itself or in connection with previous sales or transfers, would result in the vesting in that corporation of more than 50% of the outstanding capital stock of the owner of the public utility.

. . .

Interpretation Act, R.S.A. 2000, c. I-8

Enactments remedial

10 An enactment shall be construed as being remedial, and shall be given the fair, large and liberal construction and interpretation that best ensures the attainment of its objects.

Appeal dismissed with costs and cross-appeal allowed with costs, McLACHLIN C.J. and BINNIE and FISH JJ. dissenting.

Solicitors for the appellant/respondent on cross-appeal: McLennan Ross, Calgary.

Solicitors for the respondent/appellant on cross-appeal: Bennett Jones, Calgary.

Solicitor for the intervener the Alberta Energy and Utilities Board: J. Richard McKee, Calgary.

tout grèvement, vente, location, constitution d'hypothèque, aliénation, regroupement ou fusion intervenant en contravention de la présente disposition est nul, sauf s'il intervient dans le cours normal des activités de l'entreprise.

. . .

Incessibilité des actions

102(1) Sauf ordonnance de la Commission l'y autorisant, le propriétaire d'une entreprise de services publics désignée en application du paragraphe 101(1) s'abstient de vendre tout ou partie des actions de son capital-actions à une société, indépendamment du mode de constitution de celle-ci, ou d'effectuer ou d'autoriser une inscription dans ses registres constatant une telle cession, lorsque la vente ou la cession, à elle seule ou de pair avec une opération antérieure, ferait en sorte que la société détienne plus de 50 % des actions en circulation du propriétaire de l'entreprise de services publics.

. . .

Interpretation Act, R.S.A. 2000, ch. I-8

[TRANSLATION]

Principe et interprétation

10 Tout texte est réputé apporter une solution de droit et s'interprète de la manière la plus équitable et la plus large qui soit compatible avec la réalisation de son objet.

Pourvoi rejeté avec dépens et pourvoi incident accueilli avec dépens, la juge en chef McLACHLIN et les juges BINNIE et FISH sont dissidents.

Procureurs de l'appelante/intimée au pourvoi incident : McLennan Ross, Calgary.

Procureurs de l'intimée/appelante au pourvoi incident : Bennett Jones, Calgary.

Procureur de l'intervenante Alberta Energy and Utilities Board : J. Richard McKee, Calgary.

Solicitor for the intervener the Ontario Energy Board: Ontario Energy Board, Toronto.

Procureur de l'intervenante la Commission de l'énergie de l'Ontario : Commission de l'énergie de l'Ontario, Toronto.

Solicitors for the intervener Enbridge Gas Distribution Inc.: Fraser Milner Casgrain, Toronto.

Procureurs de l'intervenante Enbridge Gas Distribution Inc. : Fraser Milner Casgrain, Toronto.

Solicitors for the intervener Union Gas Limited: Torys, Toronto.

Procureurs de l'intervenante Union Gas Limited : Torys, Toronto.

Tab 8

**Bell ExpressVu Limited
Partnership** *Appellant*

v.

Richard Rex, Richard Rex, c.o.b. as ‘Can-Am Satellites’, and c.o.b. as ‘Can Am Satellites’ and c.o.b. as ‘CanAm Satellites’ and c.o.b. as ‘Can Am Satellite’ and c.o.b. as ‘Can Am Sat’ and c.o.b. as ‘Can-Am Satellites Digital Media Group’ and c.o.b. as ‘Can-Am Digital Media Group’ and c.o.b. as ‘Digital Media Group’, Anne Marie Halley a.k.a. Anne Marie Rex, Michael Rex a.k.a. Mike Rex, Rodney Kibler a.k.a. Rod Kibler, Lee-Anne Patterson, Michelle Lee, Jay Raymond, Jason Anthony, John Doe 1 to 20, Jane Doe 1 to 20 and any other person or persons found on the premises or identified as working at the premises at 22409 McIntosh Avenue, Maple Ridge, British Columbia, who operate or work for businesses carrying on business under the name and style of ‘Can-Am Satellites’, ‘Can Am Satellites’, ‘CanAm Satellites’, ‘Can Am Satellite’, ‘Can Am Sat’, ‘Can-Am Satellites Digital Media Group’, ‘Can-Am Digital Media Group’, ‘Digital Media Group’, or one or more of them *Respondents*

and

The Attorney General of Canada, the Canadian Motion Picture Distributors Association, DIRECTV, Inc., the Canadian Alliance for Freedom of Information and Ideas, and the Congres Iberoamericain du Canada *Interveners*

INDEXED AS: BELL EXPRESSVU LIMITED PARTNERSHIP v. REX

Neutral citation: 2002 SCC 42.

File No.: 28227.

2001: December 4; 2002: April 26.

**Bell ExpressVu Limited
Partnership** *Appelante*

c.

Richard Rex, Richard Rex, faisant affaire sous les dénominations sociales ‘Can-Am Satellites’, ‘Can Am Satellites’, ‘CanAm Satellites’, ‘Can Am Satellite’, ‘Can Am Sat’, ‘Can-Am Satellites Digital Media Group’, ‘Can-Am Digital Media Group’ et ‘Digital Media Group’, Anne Marie Halley, alias Anne Marie Rex, Michael Rex, alias Mike Rex, Rodney Kibler, alias Rod Kibler, Lee-Anne Patterson, Michelle Lee, Jay Raymond, Jason Anthony, M. Untel 1 à 20, M^{me} Unetelle 1 à 20 et toute autre personne qui a été vue travaillant dans les locaux situés au 22409, avenue McIntosh, Maple Ridge, Colombie-Britannique, ou identifiée comme étant une telle personne, qui exploite des entreprises, ou l’une ou plusieurs de celles-ci, faisant affaire sous les dénominations sociales ‘Can-Am Satellites’, ‘Can Am Satellites’, ‘CanAm Satellites’, ‘Can Am Satellite’, ‘Can Am Sat’, ‘Can-Am Satellites Digital Media Group’, ‘Can-Am Digital Media Group’, ‘Digital Media Group’, ou qui travaille pour ces entreprises ou pour l’une ou plusieurs de celles-ci *Intimés*

et

Le procureur général du Canada, l’Association canadienne des distributeurs de films, DIRECTV, Inc., la Canadian Alliance for Freedom of Information and Ideas et le Congres Iberoamericain du Canada *Intervenants*

RÉPERTORIÉ : BELL EXPRESSVU LIMITED PARTNERSHIP c. REX

Référence neutre : 2002 CSC 42.

N° du greffe : 28227.

2001 : 4 décembre; 2002 : 26 avril.

Present: L'Heureux-Dubé, Iacobucci, Major, Bastarache, Binnie, Arbour and LeBel JJ.

Présents : Les juges L'Heureux-Dubé, Iacobucci, Major, Bastarache, Binnie, Arbour et LeBel.

ON APPEAL FROM THE COURT OF APPEAL FOR
BRITISH COLUMBIA

EN APPEL DE LA COUR D'APPEL DE LA
COLOMBIE-BRITANNIQUE

Communications law — Radiocommunications — Direct-to-home distribution of television programming — Decoding in Canada of encrypted signals originating from foreign satellite distributor — Whether s. 9(1)(c) of Radiocommunication Act prohibits decoding of all encrypted satellite signals, with a limited exception, or whether it bars only unauthorized decoding of signals that emanate from licensed Canadian distributors — Radiocommunication Act, R.S.C. 1985, c. R-2, s. 9(1)(c).

Droit des communications — Radiocommunication — Distribution de programmation télévisuelle par satellite de radiodiffusion directe — Décodage au Canada de signaux encodés émanant de distributeurs étrangers utilisant des satellites — L'article 9(1)(c) de la Loi sur la radiocommunication interdit-il le décodage de tous les signaux encodés émis par des satellites, sous réserve d'une exception limitée, ou prohibe-t-il seulement le décodage de signaux émanant de distributeurs canadiens titulaires de licence? — Loi sur la radiocommunication, L.R.C. 1985, ch. R-2, art. 9(1)(c).

Statutes — Interpretation — Principles — Contextual approach — Grammatical and ordinary sense — “Charter values” to be used as an interpretive principle only in circumstances of genuine ambiguity.

Lois — Interprétation — Principes — Approche contextuelle — Sens ordinaire et grammatical — Recours aux « valeurs de la Charte » comme principe d'interprétation seulement en cas d'ambiguïté véritable.

Appeals — Constitutional questions — Factual record necessary for constitutional questions to be answered.

Appels — Questions constitutionnelles — Refus de répondre aux questions constitutionnelles pour cause d'absence de fondement factuel.

The appellant engages in the distribution of direct-to-home (DTH) television programming and encrypts its signals to control reception. The respondents sell U.S. decoding systems to Canadian customers that enable them to receive and watch U.S. DTH programming. They also provide U.S. mailing addresses to their customers who do not have one, since the U.S. broadcasters will not knowingly authorize their signals to be decoded by persons outside the United States. The appellant, as a licensed distribution undertaking, brought an action in the British Columbia Supreme Court, pursuant to ss. 9(1)(c) and 18(1) of the *Radiocommunication Act*, requesting in part an injunction prohibiting the respondents from assisting resident Canadians in subscribing to and decoding U.S. DTH programming. Section 9(1)(c) enjoins the decoding of encrypted signals without the authorization of the “lawful distributor of the signal or feed”. The chambers judge declined to grant the injunctive relief. A majority of the Court of Appeal held that there is no contravention of s. 9(1)(c) where a person decodes unregulated signals such as those broadcast by the U.S. DTH companies, and dismissed the appellant’s appeal.

L'appelante, une entreprise de distribution de programmation télévisuelle par satellite de radiodiffusion directe (« SRD »), encode ses signaux pour en circonscrire la réception. Les intimés vendent à des clients canadiens des décodeurs américains leur permettant de recevoir et de regarder de la programmation SRD américaine. Ils fournissent en outre une adresse postale aux États-Unis à ceux de leurs clients qui n'en possèdent pas déjà une, car les radiodiffuseurs américains n'autorisent pas sciemment le décodage de leurs signaux par des personnes se trouvant à l'extérieur des États-Unis. L'appelante, à titre d'entreprise de distribution titulaire d'une licence, a intenté une action devant la Cour suprême de la Colombie-Britannique en vertu de l'al. 9(1)(c) et du par. 18(1) de la *Loi sur la radiocommunication*, sollicitant notamment une injonction interdisant aux intimés d'aider des résidents canadiens à s'abonner à la programmation SRD américaine et à décoder les signaux pertinents. L'alinéa 9(1)(c) interdit « de décoder, sans l'autorisation de leur distributeur légitime, [...] un signal d'abonnement ou une alimentation réseau ». Le juge siégeant en chambre a refusé l'injonction demandée. La Cour d'appel à la majorité a jugé que la personne qui décode des signaux non visés par la réglementation, tels ceux diffusés par les entreprises SRD américaines, ne contrevient pas à la disposition en question et elle a rejeté l'appel formé par l'appelante.

Held: The appeal should be allowed. Section 9(1)(c) of the Act prohibits the decoding of all encrypted satellite signals, with a limited exception.

It is necessary in every case for the court charged with interpreting a provision to undertake the preferred contextual and purposive interpretive approach before determining that the words are ambiguous. This requires reading the words of the Act in their entire context and in their grammatical and ordinary sense harmoniously with the scheme of the Act, the object of the Act and the intention of Parliament. It is only when genuine ambiguity arises between two or more plausible readings, each equally in accordance with the intentions of the statute, that the courts need to resort to external interpretive aids, including other principles of interpretation such as the strict construction of penal statutes and the “*Charter values*” presumption.

When the entire context of s. 9(1)(c) is considered, and its words are read in their grammatical and ordinary sense in harmony with the legislative framework in which the provision is found, there is no ambiguity and accordingly no need to resort to any of the subsidiary principles of statutory interpretation. Because the *Radiocommunication Act* does not prohibit the broadcasting of subscription programming signals (apart from s. 9(1)(e), which forbids their unauthorized retransmission within Canada) and only concerns decrypting that occurs in Canada or other locations contemplated in s. 3(3), this does not give rise to any extra-territorial exercise of authority. Parliament intended to create an absolute bar on Canadian residents’ decoding encrypted programming signals. The only exception to this prohibition occurs where authorization is acquired from a distributor holding the necessary legal rights in Canada to transmit the signal and provide the required authorization. The U.S. DTH distributors in the present case are not “lawful distributors” under the Act. This interpretation of s. 9(1)(c) as an absolute prohibition with a limited exception accords well with the objectives set out in the *Broadcasting Act* and complements the scheme of the *Copyright Act*.

The constitutional questions stated in this appeal are not answered because there is no *Charter* record permitting this Court to address the stated questions. A party cannot rely upon an entirely new argument that would have required additional evidence to be adduced at trial. “*Charter values*” cannot inform the interpretation given to s. 9(1)(c) of the *Radiocommunication Act*, for these

Arrêt : Le pourvoi est accueilli. L’alinéa 9(1)(c) interdit le décodage de tous les signaux encodés transmis par satellite, sous réserve d’une exception limitée.

Le tribunal appelé à interpréter une disposition législative doit, dans chaque cas, se livrer à l’analyse contextuelle et téléologique privilégiée avant de décider si le texte de la disposition est ambigu. À cette fin, il lui faut lire les mots de la disposition dans leur contexte global en suivant le sens ordinaire et grammatical qui s’harmonise avec l’esprit de la loi, l’objet de celle-ci et l’intention du législateur. C’est uniquement lorsque au moins deux interprétations plausibles, qui s’harmonisent chacune également avec l’intention du législateur, créent une ambiguïté véritable que les tribunaux doivent recourir à des moyens d’interprétation externes, y compris d’autres principes d’interprétation — telles l’interprétation stricte des lois pénales et la présomption de respect des « valeurs de la *Charte* ».

L’examen du contexte global de l’al. 9(1)(c) et l’interprétation des mots qui le composent suivant leur sens ordinaire et grammatical, en conformité avec le cadre législatif dans lequel s’inscrit cette disposition, ne révèlent aucune ambiguïté et il n’est en conséquence pas nécessaire de recourir à l’un ou l’autre des principes subsidiaires d’interprétation législative. Puisque la *Loi sur la radiocommunication* n’interdit pas la radiodiffusion de signaux d’abonnement (exception faite de l’al. 9(1)(e) qui interdit la retransmission non autorisée au Canada de tels signaux) et ne s’applique qu’au décodage survenant au Canada et aux autres endroits prévus au par. 3(3), la présente affaire ne soulève aucune question touchant à l’exercice extra-territorial de certains pouvoirs. Le législateur entendait interdire de manière absolue aux résidents du Canada de décoder des signaux d’abonnement encodés. La seule exception à cette interdiction est le cas où l’intéressé a obtenu l’autorisation de le faire du distributeur détenant au Canada les droits requis pour transmettre le signal concerné et en permettre le décodage. En l’espèce, les radiodiffuseurs SRD américains ne sont pas des « distributeurs légitimes » au sens de la Loi. Le fait de considérer que l’al. 9(1)(c) établit une interdiction absolue assortie d’une exception limitée est une interprétation qui s’accorde bien avec les objets de la *Loi sur la radiodiffusion* et qui complète le régime établi par la *Loi sur le droit d’auteur*.

Aucune réponse n’a été donnée à l’égard des questions constitutionnelles, puisque le dossier ne comportait pas d’éléments relatifs à la *Charte* propres à permettre à la Cour de se prononcer sur ces questions. Une partie ne peut invoquer un argument entièrement nouveau qui aurait nécessité la production d’éléments de preuve additionnels au procès. Les « valeurs de la *Charte* » ne peuvent être

values are to be used as an interpretive principle only in circumstances of genuine ambiguity. A blanket presumption of *Charter* consistency could sometimes frustrate true legislative intent, contrary to what is mandated by the preferred approach to statutory construction, and wrongly upset the dialogic balance among the branches of governance. Where a statute is unambiguous, courts must give effect to the clearly expressed legislative intent and avoid using the *Charter* to achieve a different result.

Cases Cited

Not followed: *R. v. Love* (1997), 117 Man. R. (2d) 123; *R. v. Ereiser* (1997), 156 Sask. R. 71; *R. v. LeBlanc*, [1997] N.S.J. No. 476 (QL); *R. v. Thériault*, [2000] R.J.Q. 2736, aff'd Sup. Ct. Drummondville, No. 405-36-000044-003, June 13, 2001; *R. v. Gregory Électronique Inc.*, [2000] Q.J. No. 4923 (QL), aff'd [2001] Q.J. No. 4925 (QL); *R. v. S.D.S. Satellite Inc.*, C.Q. Laval, No. 540-73-000055-980, October 31, 2000; *R. v. Branton* (2001), 53 O.R. (3d) 737; **referred to:** *Canada (Attorney General) v. Mossop*, [1993] 1 S.C.R. 554; *R. v. Open Sky Inc.*, [1994] M.J. No. 734 (QL), aff'd (1995), 106 Man. R. (2d) 37, leave to appeal ref'd (1996), 110 Man. R. (2d) 153; *R. v. King*, [1996] N.B.J. No. 449 (QL), rev'd (1997), 187 N.B.R. (2d) 185; *R. v. Knibb* (1997), 198 A.R. 161, aff'd [1998] A.J. No. 628 (QL); *ExpressVu Inc. v. NII Norsat International Inc.*, [1998] 1 F.C. 245, aff'd (1997), 222 N.R. 213; *WIC Premium Television Ltd. v. General Instrument Corp.* (2000), 272 A.R. 201, 2000 ABQB 628; *Canada (Procureure générale) v. Pearlman*, [2001] R.J.Q. 2026; *Ryan v. 361779 Alberta Ltd.* (1997), 208 A.R. 396; *R. v. Scullion*, [2001] R.J.Q. 2018; *Stubart Investments Ltd. v. The Queen*, [1984] 1 S.C.R. 536; *Québec (Communauté urbaine) v. Corp. Notre-Dame de Bon-Secours*, [1994] 3 S.C.R. 3; *Rizzo & Rizzo Shoes Ltd. (Re)*, [1998] 1 S.C.R. 27; *R. v. Gladue*, [1999] 1 S.C.R. 688; *R. v. Araujo*, [2000] 2 S.C.R. 992, 2000 SCC 65; *R. v. Sharpe*, [2001] 1 S.C.R. 45, 2001 SCC 2; *Chieu v. Canada (Minister of Citizenship and Immigration)*, [2002] 1 S.C.R. 84, 2002 SCC 3; *R. v. Ulybel Enterprises Ltd.*, [2001] 2 S.C.R. 867, 2001 SCC 56; *Stoddard v. Watson*, [1993] 2 S.C.R. 1069; *Pointe-Claire (City) v. Quebec (Labour Court)*, [1997] 1 S.C.R. 1015; *Marcotte v. Deputy Attorney General for Canada*, [1976] 1 S.C.R. 108; *R. v. Goullis* (1981), 33 O.R. (2d) 55; *R. v. Hasselwander*, [1993] 2 S.C.R. 398; *R. v. Russell*, [2001] 2 S.C.R. 804, 2001 SCC 53; *Westminster Bank Ltd. v. Zang*, [1966] A.C. 182; *CanadianOxy Chemicals Ltd. v. Canada (Attorney General)*, [1999] 1 S.C.R. 743; *Quebec (Attorney General) v. Carrières Ste-Thérèse Ltée*, [1985] 1 S.C.R. 831; *Corbiere v. Canada (Minister of Indian*

utilisées pour éclairer l'interprétation de l'al. 9(1)c), puisqu'elles ne doivent être utilisées comme principe d'interprétation qu'en cas d'ambiguïté véritable. L'application d'une présomption générale de conformité à la *Charte* pourrait parfois contrecarrer le respect de l'intention véritable du législateur, contrairement à ce que prescrit la démarche privilégiée en matière d'interprétation législative, et perturber à tort l'équilibre dialogique entre les pouvoirs législatif, exécutif et judiciaire. Lorsqu'une loi n'est pas ambiguë, les tribunaux doivent donner effet à l'intention clairement exprimée par le législateur et éviter d'utiliser la *Charte* pour arriver à un résultat différent.

Jurisprudence

Arrêts non suivis : *R. c. Love* (1997), 117 Man. R. (2d) 123; *R. c. Ereiser* (1997), 156 Sask. R. 71; *R. c. LeBlanc*, [1997] N.S.J. No. 476 (QL); *R. c. Thériault*, [2000] R.J.Q. 2736, conf. par C.S. Drummondville, n° 405-36-000044-003, 13 juin 2001; *R. c. Gregory Électronique Inc.*, [2000] J.Q. n° 4923 (QL), conf. par [2001] J.Q. n° 4925 (QL); *R. c. S.D.S. Satellite Inc.*, C.Q. Laval, n° 540-73-000055-980, 31 octobre 2000; *R. c. Branton* (2001), 53 O.R. (3d) 737; **arrêts mentionnés :** *Canada (Procureur général) c. Mossop*, [1993] 1 R.C.S. 554; *R. c. Open Sky Inc.*, [1994] M.J. No. 734 (QL), conf. par (1995), 106 Man. R. (2d) 37, autorisation d'appel refusée (1996), 110 Man. R. (2d) 153; *R. c. King*, [1996] N.B.J. No. 449 (QL), inf. par (1997), 187 R.N.-B. (2d) 185; *R. c. Knibb* (1997), 198 A.R. 161, conf. par [1998] A.J. No. 628 (QL); *ExpressVu Inc. c. NII Norsat International Inc.*, [1998] 1 C.F. 245, conf. par [1997] A.C.F. n° 1563 (QL); *WIC Premium Television Ltd. c. General Instrument Corp.* (2000), 272 A.R. 201, 2000 ABQB 628; *Canada (Procureure générale) c. Pearlman*, [2001] R.J.Q. 2026; *Ryan c. 361779 Alberta Ltd.* (1997), 208 A.R. 396; *R. c. Scullion*, [2001] R.J.Q. 2018; *Stubart Investments Ltd. c. La Reine*, [1984] 1 R.C.S. 536; *Québec (Communauté urbaine) c. Corp. Notre-Dame de Bon-Secours*, [1994] 3 R.C.S. 3; *Rizzo & Rizzo Shoes Ltd. (Re)*, [1998] 1 R.C.S. 27; *R. c. Gladue*, [1999] 1 R.C.S. 688; *R. c. Araujo*, [2000] 2 R.C.S. 992, 2000 CSC 65; *R. c. Sharpe*, [2001] 1 R.C.S. 45, 2001 CSC 2; *Chieu c. Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration)*, [2002] 1 R.C.S. 84, 2002 CSC 3; *R. c. Ulybel Enterprises Ltd.*, [2001] 2 R.C.S. 867, 2001 CSC 56; *Stoddard c. Watson*, [1993] 2 R.C.S. 1069; *Pointe-Claire (Ville) c. Québec (Tribunal du travail)*, [1997] 1 R.C.S. 1015; *Marcotte c. Sous-procureur général du Canada*, [1976] 1 R.C.S. 108; *R. c. Goullis* (1981), 33 O.R. (2d) 55; *R. c. Hasselwander*, [1993] 2 R.C.S. 398; *R. c. Russell*, [2001] 2 R.C.S. 804, 2001 CSC 53; *Westminster Bank Ltd. c. Zang*, [1966] A.C. 182; *CanadianOxy Chemicals Ltd. c. Canada (Procureur général)*, [1999] 1 R.C.S. 743; *Québec (Procureur général) c. Carrières Ste-Thérèse Ltée*, [1985] 1 R.C.S. 831;

and Northern Affairs), [1999] 2 S.C.R. 203; *Bisaillon v. Keable*, [1983] 2 S.C.R. 60; *Perka v. The Queen*, [1984] 2 S.C.R. 232; *Idziak v. Canada (Minister of Justice)*, [1992] 3 S.C.R. 631; *R. v. Gayle* (2001), 54 O.R. (3d) 36, leave to appeal to S.C.C. refused, [2002] 1 S.C.R. vii; *Moyse v. Alberta (Labour Relations Board)*, [1989] 1 S.C.R. 1572; *Danson v. Ontario (Attorney General)*, [1990] 2 S.C.R. 1086; *Baron v. Canada*, [1993] 1 S.C.R. 416; *R. v. Mills*, [1999] 3 S.C.R. 668; *Borowski v. Canada (Attorney General)*, [1989] 1 S.C.R. 342; *RWDSU v. Dolphin Delivery Ltd.*, [1986] 2 S.C.R. 573; *Cloutier v. Langlois*, [1990] 1 S.C.R. 158; *R. v. Salituro*, [1991] 3 S.C.R. 654; *R. v. Golden*, [2001] 3 S.C.R. 679, 2001 SCC 83; *R.W.D.S.U., Local 558 v. Pepsi-Cola Canada Beverages (West) Ltd.*, [2002] 1 S.C.R. 156, 2002 SCC 8; *Hills v. Canada (Attorney General)*, [1988] 1 S.C.R. 513; *Slaight Communications Inc. v. Davidson*, [1989] 1 S.C.R. 1038; *R. v. Zundel*, [1992] 2 S.C.R. 731; *R. v. Nova Scotia Pharmaceutical Society*, [1992] 2 S.C.R. 606; *R. v. Lucas*, [1998] 1 S.C.R. 439; *Symes v. Canada*, [1993] 4 S.C.R. 695; *Willick v. Willick*, [1994] 3 S.C.R. 670; *Vriend v. Alberta*, [1998] 1 S.C.R. 493.

Statutes and Regulations Cited

Broadcasting Act, Direction to the CRTC (Ineligibility of Non-Canadians), SOR/96-192.
Broadcasting Act, S.C. 1991, c. 11, ss. 2(1) “broadcasting”, “broadcasting undertaking”, “distribution undertaking”, (2) [rep. & sub. 1993, c. 38, s. 81], (3), 3.
Canadian Charter of Rights and Freedoms, ss. 1, 2(b).
Copyright Act, R.S.C. 1985, c. C-42, ss. 21 [rep. 1994, c. 47, s. 59; ad. 1997, c. 24, s. 14], 31(2) [rep. c. 10 (4th Supp.), s. 7; ad. 1988, c. 65, s. 63; s. 28.01 renumbered as s. 31, 1997, c. 24, s. 16].
Interpretation Act, R.S.C. 1985, c. I-21, ss. 10, 12.
Radiocommunication Act, R.S.C. 1985, c. R-2, ss. 2, “broadcasting”, “encrypted” [ad. 1991, c. 11, s. 81], “lawful distributor” [idem], “radiocommunication” or “radio”, “subscription programming signal” [idem], 3(3)(a), (b) [rep. & sub. 1989, c. 17, s. 4], (c) [idem; am. 1996, c. 31, s. 94], 5(1)(a), 9(1)(c) [ad. 1989, c. 17, s. 6; am. 1991, c. 11, s. 83], (e) [ad. 1991, c. 11, s. 83], 10(1)(b) [ad. 1989, c. 17, s. 6], (2.1) [ad. 1991, c. 11, s. 84], (2.5) [idem], 18(1) [idem, s. 85], (6) [idem].
Rules of the Supreme Court of Canada, SOR/83-74, Rule 32.

Authors Cited

Canadian Oxford Dictionary. Edited by Katherine Barber. Toronto: Oxford University Press, 1998, “a”.

Corbiere c. Canada (Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien), [1999] 2 R.C.S. 203; *Bisaillon c. Keable*, [1983] 2 R.C.S. 60; *Perka c. La Reine*, [1984] 2 R.C.S. 232; *Idziak c. Canada (Ministre de la Justice)*, [1992] 3 R.C.S. 631; *R. c. Gayle* (2001), 54 O.R. (3d) 36, autorisation d’appel à la C.S.C. refusée, [2002] 1 R.C.S. vii; *Moyse c. Alberta (Labour Relations Board)*, [1989] 1 R.C.S. 1572; *Danson c. Ontario (Procureur général)*, [1990] 2 R.C.S. 1086; *Baron c. Canada*, [1993] 1 R.C.S. 416; *R. c. Mills*, [1999] 3 R.C.S. 668; *Borowski c. Canada (Procureur général)*, [1989] 1 R.C.S. 342; *SDGMR c. Dolphin Delivery Ltd.*, [1986] 2 R.C.S. 573; *Cloutier c. Langlois*, [1990] 1 R.C.S. 158; *R. c. Salituro*, [1991] 3 R.C.S. 654; *R. c. Golden*, [2001] 3 R.C.S. 679, 2001 CSC 83; *S.D.G.M.R., section locale 558 c. Pepsi-Cola Canada Beverages (West) Ltd.*, [2002] 1 R.C.S. 156, 2002 CSC 8; *Hills c. Canada (Procureur général)*, [1988] 1 R.C.S. 513; *Slaight Communications Inc. c. Davidson*, [1989] 1 R.C.S. 1038; *R. c. Zundel*, [1992] 2 R.C.S. 731; *R. c. Nova Scotia Pharmaceutical Society*, [1992] 2 R.C.S. 606; *R. c. Lucas*, [1998] 1 R.C.S. 439; *Symes c. Canada*, [1993] 4 R.C.S. 695; *Willick c. Willick*, [1994] 3 R.C.S. 670; *Vriend c. Alberta*, [1998] 1 R.C.S. 493.

Lois et règlements cités

Charte canadienne des droits et libertés, art. 1, 2b).
Loi d’interprétation, L.R.C. 1985, ch. I-21, art. 10, 12.
Loi sur la radiocommunication, L.R.C. 1985, ch. R-2, art. 2 « distributeur légitime » [aj. 1991, ch. 11, art. 81], « encodage » [idem], « radiocommunication » ou « radio », « radiodiffusion », « signal d’abonnement » [idem], 3(3)a), b) [abr. & rempl. 1989, ch. 17, art. 4], c) [idem; mod. 1996, ch. 31, art. 94], 5(1)a), 9(1)c) [aj. 1989, ch. 17, art. 6; mod. 1991, ch. 11, art. 83], e) [aj. 1991, ch. 11, art. 83], 10(1)b) [aj. 1989, ch. 17, art. 6]; (2.1) [aj. 1991, ch. 11, art. 84], (2.5) [idem], 18(1) [idem, art. 85], (6) [idem].
Loi sur la radiodiffusion, L.C. 1991, ch. 11, art. 2(1) « entreprise de distribution », « entreprise de radiodiffusion », « radiodiffusion », (2) [abr. & rempl. 1993, ch. 38, art. 81], (3), 3.
Loi sur la radiodiffusion, Instructions au CRTC (inadmissibilité de non-Canadiens), DORS/96-192.
Loi sur le droit d’auteur, L.R.C. 1985, ch. C-42, art. 21 [abr. 1994, ch. 47, art. 59; aj. 1997, ch. 24, art. 14], 31(2) [abr. ch. 10 (4^e suppl.), art. 7; aj. 1988, ch. 65, art. 63; art. 28.01 devient l’art. 31, 1997, ch. 24, art. 16; mod. idem, art. 52(1)a)].
Règles de la Cour suprême du Canada, DORS/83-74, art. 32.

Doctrine citée

Crane, Brian A., and Henry S. Brown. *Supreme Court of Canada Practice 2000*. Scarborough, Ont. : Thomson Professional Publishing Canada, 1999.

Crane, Brian A., and Henry S. Brown. *Supreme Court of Canada Practice 2000*. Scarborough, Ont.: Thomson Professional Publishing Canada, 1999.

Driedger, Elmer A. *Construction of Statutes*, 2nd ed. Toronto: Butterworths, 1983.

Eliadis, F. Pearl, and Stuart C. McCormack. "Vanquishing Wizards, Pirates and Musketeers: The Regulation of Encrypted Satellite TV Signals" (1993), 3 *M.C.L.R.* 211.

Handa, Sunny, et al. *Communications Law in Canada*, loose-leaf ed. Toronto: Butterworths, 2000 (including Service Issues 2001).

Sullivan, Ruth. *Driedger on the Construction of Statutes*, 3rd ed. Toronto: Butterworths, 1994.

Willis, John. "Statute Interpretation in a Nutshell" (1938), 16 *Can. Bar Rev.* 1.

APPEAL from a judgment of the British Columbia Court of Appeal (2000), 191 D.L.R. (4th) 662, 9 W.W.R. 205, 142 B.C.A.C. 230, 233 W.A.C. 230, 79 B.C.L.R. (3d) 250, [2000] B.C.J. No. 1803 (QL), 2000 BCCA 493, dismissing an appeal from a decision of the British Columbia Supreme Court, [1999] B.C.J. No. 3092 (QL), refusing to grant an injunction. Appeal allowed.

K. William McKenzie, Eugene Meehan, Q.C., and Jessica Duncan, for the appellant.

Alan D. Gold and Maureen McGuire, for all respondents except Michelle Lee.

Graham R. Garton, Q.C., and Christopher Rupar, for the intervener the Attorney General of Canada.

Roger T. Hughes, Q.C., for the intervener the Canadian Motion Picture Distributors Association.

Christopher D. Bredt, Jeffrey D. Vallis and Davit D. Akman, for the intervener DIRECTV, Inc.

Ian W. M. Angus, for the intervener the Canadian Alliance for Freedom of Information and Ideas.

Alan Riddell, for the intervener the Congress Iberoamerican du Canada.

The judgment of the Court was delivered by

IACOBUCCI J. —

I. Introduction

This appeal involves an issue that has divided courts in our country. It concerns the proper interpretation of s. 9(1)(c) of the *Radiocommunication*

Driedger, Elmer A. Construction of Statutes, 2nd ed. Toronto : Butterworths, 1983.

Eliadis, F. Pearl, and Stuart C. McCormack. « Vanquishing Wizards, Pirates and Musketeers : The Regulation of Encrypted Satellite TV Signals » (1993), 3 *M.C.L.R.* 211.

Grand Robert de la langue française, 2^e éd., t. 6. Paris : Dictionnaires Le Robert, 2001, « un, une ».

Handa, Sunny, et al. *Communications Law in Canada*, loose-leaf ed. Toronto : Butterworths, 2000 (including Service Issues 2001).

Sullivan, Ruth. *Driedger on the Construction of Statutes*, 3rd ed. Toronto : Butterworths, 1994.

Willis, John. « Statute Interpretation in a Nutshell » (1938), 16 *R. du B. can.* 1.

POURVOI contre un arrêt de la Cour d'appel de la Colombie-Britannique (2000), 191 D.L.R. (4th) 662, 9 W.W.R. 205, 142 B.C.A.C. 230, 233 W.A.C. 230, 79 B.C.L.R. (3d) 250, [2000] B.C.J. No. 1803 (QL), 2000 BCCA 493, qui a rejeté l'appel formé contre une décision de la Cour suprême de la Colombie-Britannique, [1999] B.C.J. No. 3092 (QL). Pourvoi accueilli.

K. William McKenzie, Eugene Meehan, c.r., et Jessica Duncan, pour l'appelante.

Alan D. Gold et Maureen McGuire, pour tous les intimés, à l'exception de Michelle Lee.

Graham R. Garton, c.r., et Christopher Rupar, pour l'intervenant le procureur général du Canada.

Roger T. Hughes, c.r., pour l'intervenante l'Association canadienne des distributeurs de films.

Christopher D. Bredt, Jeffrey D. Vallis et Davit D. Akman, pour l'intervenante DIRECTV, Inc.

Ian W. M. Angus, pour l'intervenante la Canadian Alliance for Freedom of Information and Ideas.

Alan Riddell, pour l'intervenant le Congrès Iberoaméricain du Canada.

Version française du jugement de la Cour rendu par

LE JUGE IACOBUCCI —

I. Introduction

Le présent pourvoi porte sur une question qui divise les tribunaux du pays, en l'occurrence l'interprétation qu'il convient de donner à l'al.

Act, R.S.C. 1985, c. R-2 (as am. by S.C. 1991, c. 11, s. 83). In practical terms, the issue is whether s. 9(1)(c) prohibits the decoding of all encrypted satellite signals, with a limited exception, or whether it bars only the unauthorized decoding of signals that emanate from licensed Canadian distributors.

The respondents facilitate what is generally referred to as “grey marketing” of foreign broadcast signals. Although there is much debate — indeed rhetoric — about the term, it is not necessary to enter that discussion in these reasons. Rather, the central issue is the much narrower one surrounding the above statutory provision: does s. 9(1)(c) operate on these facts to prohibit the decryption of encrypted signals emanating from U.S. broadcasters? For the reasons that follow, my conclusion is that it does have this effect. Consequently, I would allow the appeal.

II. Background

The appellant is a limited partnership engaged in the distribution of direct-to-home (“DTH”) television programming. It is one of two current providers licensed by the Canadian Radio-television and Telecommunications Commission (“CRTC”) as a DTH distribution undertaking under the *Broadcasting Act*, S.C. 1991, c. 11. There are two similar DTH satellite television distributors in the United States, neither of which possesses a CRTC licence. The door has effectively been shut on foreign entry into the regulated Canadian broadcast market since April 1996, when the Governor in Council directed the CRTC not to issue, amend or renew broadcasting licences for non-Canadian applicants (SOR/96-192). The U.S. companies are, however, licensed by their country’s Federal Communications Commission to broadcast their signals within that country. The intervenor DIRECTV is the larger of these two U.S. companies.

9(1)(c) de la *Loi sur la radiocommunication*, L.R.C. 1985, ch. R-2 (mod. par L.C. 1991, ch. 11, art. 83). Plus concrètement, il s’agit de décider si l’al. 9(1)(c) interdit le décodage de tous les signaux encodés transmis par satellite, sous réserve d’une exception limitée, ou s’il interdit seulement le décodage non autorisé des signaux émanant de distributeurs canadiens titulaires d’une licence.

Les intimés facilitent ce que l’on appelle généralement le « marché gris » de la radiodiffusion des signaux étrangers. Quoique cette expression suscite de nombreux débats — de fait une polémique — il n’est pas nécessaire d’y prendre part dans les présents motifs. En effet, la question fondamentale est plus restreinte et touche à l’interprétation de la disposition en cause : Eu égard aux faits de l’espèce, l’al. 9(1)(c) a-t-il pour effet d’interdire le décodage des signaux encodés émanant de radiodiffuseurs américains? Pour les motifs qui suivent, j’arrive à la conclusion que cette disposition produit cet effet. En conséquence, j’accueillerais le pourvoi.

II. Contexte

L’appelante, une société en commandite, est une entreprise de distribution d’émissions de télévision par satellite de radiodiffusion directe (ci-après « entreprise de distribution SRD » ou « radiodiffuseur SRD »). Elle est l’un des deux fournisseurs qui exploitent actuellement la licence d’entreprise de distribution SRD que leur a accordée le Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes (le « CRTC ») en vertu de la *Loi sur la radiodiffusion*, L.C. 1991, ch. 11. Il existe deux distributeurs dans la même situation aux États-Unis, mais aucun n’est titulaire d’une licence du CRTC. Le marché de la radiodiffusion réglementée au Canada est effectivement fermé aux non-Canadiens depuis avril 1996, par suite de la décision du gouverneur en conseil ordonnant au CRTC de ne pas délivrer de licences de radiodiffusion ni d’accorder de modification ou de renouvellement de telles licences aux demandeurs qui sont des non-Canadiens (DORS/96-192). Cependant, les entreprises américaines sont titulaires de licences délivrées par la Federal Communications Commission des États-Unis qui les autorisent à diffuser leurs signaux dans ce pays. L’intervenante DIRECTV est la plus importante des deux sociétés américaines.

4

DTH broadcasting makes use of satellite technology to transmit television programming signals to viewers. All DTH broadcasters own or have access to one or more satellites located in geosynchronous orbit, in a fixed position relative to the globe. The satellites are usually separated by a few degrees of Earth longitude, occupying “slots” assigned by international convention to their various countries of affiliation. The DTH broadcasters send their signals from land-based uplink stations to the satellites, which then diffuse the signals over a broad aspect of the Earth’s surface, covering an area referred to as a “footprint”. The broadcasting range of the satellites is oblivious to international boundaries and often extends over the territory of multiple countries. Any person who is somewhere within the footprint and equipped with the proper reception devices (typically, a small satellite reception dish antenna, amplifier, and receiver) can receive the signal.

Les fournisseurs de services de radiodiffusion directe transmettent leurs signaux aux téléspectateurs au moyen de satellites. Ils possèdent tous un ou plusieurs satellites en orbite géosynchrone, ou ont accès à de tels appareils. Seulement quelques degrés de longitude terrestre séparent habituellement les satellites, qui occupent les créneaux orbitaux attribués par convention internationale à chacun des différents pays signataires. À partir de stations terrestres de transmission sens terre-satellite, les fournisseurs de services de radiodiffusion directe transmettent leurs signaux aux satellites, qui les rediffusent sur une large portion de la surface terrestre, qu’on appelle l’« empreinte » du satellite. Les signaux relayés par satellite ont une portée qui ne respecte pas les frontières internationales et s’étend souvent à de nombreux pays. Toute personne qui se trouve à l’intérieur de l’empreinte et dispose du matériel requis (en général une petite antenne parabolique de réception, un amplificateur et un récepteur) peut capter les signaux.

5

The appellant makes use of satellites owned and operated by Telesat Canada, a Canadian company. Moreover, like every other DTH broadcaster in Canada and the U.S., the appellant encrypts its signals to control reception. To decode or unscramble the appellant’s signals so as to permit intelligible viewing, customers must possess an additional decoding system that is specific to the appellant: the decoding systems used by other DTH broadcasters are not cross-compatible and cannot be used to decode the appellant’s signals. The operational component of the decoding system is a computerized “smart card” that bears a unique code and is remotely accessible by the appellant. Through this device, once a customer has chosen and subscribed to a programming package, and rendered the appropriate fee, the appellant can communicate to the decoder that the customer is authorized to decode its signals. The decoder is then activated and the customer receives unscrambled programming.

L’appelante utilise les satellites d’une entreprise canadienne, Telesat Canada. De plus, comme tous les autres radiodiffuseurs SRD au Canada et aux États-Unis, l’appelante encode ses signaux pour en circonscrire la réception. Pour décoder ou débrouiller les signaux de l’appelante et obtenir leur réception en clair, le client doit être muni d’un dispositif supplémentaire propre à l’appelante, les décodeurs des différents distributeurs n’étant pas compatibles entre eux. L’élément fonctionnel du décodeur est constitué d’une carte à puce à code unique que l’appelante active à distance. Grâce à ce dispositif, une fois que le client a choisi un bloc d’émissions et payé les frais d’abonnement, l’appelante peut transmettre au décodeur le message indiquant que le client est autorisé à décoder ses signaux. Le décodeur est ensuite activé et le client a accès à la programmation débrouillée.

6

The respondent, Richard Rex, carries on business as Can-Am Satellites. The other respondents are employees of, or independent contractors working for, Can-Am Satellites. The respondents are engaged in the business of selling U.S. DTH decoding

L’intimé Richard Rex exploite une entreprise connue sous le nom Can-Am Satellites. Les autres intimés sont soit des employés de Can-Am Satellites soit des entrepreneurs indépendants retenus par celle-ci. Les intimés vendent des

systems to Canadian customers who wish to subscribe to the services offered by the U.S. DTH broadcasters, which make use of satellites owned and operated by U.S. companies and parked in orbital slots assigned to the U.S. The footprints pertaining to the U.S. DTH broadcasters are large enough for their signals to be receivable in much of Canada, but because these broadcasters will not knowingly authorize their signals to be decoded by persons outside of the U.S., the respondents also provide U.S. mailing addresses for their customers who do not already have one. The respondents then contact the U.S. DTH broadcasters on behalf of their customers, providing the customer's name, U.S. mailing address, and credit card number. Apparently, this suffices to satisfy the U.S. DTH broadcasters that the subscriber is resident in the U.S., and they then activate the customer's smart card.

In the past, the respondents were providing similar services for U.S. residents, so that they could obtain authorization to decode the Canadian appellant's programming signals. The respondents were authorized sales agents for the appellant at the time, but because this constituted a breach of the terms of the agency agreement, the appellant unilaterally terminated the relationship.

The present appeal arises from an action brought by the appellant in the Supreme Court of British Columbia. The appellant, as a licensed distribution undertaking, commenced the action pursuant to ss. 9(1)(c) and 18(1) of the *Radiocommunication Act*. As part of the relief it sought, the appellant requested an injunction prohibiting the respondents from assisting resident Canadians in subscribing to and decoding U.S. DTH programming. The chambers judge hearing the matter declined to grant the injunctive relief, and directed that the trial of the matter proceed on an expedited basis. On appeal of the chambers judge's ruling, Huddart J.A. dissenting, the Court of Appeal for British Columbia dismissed the appellant's appeal.

décodeurs américains de signaux SRD aux clients canadiens qui désirent s'abonner aux services offerts par les radiodiffuseurs SRD américains, lesquels utilisent des satellites qui appartiennent à des sociétés américaines et qui sont exploités par celles-ci et occupent des créneaux orbitaux ayant été attribués aux États-Unis. Les empreintes des radiodiffuseurs SRD américains sont suffisamment larges pour que leurs signaux puissent être captés presque partout au Canada. Mais comme ces radiodiffuseurs n'autorisent pas sciemment le décodage de leurs signaux par des personnes se trouvant à l'extérieur des États-Unis, les intimés fournissent en outre une adresse postale aux États-Unis à ceux de leurs clients qui n'en possèdent pas déjà une. Les intimés communiquent ensuite avec les radiodiffuseurs SRD américains pour le compte de leurs clients, fournissant les noms, adresse postale aux États-Unis et numéro de carte de crédit de chacun de ceux-ci. Il semble que cela soit suffisant pour convaincre les radiodiffuseurs américains que l'abonné est un résident des États-Unis. La carte à puce du client est ensuite activée.

Dans le passé, les intimés offraient des services analogues à des résidents des États-Unis, de façon à pouvoir obtenir l'autorisation de décoder les signaux de l'appelante. Les intimés étaient des vendeurs autorisés de l'appelante à l'époque, mais comme cette pratique constituait un manquement à la convention de mandat, l'appelante a mis fin unilatéralement à leurs relations.

Le présent pourvoi fait suite à une action intentée par l'appelante devant la Cour suprême de la Colombie-Britannique. L'appelante, à titre d'entreprise de distribution titulaire d'une licence, a pris action en vertu de l'al. 9(1)c) et du par. 18(1) de la *Loi sur la radiocommunication*. Elle a notamment demandé une injonction interdisant aux intimés d'aider des résidents canadiens à s'abonner aux émissions transmises par des services SRD américains et à décoder les signaux pertinents. Le juge siégeant en chambre qui a été saisi de la demande a refusé l'injonction demandée et a ordonné que l'affaire soit entendue promptement. En appel de cette décision, la Cour d'appel de la Colombie-Britannique a débouté l'appelante, madame le juge Huddart rédisant des motifs de dissidence.

9

The appellant applied for leave to appeal to this Court, which was granted on April 19, 2001, with costs to the applicant in any event of the cause ([2001] 1 S.C.R. vi). The Chief Justice granted the respondents' subsequent motion to state constitutional questions on September 4, 2001.

III. Relevant Statutory Provisions

10

The *Radiocommunication Act* is one of the legislative pillars of Canada's broadcasting framework. It and another of the pillars, the *Broadcasting Act*, provide context that is of central importance to this appeal. I set out the most pertinent provisions below. I will cite other provisions throughout the course of my reasons as they become relevant.

11

Radiocommunication Act, R.S.C. 1985, c. R-2

2. In this Act,

“broadcasting” means any radiocommunication in which the transmissions are intended for direct reception by the general public;

. . . .

“encrypted” means treated electronically or otherwise for the purpose of preventing intelligible reception;

“lawful distributor”, in relation to an encrypted subscription programming signal or encrypted network feed, means a person who has the lawful right in Canada to transmit it and authorize its decoding;

. . . .

“radiocommunication” or “radio” means any transmission, emission or reception of signs, signals, writing, images, sounds or intelligence of any nature by means of electromagnetic waves of frequencies lower than 3 000 GHz propagated in space without artificial guide;

. . . .

“subscription programming signal” means radiocommunication that is intended for reception either directly or indirectly by the public in Canada or elsewhere on payment of a subscription fee or other charge;

L'appelante a sollicité l'autorisation de se pourvoir devant notre Cour, qui a fait droit à sa demande le 19 avril 2001, avec dépens en faveur de la demanderesse quelle que soit l'issue de l'appel ([2001] 1 R.C.S. vi). Le 4 septembre 2001, le Juge en chef a accueilli la requête présentée subséquemment par les intimés afin d'obtenir la formulation de questions constitutionnelles.

III. Dispositions législatives applicables

La *Loi sur la radiocommunication* est l'un des piliers législatifs du système canadien de radiodiffusion. Cette loi, ainsi qu'une autre tout aussi importante, la *Loi sur la radiodiffusion*, établissent le contexte crucial pour juger le présent pourvoi. Les dispositions les plus pertinentes sont reproduites ci-après, mais j'en citerai d'autres au besoin dans l'exposé de mes motifs.

Loi sur la radiocommunication, L.R.C. 1985, ch. R-2

2. Les définitions qui suivent s'appliquent à la présente loi.

. . . .

« distributeur légitime » La personne légitimement autorisée, au Canada, à transmettre un signal d'abonnement ou une alimentation réseau, en situation d'encodage, et à en permettre le décodage.

« encodage » Traitement électronique ou autre visant à empêcher la réception en clair.

. . . .

« radiocommunication » ou « radio » Toute transmission, émission ou réception de signes, de signaux, d'écrits, d'images, de sons ou de renseignements de toute nature, au moyen d'ondes électromagnétiques de fréquences inférieures à 3 000 GHz transmises dans l'espace sans guide artificiel.

« radiodiffusion » Toute radiocommunication dont les émissions sont destinées à être reçues directement par le public en général.

. . . .

« signal d'abonnement » Radiocommunication destinée à être reçue, directement ou non, par le public au Canada ou ailleurs moyennant paiement d'un prix d'abonnement ou de toute autre forme de redevance.

9. (1) No person shall

. . .

(c) decode an encrypted subscription programming signal or encrypted network feed otherwise than under and in accordance with an authorization from the lawful distributor of the signal or feed;

. . .

10. (1) Every person who

. . .

(b) without lawful excuse, manufactures, imports, distributes, leases, offers for sale, sells, installs, modifies, operates or possesses any equipment or device, or any component thereof, under circumstances that give rise to a reasonable inference that the equipment, device or component has been used, or is or was intended to be used, for the purpose of contravening section 9,

. . .

is guilty of an offence punishable on summary conviction and is liable, in the case of an individual, to a fine not exceeding five thousand dollars or to imprisonment for a term not exceeding one year, or to both, or, in the case of a corporation, to a fine not exceeding twenty-five thousand dollars.

. . .

(2.1) Every person who contravenes paragraph 9(1)(c) or (d) is guilty of an offence punishable on summary conviction and is liable, in the case of an individual, to a fine not exceeding ten thousand dollars or to imprisonment for a term not exceeding six months, or to both, or, in the case of a corporation, to a fine not exceeding twenty-five thousand dollars.

. . .

(2.5) No person shall be convicted of an offence under paragraph 9(1)(c), (d) or (e) if the person exercised all due diligence to prevent the commission of the offence.

. . .

9. (1) Il est interdit :

. . .

c) de décoder, sans l'autorisation de leur distributeur légitime ou en contravention avec celle-ci, un signal d'abonnement ou une alimentation réseau;

. . .

10. (1) Commet une infraction et encourt, sur déclaration de culpabilité par procédure sommaire, dans le cas d'une personne physique, une amende maximale de cinq mille dollars et un emprisonnement maximal d'un an, ou l'une de ces peines, ou, dans le cas d'une personne morale, une amende maximale de vingt-cinq mille dollars quiconque, selon le cas :

. . .

b) sans excuse légitime, fabrique, importe, distribue, loue, met en vente, vend, installe, modifie, exploite ou possède tout matériel ou dispositif, ou composante de celui-ci, dans des circonstances donnant à penser que l'un ou l'autre est utilisé en vue d'enfreindre l'article 9, l'a été ou est destiné à l'être;

. . .

(2.1) Quiconque contrevient aux alinéas 9(1)c) ou d) commet une infraction et encourt, sur déclaration de culpabilité par procédure sommaire, dans le cas d'une personne physique, une amende maximale de dix mille dollars et un emprisonnement maximal de six mois, ou l'une de ces peines, dans le cas d'une personne morale, une amende maximale de vingt-cinq mille dollars.

. . .

(2.5) Nul ne peut être déclaré coupable de l'infraction visée aux alinéas 9(1)c), d) ou e) s'il a pris les mesures nécessaires pour l'empêcher.

. . .

18. (1) Any person who

(a) holds an interest in the content of a subscription programming signal or network feed, by virtue of copyright ownership or a licence granted by a copyright owner,

. . . .

(c) holds a licence to carry on a broadcasting undertaking issued by the Canadian Radio-television and Telecommunications Commission under the *Broadcasting Act*, or

. . . .

may, where the person has suffered loss or damage as a result of conduct that is contrary to paragraph 9(1)(c), (d) or (e) or 10(1)(b), in any court of competent jurisdiction, sue for and recover damages from the person who engaged in the conduct, or obtain such other remedy, by way of injunction, accounting or otherwise, as the court considers appropriate.

. . . .

(6) Nothing in this section affects any right or remedy that an aggrieved person may have under the *Copyright Act*.

Broadcasting Act, S.C. 1991, c. 11

2. (1) In this Act,

“broadcasting” means any transmission of programs, whether or not encrypted, by radio waves or other means of telecommunication for reception by the public by means of broadcasting receiving apparatus, but does not include any such transmission of programs that is made solely for performance or display in a public place;

. . . .

“broadcasting undertaking” includes a distribution undertaking, a programming undertaking and a network;

. . . .

“distribution undertaking” means an undertaking for the reception of broadcasting and the retransmission thereof by radio waves or other means of telecommunication to more than one permanent or

18. (1) Peut former, devant tout tribunal compétent, un recours civil à l’encontre du contrevenant quiconque a subi une perte ou des dommages par suite d’une contravention aux alinéas 9(1)c), d) ou e) ou 10(1)b) et :

a) soit détient, à titre de titulaire du droit d’auteur ou d’une licence accordée par ce dernier, un droit dans le contenu d’un signal d’abonnement ou d’une alimentation réseau;

. . . .

c) soit est titulaire d’une licence attribuée, au titre de la *Loi sur la radiodiffusion*, par le Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes et l’autorisant à exploiter une entreprise de radiodiffusion;

. . . .

Cette personne est admise à exercer tous recours, notamment par voie de dommages-intérêts, d’injonction ou de reddition de compte, selon ce que le tribunal estime indiqué.

. . . .

(6) Le présent article ne porte pas atteinte aux droits et aux recours prévus par la *Loi sur le droit d’auteur*.

Loi sur la radiodiffusion, L.C. 1991, ch. 11

2. (1) Les définitions qui suivent s’appliquent à la présente loi.

. . . .

« entreprise de distribution » Entreprise de réception de radiodiffusion pour retransmission, à l’aide d’ondes radioélectriques ou d’un autre moyen de télécommunication, en vue de sa réception dans plusieurs résidences permanentes ou temporaires ou locaux d’habitation, ou en vue de sa réception par une autre entreprise semblable.

. . . .

« entreprise de radiodiffusion » S’entend notamment d’une entreprise de distribution ou de programmation, ou d’un réseau.

. . . .

temporary residence or dwelling unit or to another such undertaking;

« radiodiffusion » Transmission, à l'aide d'ondes radio-électriques ou de tout autre moyen de télécommunication, d'émissions encodées ou non et destinées à être reçues par le public à l'aide d'un récepteur, à l'exception de celle qui est destinée à la présentation dans un lieu public seulement.

(2) For the purposes of this Act, “other means of telecommunication” means any wire, cable, radio, optical or other electromagnetic system, or any similar technical system.

(2) Pour l'application de la présente loi, sont inclus dans les moyens de télécommunication les systèmes électromagnétiques — notamment les fils, les câbles et les systèmes radio ou optiques —, ainsi que les autres procédés techniques semblables.

(3) This Act shall be construed and applied in a manner that is consistent with the freedom of expression and journalistic, creative and programming independence enjoyed by broadcasting undertakings.

(3) L'interprétation et l'application de la présente loi doivent se faire de manière compatible avec la liberté d'expression et l'indépendance, en matière de journalisme, de création et de programmation, dont jouissent les entreprises de radiodiffusion.

3. (1) It is hereby declared as the broadcasting policy for Canada that

3. (1) Il est déclaré que, dans le cadre de la politique canadienne de radiodiffusion :

(a) the Canadian broadcasting system shall be effectively owned and controlled by Canadians;

a) le système canadien de radiodiffusion doit être, effectivement, la propriété des Canadiens et sous leur contrôle;

(b) the Canadian broadcasting system, operating primarily in the English and French languages and comprising public, private and community elements, makes use of radio frequencies that are public property and provides, through its programming, a public service essential to the maintenance and enhancement of national identity and cultural sovereignty;

b) le système canadien de radiodiffusion, composé d'éléments publics, privés et communautaires, utilise des fréquences qui sont du domaine public et offre, par sa programmation essentiellement en français et en anglais, un service public essentiel pour le maintien et la valorisation de l'identité nationale et de la souveraineté culturelle;

(d) the Canadian broadcasting system should

d) le système canadien de radiodiffusion devrait :

(i) serve to safeguard, enrich and strengthen the cultural, political, social and economic fabric of Canada,

(i) servir à sauvegarder, enrichir et renforcer la structure culturelle, politique, sociale et économique du Canada,

(ii) encourage the development of Canadian expression by providing a wide range of programming that reflects Canadian attitudes, opinions, ideas, values and artistic creativity, by displaying Canadian talent in entertainment programming and by offering information and analysis concerning Canada and other countries from a Canadian point of view,

(ii) favoriser l'épanouissement de l'expression canadienne en proposant une très large programmation qui traduise des attitudes, des opinions, des idées, des valeurs et une créativité artistique canadiennes, qui mette en valeur des divertissements faisant appel à des artistes canadiens et qui fournisse de l'information et de l'analyse concernant le Canada et l'étranger considérés d'un point de vue canadien,

(iii) through its programming and the employment opportunities arising out of its operations, serve the needs and interests, and reflect the circumstances

(iii) par sa programmation et par les chances que son fonctionnement offre en matière d'emploi, répondre aux besoins et aux intérêts, et refléter la condition

and aspirations, of Canadian men, women and children, including equal rights, the linguistic duality and multicultural and multiracial nature of Canadian society and the special place of aboriginal peoples within that society, and

(iv) be readily adaptable to scientific and technological change;

. . .

(t) distribution undertakings

(i) should give priority to the carriage of Canadian programming services and, in particular, to the carriage of local Canadian stations,

(ii) should provide efficient delivery of programming at affordable rates, using the most effective technologies available at reasonable cost,

(iii) should, where programming services are supplied to them by broadcasting undertakings pursuant to contractual arrangements, provide reasonable terms for the carriage, packaging and retailing of those programming services, and

(iv) may, where the Commission considers it appropriate, originate programming, including local programming, on such terms as are conducive to the achievement of the objectives of the broadcasting policy set out in this subsection, and in particular provide access for underserved linguistic and cultural minority communities.

(2) It is further declared that the Canadian broadcasting system constitutes a single system and that the objectives of the broadcasting policy set out in subsection (1) can best be achieved by providing for the regulation and supervision of the Canadian broadcasting system by a single independent public authority.

Copyright Act, R.S.C. 1985, c. C-42

21. (1) Subject to subsection (2), a broadcaster has a copyright in the communication signals that it broadcasts, consisting of the sole right to do the following in relation to the communication signal or any substantial part thereof:

(a) to fix it,

(b) to reproduce any fixation of it that was made without the broadcaster's consent,

et les aspirations, des hommes, des femmes et des enfants canadiens, notamment l'égalité sur le plan des droits, la dualité linguistique et le caractère multiculturel et multiracial de la société canadienne ainsi que la place particulière qu'y occupent les peuples autochtones,

(iv) demeurer aisément adaptable aux progrès scientifiques et techniques;

. . .

t) les entreprises de distribution :

(i) devraient donner priorité à la fourniture des services de programmation canadienne, et ce en particulier par les stations locales canadiennes,

(ii) devraient assurer efficacement, à l'aide des techniques les plus efficaces, la fourniture de la programmation à des tarifs abordables,

(iii) devraient offrir des conditions acceptables relativement à la fourniture, la combinaison et la vente des services de programmation qui leur sont fournis, aux termes d'un contrat, par les entreprises de radiodiffusion,

(iv) peuvent, si le Conseil le juge opportun, créer une programmation — locale ou autre — de nature à favoriser la réalisation des objectifs de la politique canadienne de radiodiffusion, et en particulier à permettre aux minorités linguistiques et culturelles mal desservies d'avoir accès aux services de radiodiffusion.

(2) Il est déclaré en outre que le système canadien de radiodiffusion constitue un système unique et que la meilleure façon d'atteindre les objectifs de la politique canadienne de radiodiffusion consiste à confier la réglementation et la surveillance du système canadien de radiodiffusion à un seul organisme public autonome.

Loi sur le droit d'auteur, L.R.C. 1985, ch. C-42

21. (1) Sous réserve du paragraphe (2), le radiodiffuseur a un droit d'auteur qui comporte le droit exclusif, à l'égard du signal de communication qu'il émet ou de toute partie importante de celui-ci :

a) de le fixer;

b) d'en reproduire toute fixation faite sans son autorisation;

(c) to authorize another broadcaster to retransmit it to the public simultaneously with its broadcast, and

(d) in the case of a television communication signal, to perform it in a place open to the public on payment of an entrance fee,

and to authorize any act described in paragraph (a), (b) or (d).

31. . . .

(2) It is not an infringement of copyright to communicate to the public by telecommunication any literary, dramatic, musical or artistic work if

(a) the communication is a retransmission of a local or distant signal;

(b) the retransmission is lawful under the *Broadcasting Act*;

(c) the signal is retransmitted simultaneously and in its entirety, except as otherwise required or permitted by or under the laws of Canada; and

(d) in the case of the retransmission of a distant signal, the retransmitter has paid any royalties, and complied with any terms and conditions, fixed under this Act.

IV. Judgments Below

A. *Supreme Court of British Columbia*, [1999] B.C.J. No. 3092 (QL)

In a judgment delivered orally in chambers, Brenner J. (now C.J.B.C.S.C.) noted that there is conflicting jurisprudence on the interpretation of s. 9(1)(c). It was the chambers judge's opinion, however, that the provision is unambiguous, and that it poses no contradiction to the remainder of the *Radiocommunication Act*. He interpreted s. 9(1)(c) as applying only to the theft of signals from "lawful distributors" in Canada, and not applying to the "paid subscription by Canadians to signals from distributors outside Canada" (para. 20). He reasoned (at paras. 18-19):

The offence in that section that was created by the language Parliament chose to use was the offence of stealing encrypted signals from distributors in Canada. In my view, if Parliament had intended in that section to make it an offence in Canada to decode foreign encrypted

c) d'autoriser un autre radiodiffuseur à le retransmettre au public simultanément à son émission;

d) d'exécuter en public un signal de communication télévisuel en un lieu accessible au public moyennant droit d'entrée.

Il a aussi le droit d'autoriser les actes visés aux alinéas a), b) et d).

31. . . .

(2) Ne constitue pas une violation du droit d'auteur la communication au public, par télécommunication, d'une œuvre, lorsqu'elle consiste en la retransmission d'un signal local ou éloigné, selon le cas, celle-ci étant licite en vertu de la *Loi sur la radiodiffusion*, que le signal est retransmis, sauf obligation ou permission légale ou réglementaire, intégralement et simultanément et que, dans le cas de la retransmission d'un signal éloigné, le retransmetteur a acquitté les redevances et respecté les modalités fixées sous le régime de la présente loi.

IV. Les décisions des juridictions inférieures

A. *Cour suprême de la Colombie-Britannique*, [1999] B.C.J. No. 3092 (QL)

Dans un jugement prononcé de vive voix dans son cabinet, le juge Brenner (maintenant juge en chef de la C.S.C.-B.) a souligné l'existence de décisions ayant interprété de façon contradictoire l'al. 9(1)c). À son avis, cependant, cette disposition n'est ni ambiguë ni incompatible avec les autres dispositions de la *Loi sur la radiocommunication*. Selon lui, l'al. 9(1)c) ne s'applique qu'au vol de signaux commis contre un « distributeur légitime » au Canada, et non aux [TRADUCTION] « abonnements pris et payés par des Canadiens afin de recevoir des signaux transmis par des distributeurs de l'extérieur du Canada » (par. 20). Le juge Brenner a fait le raisonnement suivant (aux par. 18-19) :

[TRADUCTION] Dans cette disposition, l'infraction créée par le législateur au moyen de libellé qu'il a choisi d'utiliser est le vol de signaux encodés aux distributeurs situés au Canada. À mon sens, si, comme le prétend [l'appelante], le législateur avait voulu que l'infraction soit le

transmissions originating outside Canada as contended by the [appellant], it would have said so. In s. 9(1)(c) Parliament could have used language prohibiting the unauthorized decoding of all or any subscription programming in Canada. This, it chose not to do.

The interpretation of s. 9(1)(c) asserted by the [appellant] makes no distinction between those who subscribe and pay for services from non-resident distributors and those who steal the signals of lawful distributors in Canada. That interpretation would create a theft offence applicable to persons in Canada who are nonetheless paying for the services they receive. If Parliament had intended s. 9(1)(c) to apply to such conduct, it would have said so in clear language. In my view the quasi criminal provisions in the Radiocommunication Act should not be interpreted in this manner in the absence of such clear parliamentary language.

13 Brenner J. therefore refused to grant the injunctive relief sought by the appellant. He directed that the trial of the matter proceed on an expedited basis.

B. *Court of Appeal for British Columbia* (2000), 79 B.C.L.R. (3d) 250, 2000 BCCA 493

14 The majority of the Court of Appeal, in a judgment written by Finch J.A. (now C.J.B.C.), identified two divergent strands of case law regarding the proper interpretation of s. 9(1)(c). The majority also noted that judgments representing each side had found the provision to be unambiguous; in its assessment, though, “[l]egislation which can reasonably be said to bear two unambiguous but contradictory, interpretations must, at the very least, be said to be ambiguous” (para. 35). For this reason, and the fact that s. 9(1)(c) bears penal consequences, the majority held that the “narrower interpretation adopted by the chambers judge . . . must . . . prevail” (para. 35). Conflicting authorities aside, however, the majority was prepared to reach the same result through application of the principles of statutory construction.

décodage, au Canada, d’un signal émanant de l’extérieur du Canada, il l’aurait dit. Le législateur aurait pu, à l’al. 9(1)(c), interdire expressément le décodage non autorisé de tout signal d’abonnement. Or il a décidé de ne pas le faire.

L’interprétation de l’al. 9(1)(c) préconisée par [l’appelante] ne fait aucune distinction entre la personne qui s’abonne, moyennant paiement, aux services d’un distributeur non résidant et la personne qui vole les signaux d’un distributeur légitime au Canada. Suivant une telle interprétation, une personne résidant au Canada pourrait commettre un vol, même si elle paie les services qu’elle reçoit. Si le législateur avait voulu que l’al. 9(1)(c) s’applique à cette situation, il l’aurait dit clairement. Selon moi, les dispositions quasi pénales de la Loi sur la radiocommunication ne doivent pas être interprétées ainsi en l’absence d’une disposition législative claire à cet effet.

Le juge Brenner a en conséquence refusé à l’appelante l’injonction qu’elle demandait et il a ordonné que l’affaire soit entendue promptement.

B. *Cour d’appel de la Colombie-Britannique* (2000), 79 B.C.L.R. (3d) 250, 2000 BCCA 493

S’exprimant pour les juges majoritaires de la Cour d’appel, le juge Finch (maintenant juge en chef de la Colombie-Britannique) a relevé deux courants jurisprudentiels divergents concernant l’interprétation qu’il convient de donner à l’al. 9(1)(c). Les juges majoritaires ont également souligné que, dans des jugements de chacun de ces courants, on a jugé que la disposition n’était pas ambiguë, mais, de l’avis des juges de la majorité, [TRADUCTION] « [u]ne disposition dont on peut raisonnablement dire qu’elle se prête à deux interprétations non ambiguës mais contradictoires doit à tout le moins être considérée comme ambiguë » (par. 35). Pour cette raison et parce que l’al. 9(1)(c) entraîne des conséquences du point de vue pénal, les juges majoritaires ont conclu que [TRADUCTION] « l’interprétation restrictive du juge siégeant en chambre [. . .] doit [. . .] être retenue » (par. 35). Toutefois, indépendamment de la jurisprudence contradictoire, la majorité était disposée à aboutir au même résultat par l’application des principes d’interprétation législative.

Section 9(1)(c) enjoins the decoding of encrypted signals without the authorization of the “lawful distributor of the signal or feed” (emphasis added). The majority interpreted the legislator’s choice of the definite article “the”, underlined in the above phrase, to mean that the prohibition applies only “to signals broadcast by lawful distributors who are licensed to authorize decoding of that signal” (para. 36). In other words, “[i]f there is no lawful distributor for an encrypted subscription program signal in Canada, there can be no one licensed to authorize its decoding” (para. 36). Consequently, according to the majority, there is no contravention of s. 9(1)(c) where a person decodes unregulated signals such as those broadcast by the U.S. DTH companies.

The majority characterized s. 9(1)(c) as being clearly directed at regulation of the recipient rather than the distributor, but stated that Parliament had not chosen language that would prohibit the decoding of encrypted signals regardless of origin. Rather, in the majority’s view, Parliament elected to regulate merely in respect of signals transmitted by parties who are authorized by Canadian law to do so. Dismissing the appellant’s argument regarding the words “or elsewhere” in the definition of “subscription programming signal”, the majority held that “the fact that a subscription program signal originating outside Canada was intended for reception outside Canada, does not avoid the requirement in s. 9(1)(c) that the decoding of such signals is only unlawful if it is done without the authorization of a lawful distributor” (para. 40).

Basing its reasons on these considerations, the majority held that it was unnecessary to address “the wider policy issues” or the issues arising from the *Canadian Charter of Rights and Freedoms* (para. 44). Finding no error in the chambers judge’s interpretation, the majority dismissed the appeal.

Aux termes du texte anglais de l’al. 9(1)c), il est interdit de décoder un signal d’abonnement ou une alimentation réseau sans l’autorisation du « *lawful distributor of the signal or feed* » (je souligne). La majorité a considéré que le fait que le législateur ait choisi d’utiliser l’article défini « *the* » — qui est souligné dans l’extrait qui précède — signifie que l’interdiction ne s’applique qu’aux [TRADUCTION] « signaux radiodiffusés par les distributeurs légitimes titulaires d’une licence les autorisant à permettre le décodage du signal en question » (par. 36). En d’autres termes, [TRADUCTION] « [s]i un signal d’abonnement n’a pas de distributeur légitime au Canada, personne ne saurait être autorisé à en permettre le décodage » (par. 36). Par conséquent, la majorité a conclu que la personne qui décode des signaux non visés par la réglementation, tels ceux diffusés par les entreprises SRD américaines, ne contrevient pas à l’al. 9(1)c).

La majorité a jugé que l’al. 9(1)c) visait clairement la personne qui reçoit le signal et non celle qui le distribue, mais elle a ajouté que le législateur ne s’était pas exprimé d’une manière qui aurait pour effet d’interdire le décodage de tout signal encodé, indépendamment de son origine. Au contraire, de l’avis de la majorité, le législateur a plutôt décidé de réglementer uniquement les signaux transmis par des personnes légalement autorisées par le droit canadien à le faire. Rejetant la thèse de l’appelante concernant les mots « *or elsewhere* » (« ou ailleurs » en français) employés dans la définition de « signal d’abonnement », la majorité a conclu que [TRADUCTION] « le fait qu’un signal d’abonnement émanant de l’extérieur du Canada soit destiné à être capté à l’extérieur du Canada n’empêche pas que, suivant l’al. 9(1)c), le décodage d’un tel signal n’est illégal que s’il a lieu sans la permission d’un distributeur légitime » (par. 40).

S’appuyant sur ces considérations, la majorité a estimé qu’il était inutile d’examiner [TRADUCTION] « les questions de principe plus générales » ou les questions touchant à l’application de la *Charte canadienne des droits et libertés* (par. 44). Ne relevant aucune erreur dans l’interprétation du juge siégeant en chambre, la majorité a rejeté l’appel.

15

2002 SCC 42 (CanLII)

16

17

18 Dissenting, Huddart J.A. considered the text of s. 9(1)(c) in light of the definitions set out in s. 2, and concluded that Parliamentary intent was evident: the provision “simply render[s] unlawful the decoding in Canada of all encrypted programming signals . . . regardless of their source or intended destination”, except where authorization is given by a person having the lawful right in Canada to transmit and authorize the decoding of the signals (para. 48). She stressed that the line of cases relied upon by the chambers judge “[a]t most . . . provides support for a less inclusive interpretation of s. 9(1)(c) than its wording suggests on its face because it has penal consequences” (para. 54), and proceeded to set out a number of reasons for which these cases should not be followed.

19 For one, “the task of interpreting a statutory provision does not begin with its being typed as penal. The task of interpretation is a search for the intention of Parliament” (para. 55). As well, the more restrictive reading of s. 9(1)(c) “ignores the broader policy objective” of the governing regulatory scheme, this being “the maintenance of a distinctively Canadian broadcasting industry in a large country with a small population within the transmission footprint of arguably the most culturally assertive country in the world with a population ten times larger” (para. 49). Huddart J.A. also referred to the existence of copyright interests, and stated that “[i]t can reasonably be inferred that U.S. distributors have commercial or legal reasons apart from Canadian laws for not seeking a Canadian market. . . . Yet only Canada can control the reception of foreign signals in Canada” (para. 50).

20 Huddart J.A. declined the respondents’ invitation to read s. 9(1)(c) in a manner that “respect[s] section 2(b) of the *Charter*” (para. 57), relying on *Canada*

Dissidente, madame le juge Huddart a examiné le texte de l’al. 9(1)c) à la lumière des définitions figurant à l’art. 2 et elle a estimé que l’intention du législateur était évidente : la disposition [TRADUCTION] « a tout simplement pour effet de frapper d’illégalité le décodage au Canada de tous les signaux d’abonnement encodés [. . .] indépendamment de leur source ou de leur destination », sauf dans les cas où la personne légitimement autorisée au Canada à transmettre le signal concerné et à en permettre le décodage accorde la permission de le faire (par. 48). Elle a souligné que les décisions invoquées par le juge siégeant en chambre [TRADUCTION] « [t]out au plus [. . .] appuient une interprétation de l’al. 9(1)c) lui reconnaissant une portée moins exhaustive que celle suggérée par son libellé, en raison des conséquences qu’il emporte du point de vue pénal » (par. 54), puis elle énonce un certain nombre de raisons pour lesquelles ces décisions ne devraient pas être suivies.

Tout d’abord, [TRADUCTION] « on n’amorce pas l’interprétation d’une disposition législative en la qualifiant de pénale. L’interprétation consiste à dégager l’intention du législateur » (par. 55). De plus, l’interprétation restrictive de l’al. 9(1)c) [TRADUCTION] « ne tient pas compte de l’objectif directeur plus général » du cadre réglementaire applicable, savoir « l’existence d’un système de radiodiffusion véritablement canadien dans un pays au vaste territoire mais faiblement peuplé, et ce à l’intérieur de l’empreinte de transmission d’un pays à la population dix fois plus grande et qui, peut-on prétendre, est celui qui répand le plus sa culture aux quatre coins du monde » (par. 49). Le juge Huddart a également fait état de la question des droits d’auteur et affirmé qu’[TRADUCTION] « [i]l est raisonnablement possible d’inférer que, indépendamment des lois canadiennes, les distributeurs américains ont des motifs commerciaux ou juridiques de ne pas s’attaquer au marché canadien. [. . .] Néanmoins, seul le Canada peut régir la réception de signaux étrangers au Canada » (par. 50).

S’appuyant sur l’arrêt *Canada (Procureur général) c. Mossop*, [1993] 1 R.C.S. 554, madame le juge Huddart a refusé de donner à l’al. 9(1)c) une

(*Attorney General*) v. *Mossop*, [1993] 1 S.C.R. 554, in this regard. She then concluded (at para. 58):

In summary, I am not persuaded the line of cases on which the chambers judge relied establish the provision is ambiguous or capable of contradictory meanings. I do not consider courts have found two entirely different unambiguous meanings for the provision. The words of section 9(1)(c), taken alone, provide a clear basis for the determination of Parliament's intention. That meaning is consistent with the purpose of the entire regulatory scheme in the context of the international copyright agreements, with the purpose of the *Act* within that scheme, and with the scheme of the *Act* itself. Those cases interpreting the provision differently have done so with the purpose of narrowing its application to avoid penal consequences of what Parliament clearly intended to have penal consequences, as at least one of the judges taking that view explicitly acknowledged in his reasons. In my view it takes a convoluted reading of the provision to produce the result reached by the court in *R. v. Love* [(1997), 117 Man. R. (2d) 123 (Q.B.)], and the decisions that have followed it.

Huddart J.A. would have allowed the appeal and granted the declaration requested by the appellant.

V. Issues

This appeal raises three issues:

1. Does s. 9(1)(c) of the *Radiocommunication Act* create an absolute prohibition against decoding, followed by a limited exception, or does it allow all decoding, except for those signals for which there is a lawful distributor who has not granted its authorization?
2. Is s. 9(1)(c) of the *Radiocommunication Act* inconsistent with s. 2(b) of the *Canadian Charter of Rights and Freedoms*?
3. If the answer to the above question is “yes”, can the statutory provision be justified pursuant to s. 1 of the *Charter*?

interprétation [TRADUCTION] « respect[ant] l'al. 2b) de la *Charte* » (par. 57), comme l'invitaient à le faire les intimés. Elle a ensuite conclu ainsi (au par. 58) :

[TRADUCTION] En résumé, je ne suis pas persuadée que la jurisprudence sur laquelle s'est fondé le juge siégeant en chambre établit que la disposition est ambiguë ou susceptible d'interprétations contradictoires. Je n'estime pas que les tribunaux ont dégagé deux interprétations tout à fait différentes mais non équivoques. Considéré isolément, le texte de l'al. 9(1)c) permet de dégager clairement l'intention du législateur. Cette interprétation est compatible avec l'objet de l'ensemble du cadre réglementaire dans le contexte des conventions internationales sur le droit d'auteur, avec l'objet de la *Loi* à l'intérieur de ce cadre et avec le régime établi par la *Loi* elle-même. Les juges et les tribunaux qui ont interprété la disposition différemment l'ont fait pour limiter son application de manière à éviter les conséquences d'ordre pénal, alors que le législateur a manifestement voulu que les actes en question produisent de telles conséquences, comme au moins un des juges souscrivant à cette thèse l'a reconnu expressément dans ses motifs. À mon avis, il faut donner une interprétation alambiquée à cette disposition pour arriver à la conclusion tirée dans *R. c. Love* [(1997), 117 Man. R. (2d) 123 (B.R.)] et dans les décisions qui l'ont suivie.

Le juge Huddart aurait accueilli le pourvoi et rendu le jugement déclaratoire demandé par l'appelante.

V. Les questions en litige

Le présent pourvoi soulève trois questions :

1. L'alinéa 9(1)c) de la *Loi sur la radiocommunication* interdit-il le décodage de manière absolue, sous réserve d'une exception limitée, ou autorise-t-il le décodage de tous les signaux, sauf ceux pour lesquels il existe un distributeur légitime qui n'a pas donné l'autorisation de le faire?
2. L'alinéa 9(1)c) de la *Loi sur la radiocommunication* est-il incompatible avec l'al. 2b) de la *Charte canadienne des droits et libertés*?
3. Dans l'affirmative, la disposition législative peut-elle être justifiée au regard de l'article premier de la *Charte*?

VI. AnalysisA. *Introduction*

22

It is no exaggeration to state that s. 9(1)(c) of the federal *Radiocommunication Act* has received inconsistent application in the courts of this country. On one hand, there is a series of cases interpreting the provision (or suggesting that it might be interpreted) so as to create an absolute prohibition, with a limited exception where authorization from a lawful Canadian distributor is received: *R. v. Open Sky Inc.*, [1994] M.J. No. 734 (QL) (Prov. Ct.), at para. 36, aff'd (1995), 106 Man. R. (2d) 37 (Q.B.) (*sub nom. R. v. O'Connor*), at para. 10, leave to appeal refused on other grounds (1996), 110 Man. R. (2d) 153 (C.A.); *R. v. King*, [1996] N.B.J. No. 449 (QL) (Q.B.), at paras. 19-20, rev'd on other grounds (1997), 187 N.B.R. (2d) 185 (C.A.) (*sub nom. King v. Canada (Attorney General)*); *R. v. Knibb* (1997), 198 A.R. 161 (Prov. Ct.), aff'd [1998] A.J. No. 628 (QL) (Q.B.) (*sub nom. R. v. Quality Electronics (Taber) Ltd.*); *ExpressVu Inc. v. NII Norsat International Inc.*, [1998] 1 F.C. 245 (T.D.), aff'd (1997), 222 N.R. 213 (F.C.A.); *WIC Premium Television Ltd. v. General Instrument Corp.* (2000), 272 A.R. 201, 2000 ABQB 628, at para. 72; *Canada (Procureure générale) v. Pearlman*, [2001] R.J.Q. 2026 (C.Q.), at p. 2034.

23

On the other hand, there are a number of conflicting cases that have adopted the more restrictive interpretation favoured by the majority of the Court of Appeal for British Columbia in the case at bar: *R. v. Love* (1997), 117 Man. R. (2d) 123 (Q.B.); *R. v. Ereiser* (1997), 156 Sask. R. 71 (Q.B.); *R. v. LeBlanc*, [1997] N.S.J. No. 476 (QL) (S.C.); *Ryan v. 361779 Alberta Ltd.* (1997), 208 A.R. 396 (Prov. Ct.), at para. 12; *R. v. Thériault*, [2000] R.J.Q. 2736 (C.Q.), aff'd Sup. Ct. Drummondville, No. 405-36-000044-003, June 13, 2001 (*sub nom. R. v. D'Argy*); *R. v. Gregory Électronique Inc.*, [2000] Q.J. No. 4923 (QL) (C.Q.), aff'd [2001] Q.J. No. 4925 (QL) (Sup. Ct.); *R. v. S.D.S. Satellite Inc.*, C.Q. Laval, No. 540-73-000055-980, October 31, 2000; *R. v.*

VI. L'analyseA. *Introduction*

On peut, sans exagérer, affirmer que l'al. 9(1)c) de la *Loi sur la radiocommunication*, une loi fédérale, n'a pas été appliqué de manière uniforme par les tribunaux du pays. D'une part, dans certaines décisions les tribunaux ont interprété cette disposition (ou suggéré qu'elle pouvait l'être) d'une manière ayant pour effet de créer une interdiction absolue, assortie d'une exception limitée, savoir les cas où le distributeur canadien légitime accorde l'autorisation prévue : *R. c. Open Sky Inc.*, [1994] M.J. No. 734 (QL) (C. prov.), par. 36, conf. par (1995), 106 Man. R. (2d) 37 (B.R.) (*sub nom. R. c. O'Connor*), par. 10, demande d'autorisation d'appel à la Cour d'appel refusée pour d'autres motifs (1996), 110 Man. R. (2d) 153 (C.A.); *R. c. King*, [1996] N.B.J. No. 449 (QL) (B.R.), par. 19-20, inf. pour d'autres motifs par (1997), 187 R.N.-B. (2d) 185 (C.A.) (*sub nom. King c. Canada (Attorney General)*); *R. c. Knibb* (1997), 198 A.R. 161 (C. prov.), conf. par [1998] A.J. No. 628 (QL) (B.R.) (*sub nom. R. c. Quality Electronics (Taber) Ltd.*); *ExpressVu Inc. c. NII Norsat International Inc.*, [1998] 1 C.F. 245 (1^{re} inst.), conf. par [1997] A.C.F. n° 1563 (QL) (C.A.); *WIC Premium Television Ltd. c. General Instrument Corp.* (2000), 272 A.R. 201, 2000 ABQB 628, par. 72; *Canada (Procureure générale) c. Pearlman*, [2001] R.J.Q. 2026 (C.Q.), p. 2034.

D'autre part, on relève un certain nombre de décisions à l'effet contraire, où les tribunaux ont adhéré à l'interprétation plus restrictive retenue en l'espèce par les juges majoritaires de la Cour d'appel de la Colombie-Britannique : *R. c. Love* (1997), 117 Man. R. (2d) 123 (B.R.); *R. c. Ereiser* (1997), 156 Sask. R. 71 (B.R.); *R. c. LeBlanc*, [1997] N.S.J. No. 476 (QL) (C.S.); *Ryan c. 361779 Alberta Ltd.* (1997), 208 A.R. 396 (C. prov.), par. 12; *R. c. Thériault*, [2000] R.J.Q. 2736 (C.Q.), conf. par C.S. Drummondville, n° 405-36-000044-003, 13 juin 2001 (*sub nom. R. c. D'Argy*); *R. c. Gregory Électronique Inc.*, [2000] J.Q. n° 4923 (QL) (C.Q.), conf. par [2001] J.Q. n° 4925 (QL) (C.S.); *R. c. S.D.S. Satellite Inc.*, C.Q. Laval, n° 540-73-000055-980, 31 octobre 2000;

Scullion, [2001] R.J.Q. 2018 (C.Q.); *R. v. Branton* (2001), 53 O.R. (3d) 737 (C.A.).

As can be seen, the schism is not explained simply by the adoption of different approaches in different jurisdictions. Although the highest courts in British Columbia and Ontario have now produced decisions that bind the lower courts in those provinces to the restrictive interpretation, and although the Federal Court of Appeal has similarly bound the Trial Division courts under it to the contrary interpretation, the trial courts in Alberta, Manitoba, and Quebec have produced irreconcilable decisions. Those provinces remain without an authoritative determination on the matter. This appeal, therefore, places this Court in a position to harmonize the interpretive dissonance that is echoing throughout Canada.

In attempting to steer its way through this maze of cases, the Court of Appeal for British Columbia, in my respectful view, erred in its interpretation of s. 9(1)(c). In my view, there are five aspects of the majority's decision that warrant discussion. First, it commenced analysis from the belief that an ambiguity existed. Second, it placed undue emphasis on the sheer number of judges who had disagreed as to the proper interpretation of s. 9(1)(c). Third, it did not direct sufficient attention to the context of the *Radiocommunication Act* within the regulatory *régime* for broadcasting in Canada, and did not consider the objectives of that *régime*, feeling that it was unnecessary to address these "wider policy issues". Fourth, the majority did not read s. 9(1)(c) grammatically in accordance with its structure, namely, a prohibition with a limited exception. Finally, the majority of the court effectively inverted the words of the provision, such that the signals for which a lawful distributor could provide authorization to decode (i.e., the exception) defined the very scope of the prohibition.

R. c. Scullion, [2001] R.J.Q. 2018 (C.Q.); *R. c. Branton* (2001), 53 O.R. (3d) 737 (C.A.).

Comme on peut le constater, cette divergence d'interprétations ne s'explique pas seulement par le fait que différentes juridictions dans diverses provinces ont adopté des démarches distinctes. Bien que les tribunaux de dernier ressort de la Colombie-Britannique et de l'Ontario se soient prononcés en faveur de l'interprétation restrictive et que ces décisions lient les tribunaux inférieurs de ces provinces, et que la Cour d'appel fédérale ait rendu une décision à l'effet contraire liant la Section de première instance de cette cour, les tribunaux de première instance de l'Alberta, du Manitoba et du Québec ont rendu des décisions inconciliables et il n'y a pas encore, dans ces provinces, d'arrêt contraignant sur la question. Le présent pourvoi offre donc à notre Cour l'occasion d'harmoniser les interprétations discordantes qui existent dans l'ensemble du Canada.

En toute déférence, j'estime que la Cour d'appel de la Colombie-Britannique a mal interprété l'al. 9(1)c) en tentant de trouver son chemin dans ce dédale de décisions contradictoires. À mon avis, cinq aspects de la décision des juges majoritaires requièrent examen. Premièrement, les juges majoritaires ont commencé leur analyse en tenant pour acquis qu'il y avait ambiguïté. Deuxièmement, ils ont accordé une importance excessive au seul fait qu'un grand nombre de juges avaient divergé d'opinions quant à l'interprétation de l'al. 9(1)c). Troisièmement, ils ne se sont pas arrêtés suffisamment à la place de la *Loi sur la radiocommunication* au sein du régime de réglementation de la radiodiffusion au Canada ni pris en considération les objectifs de ce régime, estimant plutôt qu'il était inutile d'examiner ces [TRADUCTION] « questions de principe plus générales ». Quatrièmement, les juges majoritaires n'ont pas interprété le texte anglais de la disposition conformément à sa structure grammaticale, à savoir une interdiction suivie d'une exception limitée. Enfin, ils ont dans les faits inversé les éléments du texte de la disposition, de telle sorte que les signaux dont un distributeur légitime pouvait permettre le décodage (c'est-à-dire l'exception) se trouvaient à définir l'étendue même de l'interdiction.

24

2002 SCC 42 (CanLII)

25

B. *Does Section 9(1)(c) of the Radiocommunication Act Create an Absolute Prohibition Against Decoding, Followed by a Limited Exception, or Does it Allow all Decoding, Except for Those Signals for Which There Is a Lawful Distributor who Has not Granted its Authorization?*

(1) Principles of Statutory Interpretation

26

In Elmer Driedger's definitive formulation, found at p. 87 of his *Construction of Statutes* (2nd ed. 1983):

Today there is only one principle or approach, namely, the words of an Act are to be read in their entire context and in their grammatical and ordinary sense harmoniously with the scheme of the Act, the object of the Act, and the intention of Parliament.

Driedger's modern approach has been repeatedly cited by this Court as the preferred approach to statutory interpretation across a wide range of interpretive settings: see, for example, *Stubart Investments Ltd. v. The Queen*, [1984] 1 S.C.R. 536, at p. 578, *per* Estey J.; *Québec (Communauté urbaine) v. Corp. Notre-Dame de Bon-Secours*, [1994] 3 S.C.R. 3, at p. 17; *Rizzo & Rizzo Shoes Ltd. (Re)*, [1998] 1 S.C.R. 27, at para. 21; *R. v. Gladue*, [1999] 1 S.C.R. 688, at para. 25; *R. v. Araujo*, [2000] 2 S.C.R. 992, 2000 SCC 65, at para. 26; *R. v. Sharpe*, [2001] 1 S.C.R. 45, 2001 SCC 2, at para. 33, *per* McLachlin C.J.; *Chieu v. Canada (Minister of Citizenship and Immigration)*, [2002] 1 S.C.R. 84, 2002 SCC 3, at para. 27. I note as well that, in the federal legislative context, this Court's preferred approach is buttressed by s. 12 of the *Interpretation Act*, R.S.C. 1985, c. I-21, which provides that every enactment "is deemed remedial, and shall be given such fair, large and liberal construction and interpretation as best ensures the attainment of its objects".

27

The preferred approach recognizes the important role that context must inevitably play when a court construes the written words of a statute: as Professor John Willis incisively noted in his seminal article "Statute Interpretation in a Nutshell" (1938), 16 *Can. Bar Rev.* 1, at p. 6, "words, like

B. *L'alinéa 9(1)c) de la Loi sur la radiocommunication interdit-il le décodage de manière absolue, sous réserve d'une exception limitée, ou autorise-t-il le décodage de tous les signaux, sauf ceux pour lesquels il existe un distributeur légitime qui n'a pas donné l'autorisation de le faire?*

(1) Principes d'interprétation législative

Voici comment, à la p. 87 de son ouvrage *Construction of Statutes* (2^e éd. 1983), Elmer Driedger a énoncé le principe applicable, de la manière qui fait maintenant autorité :

[TRADUCTION] Aujourd'hui, il n'y a qu'un seul principe ou solution : il faut lire les termes d'une loi dans leur contexte global en suivant le sens ordinaire et grammatical qui s'harmonise avec l'esprit de la loi, l'objet de la loi et l'intention du législateur.

Notre Cour a à maintes reprises privilégié la méthode moderne d'interprétation législative proposée par Driedger, et ce dans divers contextes : voir, par exemple, *Stubart Investments Ltd. c. La Reine*, [1984] 1 R.C.S. 536, p. 578, le juge Estey; *Québec (Communauté urbaine) c. Corp. Notre-Dame de Bon-Secours*, [1994] 3 R.C.S. 3, p. 17; *Rizzo & Rizzo Shoes Ltd. (Re)*, [1998] 1 R.C.S. 27, par. 21; *R. c. Gladue*, [1999] 1 R.C.S. 688, par. 25; *R. c. Araujo*, [2000] 2 R.C.S. 992, 2000 CSC 65, par. 26; *R. c. Sharpe*, [2001] 1 R.C.S. 45, 2001 CSC 2, par. 33, le juge en chef McLachlin; *Chieu c. Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration)*, [2002] 1 R.C.S. 84, 2002 CSC 3, par. 27. Je tiens également à souligner que, pour ce qui est de la législation fédérale, le bien-fondé de la méthode privilégiée par notre Cour est renforcé par l'art. 12 de la *Loi d'interprétation*, L.R.C. 1985, ch. I-21, qui dispose que tout texte « est censé apporter une solution de droit et s'interprète de la manière la plus équitable et la plus large qui soit compatible avec la réalisation de son objet ».

Cette méthode reconnaît le rôle important que joue inévitablement le contexte dans l'interprétation par les tribunaux du texte d'une loi. Comme l'a fait remarquer avec perspicacité le professeur John Willis dans son influent article intitulé « Statute Interpretation in a Nutshell » (1938), 16 *R. du B.*

people, take their colour from their surroundings”. This being the case, where the provision under consideration is found in an Act that is itself a component of a larger statutory scheme, the surroundings that colour the words and the scheme of the Act are more expansive. In such an instance, the application of Driedger’s principle gives rise to what was described in *R. v. Ulybel Enterprises Ltd.*, [2001] 2 S.C.R. 867, 2001 SCC 56, at para. 52, as “the principle of interpretation that presumes a harmony, coherence, and consistency between statutes dealing with the same subject matter”. (See also *Stoddard v. Watson*, [1993] 2 S.C.R. 1069, at p. 1079; *Pointe-Claire (City) v. Quebec (Labour Court)*, [1997] 1 S.C.R. 1015, at para. 61, *per* Lamer C.J.)

Other principles of interpretation — such as the strict construction of penal statutes and the “Charter values” presumption — only receive application where there is ambiguity as to the meaning of a provision. (On strict construction, see: *Marcotte v. Deputy Attorney General for Canada*, [1976] 1 S.C.R. 108, at p. 115, *per* Dickson J. (as he then was); *R. v. Goulis* (1981), 33 O.R. (2d) 55 (C.A.), at pp. 59-60; *R. v. Hasselwander*, [1993] 2 S.C.R. 398, at p. 413; *R. v. Russell*, [2001] 2 S.C.R. 804, 2001 SCC 53, at para. 46. I shall discuss the “Charter values” principle later in these reasons.)

What, then, in law is an ambiguity? To answer, an ambiguity must be “real” (*Marcotte*, *supra*, at p. 115). The words of the provision must be “reasonably capable of more than one meaning” (*Westminster Bank Ltd. v. Zang*, [1966] A.C. 182 (H.L.), at p. 222, *per* Lord Reid). By necessity, however, one must consider the “entire context” of a provision before one can determine if it is reasonably capable of multiple interpretations. In this regard, Major J.’s statement in *CanadianOxy Chemicals Ltd. v. Canada (Attorney General)*, [1999] 1 S.C.R. 743, at para. 14, is apposite: “It is only when genuine ambiguity arises between two or more plausible readings, each equally in accordance with the intentions of the statute, that the courts need to resort to external interpretive aids” (emphasis added), to

can. 1, p. 6, [TRADUCTION] « les mots, comme les gens, prennent la couleur de leur environnement ». Cela étant, lorsque la disposition litigieuse fait partie d’une loi qui est elle-même un élément d’un cadre législatif plus large, l’environnement qui colore les mots employés dans la loi et le cadre dans lequel celle-ci s’inscrit sont plus vastes. En pareil cas, l’application du principe énoncé par Driedger fait naître ce que notre Cour a qualifié, dans *R. c. Ulybel Enterprises Ltd.*, [2001] 2 R.C.S. 867, 2001 CSC 56, par. 52, de « principe d’interprétation qui présume l’harmonie, la cohérence et l’uniformité entre les lois traitant du même sujet ». (Voir également *Stoddard c. Watson*, [1993] 2 R.C.S. 1069, p. 1079; *Pointe-Claire (Ville) c. Québec (Tribunal du travail)*, [1997] 1 R.C.S. 1015, par. 61, le juge en chef Lamer.)

D’autres principes d’interprétation — telles l’interprétation stricte des lois pénales et la présomption de respect des « valeurs de la Charte » — ne s’appliquent que si le sens d’une disposition est ambiguë. (Voir, relativement à l’interprétation stricte : *Marcotte c. Sous-procureur général du Canada*, [1976] 1 R.C.S. 108, p. 115, le juge Dickson (plus tard Juge en chef du Canada); *R. c. Goulis* (1981), 33 O.R. (2d) 55 (C.A.), p. 59-60; *R. c. Hasselwander*, [1993] 2 R.C.S. 398, p. 413, et *R. c. Russell*, [2001] 2 R.C.S. 804, 2001 CSC 53, par. 46. Je vais examiner plus loin le principe du respect des « valeurs de la Charte ».)

Qu’est-ce donc qu’une ambiguïté en droit? Une ambiguïté doit être « réelle » (*Marcotte*, précité, p. 115). Le texte de la disposition doit être [TRADUCTION] « raisonnablement susceptible de donner lieu à plus d’une interprétation » (*Westminster Bank Ltd. c. Zang*, [1966] A.C. 182 (H.L.), p. 222, lord Reid). Il est cependant nécessaire de tenir compte du « contexte global » de la disposition pour pouvoir déterminer si elle est raisonnablement susceptible de multiples interprétations. Sont pertinents à cet égard les propos suivants, prononcés par le juge Major dans l’arrêt *CanadianOxy Chemicals Ltd. c. Canada (Procureur général)*, [1999] 1 R.C.S. 743, par. 14 : « C’est uniquement lorsque deux ou plusieurs interprétations plausibles, qui s’harmonisent chacune

which I would add, “including other principles of interpretation”.

également avec l’intention du législateur, créent une ambiguïté véritable que les tribunaux doivent recourir à des moyens d’interprétation externes » (je souligne), propos auxquels j’ajouterais ce qui suit : « y compris d’autres principes d’interprétation ».

30

For this reason, ambiguity cannot reside in the mere fact that several courts — or, for that matter, several doctrinal writers — have come to differing conclusions on the interpretation of a given provision. Just as it would be improper for one to engage in a preliminary tallying of the number of decisions supporting competing interpretations and then apply that which receives the “higher score”, it is not appropriate to take as one’s starting point the premise that differing interpretations reveal an ambiguity. It is necessary, in every case, for the court charged with interpreting a provision to undertake the contextual and purposive approach set out by Driedger, and thereafter to determine if “the words are ambiguous enough to induce two people to spend good money in backing two opposing views as to their meaning” (Willis, *supra*, at pp. 4-5).

Voilà pourquoi on ne saurait conclure à l’existence d’une ambiguïté du seul fait que plusieurs tribunaux — et d’ailleurs plusieurs auteurs — ont interprété différemment une même disposition. Autant il serait inapproprié de faire le décompte des décisions appuyant les diverses interprétations divergentes et d’appliquer celle qui recueille le « plus haut total », autant il est inapproprié de partir du principe que l’existence d’interprétations divergentes révèle la présence d’une ambiguïté. Il est donc nécessaire, dans chaque cas, que le tribunal appelé à interpréter une disposition législative se livre à l’analyse contextuelle et téléologique énoncée par Driedger, puis se demande si [TRADUCTION] « le texte est suffisamment ambigu pour inciter deux personnes à dépenser des sommes considérables pour faire valoir deux interprétations divergentes » (Willis, *loc. cit.*, p. 4-5).

(2) Application to this Case

(2) Application aux faits de l’espèce

31

The interpretive factors laid out by Driedger need not be canvassed separately in every case, and in any event are closely related and interdependent (*Chieu, supra*, at para. 28). In the context of the present appeal, I will group my discussion under two broad headings. Before commencing my analysis, however, I wish to highlight a number of issues on these facts. First, there is no dispute surrounding the fact that the signals of the U.S. DTH broadcasters are “encrypted” under the meaning of the Act, nor is there any dispute regarding the fact that the U.S. broadcasters are not “lawful distributors” under the Act. Secondly, all of the DTH broadcasters in Canada and the U.S. require a person to pay “a subscription fee or other charge” for unscrambled reception. Finally, I note that the “encrypted network feed” portion of s. 9(1)(c) is not relevant on these facts and can be ignored for the purposes of analysis.

Il n’est pas nécessaire, dans chaque cas, d’analyser séparément les divers facteurs d’interprétation énumérés par Driedger et, quoi qu’il en soit, ils sont étroitement liés et interdépendants (*Chieu, précité*, par. 28). Dans le contexte du présent pourvoi, mon analyse est divisée en deux grandes rubriques. Toutefois, avant de l’amorcer, je tiens à mettre en relief un certain nombre d’éléments propres à la présente affaire. Premièrement, nul ne conteste le fait que les signaux des radiodiffuseurs SRD américains sont « encodés » au sens de la Loi, non plus que le fait que ces radiodiffuseurs ne sont pas des « distributeurs légitimes » au sens de la Loi. Deuxièmement, tous les radiodiffuseurs SRD au Canada et aux États-Unis exigent le paiement « d’un prix d’abonnement ou de toute autre forme de redevance » pour l’accès à leurs signaux débrouillés. Enfin, je précise que les mots « alimentation réseau » figurant à l’al. 9(1)c) ne sont pas pertinents en l’espèce et qu’on peut en faire abstraction dans l’analyse.

(a) *Grammatical and Ordinary Sense*

In its basic form, s. 9(1)(c) is structured as a prohibition with a limited exception. Again, with the relevant portions emphasized, it states that:

No person shall

. . .

(c) decode an encrypted subscription programming signal or encrypted network feed otherwise than under and in accordance with an authorization from the lawful distributor of the signal or feed;

Il est interdit :

. . .

c) de décoder, sans l'autorisation de leur distributeur légitime ou en contravention avec celle-ci, un signal d'abonnement ou une alimentation réseau; [Emphasis added.]

The provision opens with the announcement of a broad prohibition (“No person shall”), follows by announcing the nature (“decode”) and object (“an encrypted subscription programming signal”) of the prohibition, and then announces an exception to it (“otherwise than under and in accordance with an authorization from the lawful distributor”). The French version shares the same four features, albeit in a modified order (see Provost C.Q.J. in *Pearlman*, *supra*, at p. 2031).

The forbidden activity is decoding. Therefore, as noted by the Court of Appeal, the prohibition in s. 9(1)(c) is directed towards the reception side of the broadcasting equation. Quite apart from the provenance of the signals at issue, where the impugned decoding occurs within Canada, there can be no issue of the statute's having an extra-territorial reach. In the present case, the reception that the appellant seeks to enjoin occurs entirely within Canada.

The object of the prohibition is of central importance to this appeal. What is interdicted by s. 9(1)(c) is the decoding of “an encrypted subscription programming signal” (in French, “un signal d'abonnement”) (emphasis added). The usage of the indefinite article here is telling: it signifies

a) *Sens ordinaire et grammatical*

Fondamentalement, l'al. 9(1)c) se présente comme une interdiction assortie d'une exception limitée. Je reproduis à nouveau le texte de cette disposition en en soulignant les passages pertinents :

Il est interdit :

. . .

c) de décoder, sans l'autorisation de leur distributeur légitime ou en contravention avec celle-ci, un signal d'abonnement ou une alimentation réseau;

No person shall

. . .

(c) decode an encrypted subscription programming signal or encrypted network feed otherwise than under and in accordance with an authorization from the lawful distributor of the signal or feed; [Je souligne.]

La disposition énonce une interdiction générale (« Il est interdit »), qu'elle précise en en indiquant la nature (« décoder ») et l'objet (« un signal d'abonnement ou une alimentation réseau ») et qu'elle assortit d'une exception (« sans l'autorisation de leur distributeur légitime ») : voir *Pearlman*, précité, p. 2031. La version anglaise énonce elle aussi ces quatre éléments, quoique dans un ordre légèrement différent.

L'activité interdite est le décodage. Par conséquent, comme l'a fait remarquer la Cour d'appel, l'interdiction prévue à l'al. 9(1)c) vise l'aspect réception de la radiodiffusion. Indépendamment de la provenance des signaux, lorsque le décodage reproché a lieu au Canada, la question de la possible portée extraterritoriale de la Loi ne se soulève pas. Dans la présente affaire, la réception dont l'appelante demande l'interdiction se produit entièrement au Canada.

L'objet de l'interdiction revêt une importance cruciale dans le présent pourvoi. Aux termes de l'al. 9(1)c), il est interdit de décoder « un signal d'abonnement » (en anglais « an encrypted subscription programming signal ») (je souligne). L'emploi de l'article indéfini est révélateur. Le mot « un »

32

2002 SCC 42 (CanLII)

33

34

“one, some [or] any” (*Canadian Oxford Dictionary* (1998), at p. 1). Thus, what is prohibited is the decoding of any encrypted subscription programming signal, subject to the ensuing exception.

a notamment le sens suivant : « . . . **2** (Avec une valeur générale au sens de “tous les”) . . . » (*Le Grand Robert de la langue française* (2^e éd. 2001), t. 6, p. 1607). La loi interdit donc de décoder tous les signaux d’abonnement, sous réserve de l’exception prévue.

35

The definition of “subscription programming signal” suggests that the prohibition extends to signals emanating from other countries. Section 2 of the Act defines that term as, “radiocommunication that is intended for reception either directly or indirectly by the public in Canada or elsewhere on payment of a subscription fee or other charge” (emphasis added). I respectfully disagree with the respondents and Weiler J.A. in *Branton*, *supra*, at para. 26, “that the wording ‘or elsewhere’ is limited to the type of situation contemplated in s. 3(3)” of the Act. Section 3(3) reads:

3. . . .

(3) This Act applies within Canada and on board

(a) any ship, vessel or aircraft that is

(i) registered or licensed under an Act of Parliament, or

(ii) owned by, or under the direction or control of, Her Majesty in right of Canada or a province;

(b) any spacecraft that is under the direction or control of

(i) Her Majesty in right of Canada or a province,

(ii) a citizen or resident of Canada, or

(iii) a corporation incorporated or resident in Canada; and

(c) any platform, rig, structure or formation that is affixed or attached to land situated in the continental shelf of Canada.

36

This provision is directed at an entirely different issue from that which is at play in the definition of “subscription programming signal”. Section 3(3) specifies the geographic scope of the *Radiocommunication Act* and all its constituent

La définition de « signal d’abonnement » tend à indiquer que l’interdiction frappe également les signaux émanant d’autres pays. Cette expression est définie ainsi à l’art. 2 de la Loi : « Radiocommunication destinée à être reçue, directement ou non, par le public au Canada ou ailleurs [“or elsewhere” dans la version anglaise] moyennant paiement d’un prix d’abonnement ou de toute autre forme de redevance » (je souligne). En toute déférence, je ne souscris ni à la thèse des intimés ni à l’opinion exprimée par madame le juge Weiler de la Cour d’appel dans l’affaire *Branton*, précitée, par. 26, selon laquelle [TRADUCTION] « les termes “or elsewhere” ne visent que le genre de situations envisagées au par. 3(3) » de la Loi, dont voici le texte :

3. . . .

(3) La présente loi s’applique au Canada et à bord :

a) d’un navire, bâtiment ou aéronef soit immatriculé ou faisant l’objet d’un permis aux termes d’une loi fédérale, soit appartenant à Sa Majesté du chef du Canada ou d’une province, ou placé sous sa responsabilité;

b) d’un véhicule spatial placé sous la responsabilité de Sa Majesté du chef du Canada ou d’une province, ou de celle d’un citoyen canadien, d’un résident du Canada ou d’une personne morale constituée ou résidant au Canada;

c) d’une plate-forme, installation, construction ou formation fixée au plateau continental canadien.

Cette disposition vise une situation tout à fait différente de celle visée par la définition de « signal d’abonnement ». Le paragraphe 3(3) précise la portée géographique de la *Loi sur la radiocommunication* et de toutes les dispositions qui la composent,

provisions, as is confirmed by the marginal note accompanying the subsection, which states “Geographical application”. To phrase this in the context of the present appeal, any person within Canada or on board any of the things enumerated in ss. 3(3)(a) through (c) could potentially be subject to liability for unlawful decoding under s. 9(1)(c); in this way, s. 3(3) addresses the “where” question. On the other hand, the definition of “subscription programming signal” provides meaning to the s. 9(1)(c) liability by setting out the class of signals whose unauthorized decoding will trigger the provision; this addresses the object of the prohibition, or the “what” question. These are two altogether separate issues.

Furthermore, it was not necessary for Parliament to include the phrase “or elsewhere” in the s. 2 definition if it merely intended “subscription programming signal” to be interpreted as radiocommunication intended for direct or indirect reception by the public on board any of the s. 3(3) vessels, spacecrafts or rigs. In my view, the words “or elsewhere” were not meant to be tautological. It is sometimes stated, when a court considers the grammatical and ordinary sense of a provision, that “[t]he legislator does not speak in vain” (*Quebec (Attorney General) v. Carrières Ste-Thérèse Ltée*, [1985] 1 S.C.R. 831, at p. 838). Parliament has provided express direction to this effect through its enactment of s. 10 of the *Interpretation Act*, which states in part that “[t]he law shall be considered as always speaking”. In any event, “or elsewhere” (“*ou ailleurs*”, in French) suggests a much broader ambit than the particular and limited examples in s. 3(3), and I would be reticent to equate the two.

In my opinion, therefore, the definition of “subscription programming signal” encompasses signals originating from foreign distributors and intended for reception by a foreign public. Again, because the *Radiocommunication Act* does not prohibit the broadcasting of subscription programming signals (apart from s. 9(1)(e), which forbids their

comme le confirme la note marginale « Application géographique ». Si l’on reformule cette explication dans le contexte du présent pourvoi, cela signifie que quiconque se trouve au Canada ou à bord de l’une des choses énumérées aux al. 3(3)(a) à (c) est susceptible de se voir reprocher l’infraction de décodage illégal prévue à l’al. 9(1)(c); en ce sens, le par. 3(3) aide à répondre à la question de savoir « où » s’applique la loi. Par ailleurs, la définition de « signal d’abonnement » précise dans quel cas une personne engage sa responsabilité au titre de l’al. 9(1)(c) en indiquant la catégorie de signaux dont le décodage non autorisé déclenche l’application de cette disposition; cela permet de répondre à la question de l’objet de l’interdiction, la question du « quoi ». Il s’agit de deux questions tout à fait distinctes.

En outre, le législateur n’aurait pas eu besoin d’inclure les mots « ou ailleurs » en français à la définition de « signal d’abonnement » à l’art. 2 (et « *or elsewhere* » en anglais) s’il avait seulement voulu que cette expression s’entende d’une radiocommunication destinée à être reçue directement ou non par le public à bord des bâtiments, véhicules spatiaux ou installations visés au par. 3(3). À mon avis, l’emploi de ces mots ne se voulait pas tautologique. On affirme parfois, lorsqu’un tribunal se penche sur le sens ordinaire et grammatical d’une disposition, que « [l]e législateur ne parle pas pour ne rien dire » (*Québec (Procureur général) c. Carrières Ste-Thérèse Ltée*, [1985] 1 R.C.S. 831, p. 838). Le législateur l’a confirmé expressément en édictant l’art. 10 de la *Loi d’interprétation*, qui précise notamment que « [l]a règle de droit a vocation permanente ». Quoi qu’il en soit, l’expression « ou ailleurs » en français (« *or elsewhere* » en anglais) évoque un champ d’application beaucoup plus vaste que celui correspondant aux exemples restreints énumérés au par. 3(3), et je serais réticent à établir une équivalence entre les deux.

Par conséquent, je suis d’avis que la définition de « signal d’abonnement » vise les signaux émanant de distributeurs étrangers et destinés à être reçus par un public étranger. Rappelons que, puisque la *Loi sur la radiocommunication* n’interdit pas la radiodiffusion de signaux d’abonnement (exception faite de l’al. 9(1)(e) qui interdit la retransmission non

unauthorized retransmission within Canada) and only concerns decrypting that occurs in the s. 3(3) locations, this does not give rise to any extra-territorial exercise of authority. At this stage, what this means is that, contrary to the holdings of the chambers judge and the majority of the Court of Appeal in the instant case, Parliament *did* in fact choose language in s. 9(1)(c) that prohibits the decoding of all encrypted subscription signals, regardless of their origin, “otherwise than under and in accordance with an authorization from the lawful distributor of the signal or feed”. I shall now consider this exception.

39

The Court of Appeal relied upon the definite article found in this portion of s. 9(1)(c) (“the signal”), in order to support its narrower reading of the provision. Before this Court, counsel for the respondents submitted as well that the definite article preceding the words “lawful distributor” confirms that the provision “is only intended to operate where there is a lawful distributor”. Finally, the respondents draw to our attention the French language version of the provision, and particularly the word “leur” that modifies “distributeur légitime”: a number of cases considering the French version of s. 9(1)(c) have relied upon that word to arrive at the narrower interpretation (see the Court of Quebec judgments in *Thériault*, *supra*, at p. 2739; *Gregory Électronique*, *supra*, at paras. 24-26; and *S.D.S. Satellite*, *supra*, at p. 7. See also *Branton*, *supra*, at para. 25).

40

I do not agree with these opinions. The definite article “the” and the possessive adjective “leur” merely identify the party who can authorize the decoding in accordance with the exception (see *Pearlman*, *supra*, at p. 2032). Thus, while I agree with the majority of the Court of Appeal that “[i]f there is no lawful distributor for an encrypted subscription program signal in Canada, there can be no one licensed to authorize its decoding”, I cannot see how it necessarily follows that decoding unregulated signals “cannot therefore be in breach of the *Radiocommunication Act*” (par. 36). Such an

autorisée au Canada de tels signaux) et ne s’applique qu’au décodage survenant aux endroits prévus au par. 3(3), la présente affaire ne soulève aucune question touchant à l’exercice extraterritorial de certains pouvoirs. À ce stade-ci de l’analyse, cela signifie, contrairement à la conclusion du juge siégeant en chambre et à celle des juges majoritaires de la Cour d’appel, que le législateur a en fait choisi, à l’al. 9(1)c), un libellé interdisant le décodage de tous les signaux d’abonnement, indépendamment de leur origine, « sans l’autorisation de leur distributeur légitime ou en contravention avec celle-ci ». Je vais maintenant examiner cette exception.

La Cour d’appel a invoqué la présence de l’article défini à la fin du texte anglais de l’al. 9(1)c) (« *the signal* ») au soutien de son interprétation restrictive de cette disposition. Devant notre Cour, l’avocat des intimés a également fait valoir que la présence de l’article défini « *the* » qui précède les mots « *lawful distributor* » confirme que la disposition [TRADUCTION] « n’est censée s’appliquer que lorsqu’il existe un distributeur légitime ». Enfin, les intimés ont attiré notre attention sur le texte de la version française de la disposition et, en particulier, sur la présence du déterminant possessif « leur » avant les mots « distributeur légitime » : dans un certain nombre d’affaires où l’on a analysé la version française de l’al. 9(1)c), le tribunal a fondé son interprétation restrictive sur l’emploi de ce mot (voir les décisions suivantes de la Cour du Québec : *Thériault*, précitée, p. 2739; *Gregory Électronique*, précitée, par. 24-26, et *S.D.S. Satellite*, précitée, p. 7. Voir également l’affaire *Branton*, précitée, par. 25).

Je ne partage pas ces opinions. L’adjectif possessif « leur » et l’article défini « *the* » ne font qu’identifier la partie qui peut autoriser le décodage conformément à l’exception prévue (voir *Pearlman*, précité, p. 2032). En conséquence, bien que je souscrive à l’opinion de la majorité de la Cour d’appel selon laquelle, [TRADUCTION] « [s]i un signal d’abonnement n’a pas de distributeur légitime au Canada, personne ne saurait être autorisé à en permettre le décodage », je ne vois pas comment il s’ensuit nécessairement que le décodage de signaux non assujettis à la

approach would require one to read words from the exception into the prohibition, which is circular and incorrect. Again, as Provost C.Q.J. stated in *Pearlman*, *supra*, at p. 2031: [TRANSLATION] “To seek the meaning of the exception at the outset, and thereafter to define the rule by reference to the exception, is likely to distort the meaning of the text and misrepresent the intention of its author.”

In my view, the definite articles are used in the exception portion of s. 9(1)(c) in order to identify from amongst the genus of signals captured by the prohibition (any encrypted subscription programming signal) that species of signals for which the rule is “otherwise”. Grammatically, then, the choice of definite and indefinite articles essentially plays out into the following rendition: No person shall decode any (indefinite) encrypted subscription programming signal unless, for the (definite) particular signal that is decoded, the person has received authorization from the (definite) lawful distributor. Thus, as might happen, if no lawful distributor exists to grant such authorization, the general prohibition must remain in effect.

Although I have already stated that the U.S. DTH distributors in the present case are not “lawful distributors” under the Act, I should discuss this term, because it is important to the interpretive process. Section 2 provides that a “lawful distributor” of an encrypted subscription programming signal is “a person who has the lawful right in Canada to transmit it and authorize its decoding”. In this connection, the fact that a person is authorized to transmit programming in another country does not, by that fact alone, qualify as granting the lawful right to do so in Canada. Moreover, the phrase “lawful right” (“*légitimement autorisée*”) comprehends factors in addition to licences granted by the CRTC. In defining “lawful distributor”, Parliament could have made specific reference to a person holding a CRTC licence (as it did in s. 18(1)(c)) or a Minister’s licence (s. 5(1)(a)). Instead, it deliberately chose broader language. I therefore agree with the opinion

réglementation « ne peut de ce fait contrevenir à la *Loi sur la radiocommunication* » (par. 36). Pareille conclusion exigerait que l’on intègre à l’interdiction certains mots de l’exception, ce qui constituerait une démarche circulaire et erronée. Je vais me référer à nouveau à la décision du juge Provost, de la Cour du Québec, dans l’affaire *Pearlman*, précitée, p. 2031 : « Rechercher d’abord l’exception et définir ensuite le principe par rapport à l’exception risquent de fausser le sens du texte et de trahir l’intention de son rédacteur. »

À mon avis, les articles définis employés dans la version anglaise de l’exception prévue à l’al. 9(1)(c) servent à identifier, parmi le genre de signaux touchés par l’interdiction (tous les signaux d’abonnement), ceux pour lesquels la règle cède le pas à l’exception. Du point de vue grammatical, donc, le choix d’articles définis et indéfinis donne essentiellement lieu à l’interprétation suivante : Il est interdit à quiconque de décoder quelque (indéfini) signal d’abonnement que ce soit à moins d’avoir obtenu, pour le (défini) signal en cause, l’autorisation du (défini) distributeur légitime. Par conséquent, comme cela peut arriver, s’il n’existe aucun distributeur légitime susceptible d’accorder cette autorisation, l’interdiction générale doit continuer à produire ses effets.

Bien que j’aie déjà indiqué que, dans la présente affaire, les distributeurs SRD américains ne sont pas des « distributeurs légitimes » au sens de la Loi, il convient d’analyser cette expression, car elle est importante dans le processus d’interprétation. Aux termes de l’art. 2, « distributeur légitime » s’entend de « [l]a personne légitimement autorisée, au Canada, à transmettre un signal d’abonnement [. . .] et à en permettre le décodage ». À cet égard, le seul fait qu’une personne soit autorisée dans un autre pays à transmettre des signaux n’a pas pour effet de faire de celle-ci le distributeur légitimement autorisé de ces signaux au Canada. En outre l’expression « légitimement autorisée » (« *lawful right* ») suppose le respect d’autres conditions que la seule obtention d’une licence du CRTC. En définissant ce terme, le législateur aurait pu mentionner expressément qu’il s’agit d’une personne titulaire d’une licence délivrée par le CRTC (comme il l’a fait

of Létourneau J.A. in the Federal Court of Appeal decision in *Norsat*, *supra*, at para. 4, that

[t]he concept of “lawful right” refers to the person who possesses the regulatory rights through proper licensing under the *Act*, the authorization of the Canadian Radio-television and Telecommunications Commission as well as the contractual and copyrights necessarily pertaining to the content involved in the transmission of the encrypted subscription programming signal or encrypted network feed.

As pointed out by the Attorney General of Canada, this interpretation means that even where the transmission of subscription programming signals falls outside of the definition of “broadcasting” under the *Broadcasting Act* (i.e., where the transmitted programming is “made solely for performance or display in a public place”) and no broadcasting licence is therefore required, additional factors must still be considered before it can be determined whether the transmitter of the signals is a “lawful distributor” for the purposes of the *Radiocommunication Act*.

43 In the end, I conclude that when the words of s. 9(1)(c) are read in their grammatical and ordinary sense, taking into account the definitions provided in s. 2, the provision prohibits the decoding in Canada of any encrypted subscription programming signal, regardless of the signal’s origin, unless authorization is received from the person holding the necessary lawful rights under Canadian law.

(b) *Broader Context*

44 Although the *Radiocommunication Act* is not, unfortunately, equipped with its own statement of purpose, it does not exist in a vacuum. The Act’s focus is upon the allocation of specified radio frequencies, the authorization to possess and operate radio apparatuses, and the technical regulation of the radio spectrum. The Act also places restrictions on the reception of and interference with

à l’al. 18(1)c)) ou par le ministre (al. 5(1)a)). Il a plutôt opté pour une formulation plus générale. En conséquence, je partage l’opinion suivante, exprimée par le juge Létourneau de la Cour d’appel fédérale dans l’affaire *Norsat*, précitée, par. 4 :

La personne « légitimement autorisée » est celle qui possède les droits réglementaires en vertu de la licence qui lui est régulièrement délivrée conformément à la Loi, l’autorisation du Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes ainsi que les droits contractuels et les droits d’auteur se rapportant nécessairement au contenu qu’implique la transmission d’un signal d’abonnement ou d’une alimentation réseau.

Comme l’a fait remarquer le procureur général du Canada, cette interprétation signifie que, même lorsque la transmission du signal d’abonnement n’est pas visée par la définition de « radiodiffusion » au sens de la *Loi sur la radiodiffusion* (c’est-à-dire lorsque la transmission d’émissions est « destinée à la présentation dans un lieu public seulement ») et qu’aucune licence de radiodiffusion n’est donc requise, d’autres facteurs doivent être pris en considération pour déterminer si le transmetteur du signal est un « distributeur légitime » pour l’application de la *Loi sur la radiocommunication*.

En fin de compte, j’arrive à la conclusion que, lorsqu’on interprète les mots utilisés à l’al. 9(1)c) suivant leur sens ordinaire et grammatical et en tenant compte des définitions de l’art. 2, cette disposition a pour effet d’interdire à quiconque de décoder au Canada tout signal d’abonnement brouillé — quelle que soit son origine — à moins d’avoir obtenu la permission de le faire de la personne légitimement autorisée, suivant le droit canadien, à transmettre le signal concerné et à en permettre le décodage.

b) *Contexte élargi*

Bien que la *Loi sur la radiocommunication* ne comporte malheureusement pas de disposition précisant son objet, elle s’inscrit dans un cadre plus large. Elle établit principalement les règles relatives à l’attribution de fréquences de radiocommunication définies, aux autorisations de posséder et d’utiliser des appareils radio et à la réglementation technique du spectre des radiofréquences. La Loi

radiocommunication, which includes encrypted broadcast programming signals of the sort at issue. S. Handa et al., *Communications Law in Canada* (loose-leaf), at p. 3.8, describe the *Radiocommunication Act* as one “of the three statutory pillars governing carriage in Canada”. These same authors note at p. 3.17 that:

The *Radiocommunication Act* embraces all private and public use of the radio spectrum. The close relationship between this and the telecommunications and broadcasting Acts is determined by the fact that telecommunications and broadcasting are the two principal users of the radioelectric spectrum.

The *Broadcasting Act* came into force in 1991, in an omnibus statute that also brought substantial amendments to the *Radiocommunication Act*, including the addition thereto of s. 9(1)(c). Its purpose, generally, is to regulate and supervise the transmission of programming to the Canadian public. Of note for the present appeal is that the definition of “broadcasting” in the *Broadcasting Act* captures the encrypted DTH programme transmissions at issue and that DTH broadcasters such as the appellant receive their licences under, and are subject to, that Act. The *Broadcasting Act* also enumerates 20 broad objectives of the broadcasting policy for Canada (in s. 3(1)(a) through (t)). The emphasis of the Act, however, is placed on broadcasting and not reception.

Ultimately, the Acts operate in tandem. On this point, I agree with the following passage from the judgment of LeGrandeur Prov. Ct. J. in *Knibb*, *supra*, at paras. 38-39, which was adopted by Gibson J. in the Federal Court, Trial Division decision in *Norsat*, *supra*, at para. 35:

The *Broadcasting Act* and the *Radiocommunication Act* must be seen as operating together as part of a single regulatory scheme. The provisions of each statute must accordingly be read in the context of the other and

établit également des restrictions applicables en matière de réception et de brouillage des radiocommunications, y compris le type de signaux d’abonnement en litige dans le présent pourvoi. S. Handa et autres, dans *Communications Law in Canada* (feuilles mobiles), p. 3.8, disent de la *Loi sur la radiocommunication* qu’elle est l’un [TRADUCTION] « des trois piliers législatifs régissant la distribution au Canada ». Ils ajoutent ce qui suit, à la p. 3.17 :

[TRADUCTION] La *Loi sur la radiocommunication* régit toutes les utilisations privées et publiques du spectre des radiofréquences. Le lien étroit unissant cette loi et celles relatives aux télécommunications et à la radiodiffusion tient au fait que les télécommunications et la radiodiffusion sont les deux principaux domaines d’utilisation du spectre des radiofréquences.

Entrée en vigueur en 1991, la *Loi sur la radiodiffusion* est une loi omnibus qui a également apporté des modifications substantielles à la *Loi sur la radiocommunication*, notamment par l’ajout de l’al. 9(1)(c). Elle a pour objet général de réglementer et de surveiller la transmission d’émissions au public canadien. Un aspect important à signaler dans le cadre du présent pourvoi est le fait que la transmission d’émissions encodées dont il est question en l’espèce est visée par la définition de « radiodiffusion » dans la *Loi sur la radiodiffusion* et que les radiodiffuseurs SRD, telle l’appelante, sont assujettis à cette loi et obtiennent leur licence sous son régime. Sont énoncés, aux al. 3(1)(a) à (t) de la *Loi sur la radiodiffusion*, 20 objectifs généraux de la politique canadienne de radiodiffusion. Toutefois, la loi met l’accent sur la radiodiffusion, et non sur la réception.

En fin de compte, ces lois s’appliquent en tandem. À cet égard, je souscris aux propos suivants du juge LeGrandeur de la Cour provinciale de l’Alberta dans l’affaire *Knibb*, précitée, par. 38-39, qu’a fait siens le juge Gibson de la Section de première instance de la Cour fédérale dans *Norsat*, précité, par. 35 :

[TRADUCTION] La *Loi sur la radiodiffusion* et la *Loi sur la radiocommunication* doivent être considérées comme fonctionnant dans le cadre d’un seul régime réglementaire. Les dispositions de chaque loi doivent

consideration must be given to each statute's roll [*sic*] in the overall scheme. [Cite to R. Sullivan, *Driedger on the Construction of Statutes* (3rd ed. 1994), at p. 286.]

The addition of s. 9(1)(c), (d) and (e) and other sections to the *Radiocommunication Act* through the provisions of the *Broadcasting Act*, 1991 are supportive of that approach in my view. Subsections 9(1)(c), (d) and (e) of the *Radiocommunication Act* must be seen as part of the mechanism by which the stated policy of regulation of broadcasting in Canada is to be fulfilled.

47

Canada's broadcasting policy has a number of distinguishing features, and evinces a decidedly cultural orientation. It declares that the radio frequencies in Canada are public property, that Canadian ownership and control of the broadcasting system should be a base premise, and that the programming offered through the broadcasting system is "a public service essential to the maintenance and enhancement of national identity and cultural sovereignty". Sections 3(1)(d) and 3(1)(t) enumerate a number of specific developmental goals for, respectively, the broadcasting system as a whole and for distribution undertakings (including DTH distribution undertakings) in particular. Finally, s. 3(2) declares that "the Canadian broadcasting system constitutes a single system" best regulated and supervised "by a single independent public authority".

48

In this context, one finds little support for the restrictive interpretation of s. 9(1)(c). Indeed, as counsel for the Attorney General of Canada argued before us, after consideration of the Canadian broadcasting policy Parliament has chosen to adopt, one may legitimately wonder

why would Parliament enact a provision like the restrictive interpretation? Why would Parliament provide for Canadian ownership, Canadian production, Canadian content in its broadcasting and then simply leave the door open for unregulated, foreign broadcasting to come

donc être lues en tenant compte de leurs contextes réciproques et il faut tenir compte du rôle de chaque loi dans le régime général. [Renvoi à R. Sullivan, *Driedger on the Construction of Statutes* (3^e éd. 1994), p. 286.]

Selon moi, l'ajout des al. 9(1)(c), (d) et (e) et d'autres dispositions à la *Loi sur la radiocommunication*, par l'intermédiaire des dispositions de la *Loi sur la radiodiffusion* de 1991, appuie cette méthode d'interprétation. Les alinéas 9(1)(c), (d) et (e) de la *Loi sur la radiocommunication* doivent être considérés comme faisant partie du mécanisme par lequel doit être mise en œuvre la politique de réglementation de la radiodiffusion au Canada qui y est énoncée.

La politique canadienne de radiodiffusion possède un certain nombre de caractéristiques propres et elle établit une orientation incontestablement axée sur la culture. Il y est déclaré qu'au Canada les radiofréquences sont du domaine public, qu'il est fondamental que le système de radiodiffusion soit la propriété des Canadiens et sous leur contrôle et que la programmation offerte par le système de radiodiffusion est « un service public essentiel pour le maintien et la valorisation de l'identité nationale et de la souveraineté culturelle ». Les alinéas 3(1)(d) et (t) énoncent un certain nombre d'objectifs de mise en œuvre précis à l'intention du système de radiodiffusion en général, et des entreprises de distribution en particulier (y compris les entreprises de distribution SRD). Enfin, le par. 3(2) dispose que « le système canadien de radiodiffusion constitue un système unique » dont il convient de confier la réglementation et la surveillance « à un seul organisme public autonome ».

Dans ce contexte, peu d'éléments appuient une interprétation restrictive de l'al. 9(1)(c). En effet, comme l'a soutenu devant nous l'avocat du procureur général du Canada, après examen de la politique canadienne de radiodiffusion adoptée par le législateur, l'on peut à juste titre poser les questions suivantes :

[TRADUCTION] Pourquoi le législateur aurait-il adopté une disposition correspondant à l'interprétation restrictive préconisée en l'espèce? Pourquoi le législateur aurait-il précisé que le système doit être la propriété des Canadiens et pourvu à la production canadienne et

in and sweep all of that aside? What purpose would have been served?

On the other hand, the interpretation of s. 9(1)(c) that I have determined to result from the grammatical and ordinary sense of the provision accords well with the objectives set out in the *Broadcasting Act*. The fact that DTH broadcasters encrypt their signals, making it possible to concentrate regulatory efforts on the reception/decryption side of the equation, actually assists with attempts to pursue the statutory broadcasting policy objectives and to regulate and supervise the Canadian broadcasting system as a single system. It makes sense in these circumstances that Parliament would seek to encourage broadcasters to go through the regulatory process by providing that they could only grant authorization to have their signal decoded, and thereby collect their subscription fees, after regulatory approval has been granted.

There is another contextual factor that, while not in any way determinative, is confirmatory of the interpretation of s. 9(1)(c) as an absolute prohibition with a limited exception. As I have noted above, the concept of “lawful right” in the definition of “lawful distributor” incorporates contractual and copyright issues. According to the evidence in the present record, the commercial agreements between the appellant and its various programme suppliers require the appellant to respect the rights that these suppliers are granted by the persons holding the copyright in the programming content. The rights so acquired by the programme suppliers permit the programmes to be broadcast in specific locations, being all or part of Canada. As such, the appellant would have no lawful right to authorize decoding of its programming signals in an area not included in its geographically limited contractual right to exhibit the programming.

au contenu canadien de la radiodiffusion, puis tout bonnement laisser les radiodiffuseurs étrangers non assujettis à la réglementation s’amener sur le marché et faire fi de toutes ces exigences? Quelle fin aurait alors été servie?

Par contre, l’interprétation de l’al. 9(1)c) qui, à mon avis, découle du sens ordinaire et grammatical des mots utilisés dans cette disposition s’accorde bien avec les objectifs de la *Loi sur la radiodiffusion*. Le fait que les radiodiffuseurs SRD encodent leurs signaux, permettant ainsi la concentration des mesures de réglementation sur les aspects réception et décodage du système, contribue d’ailleurs à la réalisation des objectifs de la politique de radiodiffusion établis par la loi, ainsi qu’à la réglementation et à la surveillance du système canadien de radiodiffusion en tant que système unique. Dans ces circonstances, il est logique que le législateur ait voulu inciter les radiodiffuseurs à se plier au processus réglementaire en disposant qu’ils ne peuvent autoriser le décodage de leurs signaux et percevoir en contrepartie un prix d’abonnement qu’après avoir obtenu les approbations requises des autorités compétentes.

Il existe un autre facteur contextuel qui, bien qu’il ne soit en aucune manière déterminant, confirme l’interprétation selon laquelle l’al. 9(1)c) établit une interdiction absolue assortie d’une exception limitée. Comme je l’ai souligné précédemment, l’expression « légitimement autorisée » figurant dans la définition de « distributeur légitime » intègre des aspects touchant au droit des contrats et au droit d’auteur. Selon la preuve versée au dossier, les accords commerciaux liant l’appelante et ses divers fournisseurs d’émissions stipulent que l’appelante doit respecter les droits accordés à ces fournisseurs par les titulaires du droit d’auteur sur le contenu des émissions. Les droits qu’acquiescent ainsi les fournisseurs permettent la radiodiffusion des émissions dans des régions données, que ce soit à la grandeur du Canada ou dans une partie du pays. En conséquence, l’appelante n’est pas légitimement autorisée à permettre le décodage de ses signaux d’abonnement à l’extérieur du champ d’application géographique du droit de présenter sa programmation que lui accorde le contrat.

49

2002 SCC 42 (CanLII)

50

51

In this way, the person holding the copyright in the programming can conclude separate licensing deals in different regions, or in different countries (e.g., Canada and the U.S.). Indeed, these arrangements appear typical of the industry: in the present appeal, the U.S. DTH broadcaster DIRECTV has advocated the same interpretation of s. 9(1)(c) as the appellant, in part because of the potential liability it faces towards both U.S. copyright holders and Canadian licencees due to the fact that its programming signals spill across the border and are being decoded in Canada.

Ainsi, le titulaire du droit d'auteur sur la programmation peut conclure des contrats de licence distincts dans des régions différentes ou dans des pays différents (par exemple au Canada et aux États-Unis). Il semble d'ailleurs que de tels arrangements soient monnaie courante dans ce secteur d'activité. Dans la présente affaire, le radiodiffuseur SRD américain DIRECTV a plaidé la même interprétation de l'al. 9(1)c) que celle préconisée par l'appelante, en partie à cause de la responsabilité à laquelle il s'expose tant vis-à-vis des titulaires du droit d'auteur aux États-Unis que des titulaires de licence au Canada du fait que ses signaux débordent la frontière et sont décodés au Canada.

52

I also believe that the reading of s. 9(1)(c) as an absolute prohibition with a limited exception complements the scheme of the *Copyright Act*. Sections 21(1)(c) and 21(1)(d) of the *Copyright Act* provide broadcasters with a copyright in the communication signals they transmit, granting them the sole right of retransmission (subject to the exceptions in s. 31(2)) and, in the case of a television communication signal, of performing it on payment of a fee. By reading s. 9(1)(c) as an absolute prohibition against decoding except where authorization is granted by the person with the lawful right to transmit and authorize decoding of the signal, the provision extends protection to the holders of the copyright in the programming itself, since it would proscribe the unauthorized reception of signals that violate copyright, even where no retransmission or reproduction occurs: see F. P. Eliadis and S. C. McCormack, "Vanquishing Wizards, Pirates and Musketeers: The Regulation of Encrypted Satellite TV Signals" (1993), 3 *M.C.L.R.* 211, at pp. 213-18. Finally, I note that the civil remedies provided for in ss. 18(1)(a) and 18(6) of the *Radiocommunication Act* both illustrate that copyright concerns are of relevance to the scheme of the Act, thus supporting the finding that there is a connection between these two statutes.

J'estime également que le fait de considérer que l'al. 9(1)c) établit une interdiction absolue assortie d'une exception limitée complète le régime établi par la *Loi sur le droit d'auteur*. Les alinéas 21(1)c) et d) de cette loi confèrent au radiodiffuseur, à l'égard du signal de communication qu'il émet, un droit d'auteur comportant le droit exclusif de le retransmettre (sous réserve des exceptions prévues au par. 31(2)) et, dans le cas d'un signal de communication télévisuel, de l'exécuter en public moyennant droit d'entrée. Si l'on considère que l'al. 9(1)c) a pour effet d'interdire absolument tout décodage, sauf avec la permission de la personne légitimement autorisée à transmettre le signal concerné et à en permettre le décodage, la protection de cette disposition s'étend également aux titulaires des droits d'auteur sur la programmation elle-même, puisqu'il interdit la réception non autorisée de tout signal violant le droit d'auteur, même s'il n'y a ni retransmission ni reproduction : voir F. P. Eliadis et S. C. McCormack, « Vanquishing Wizards, Pirates and Musketeers : The Regulation of Encrypted Satellite TV Signals » (1993), 3 *M.C.L.R.* 211, p. 213-218. Enfin, je signale que les recours civils prévus à l'al. 18(1)a) et au par. 18(6) de la *Loi sur la radiocommunication* indiquent que les questions touchant au droit d'auteur sont pertinentes pour l'application de celle-ci, facteur qui appuie la conclusion selon laquelle il existe un lien entre cette loi et celle sur le droit d'auteur.

(c) *Section 9(1)(c) as a “Quasi-Criminal” Provision*

I wish to comment regarding the respondents’ argument regarding the penal effects that the “absolute prohibition” interpretation would bring to bear. Although the present case only arises in the context of a civil remedy the appellant is seeking under s. 18(1) of the Act (as a person who “has suffered loss or damage as a result of conduct that is contrary to paragraph 9(1)(c)”) and does not therefore directly engage the penal aspects of the *Radiocommunication Act*, the respondents direct our attention to ss. 10(1)(b) and 10(2.1). These provisions, respectively, create summary conviction offences for every person providing equipment for the purposes of contravening s. 9 and for every person who in fact contravenes s. 9(1)(c). Respondents’ counsel argued before us that, if s. 9(1)(c) is interpreted in the manner suggested by the appellant, “hundreds of thousands of Canadians can expect a knock on their door, because they will be in breach of the statute” and that “the effect of [the appellant’s] submissions is to criminalize subscribers even if they pay every cent to which DIRECTV is entitled”. The thrust of the respondents’ submission is that the presence of ss. 10(1)(b) and 10(2.1) in the *Radiocommunication Act* provides context that is important to the interpretation of s. 9(1)(c), and that this context militates in favour of the respondents’ position.

Section 9(1)(c) does have a “dual aspect”, in so far as it gives rise to both civil and criminal penalties. I am not, however, persuaded that this plays an important role in the interpretive process here. In any event, I do not think it correct to insinuate that the decision in this appeal will have the effect of automatically branding every Canadian resident who subscribes to and pays for U.S. DTH broadcasting services as a criminal. The penal offence in s. 10(1)(b) requires that circumstances “give rise to a reasonable inference that the equipment, device or component has been used, or is or was intended to be used, for the purpose of contravening section 9”

c) *L’alinéa 9(1)(c) en tant que disposition « quasi pénale »*

Je tiens à commenter l’argument des intimés relatif aux conséquences pénales qu’entraînerait l’interprétation voulant que la disposition en cause constitue une « interdiction absolue ». Bien que la présente affaire découle d’un recours civil exercé par l’appelante en vertu du par. 18(1) de la Loi (en qualité de personne qui « a subi une perte ou des dommages par suite d’une contravention [à l’]aliné[a] 9(1)(c) ») et ne fasse donc pas intervenir directement les aspects pénaux de cette loi, les intimés invitent notre Cour à se pencher sur l’al. 10(1)(b) et le par. 10(2.1) de la *Loi sur la radiocommunication*. Suivant chacune de ces dispositions, commet une infraction punissable sur déclaration de culpabilité par procédure sommaire quiconque fournit du matériel en vue d’enfreindre l’art. 9 et quiconque contrevient dans les faits à l’al. 9(1)(c). Devant nous, l’avocat des intimés a plaidé que, si l’al. 9(1)(c) est interprété de la manière suggérée par l’appelante, [TRADUCTION] « des centaines de milliers de canadiens peuvent s’attendre à recevoir de la visite, puisqu’ils enfreindront la loi » et que « les arguments [de l’appelante] ont pour effet de transformer les abonnés en criminels, et ce même s’ils paient jusqu’au dernier cent les sommes auxquelles a droit DIRECTV ». Essentiellement, l’intimé prétend que la présence de l’al. 10(1)(b) et du par. 10(2.1) dans la *Loi sur la radiocommunication* constitue un élément contextuel important pour l’interprétation de l’al. 9(1)(c) et que cet élément milite en faveur de sa thèse.

L’alinéa 9(1)(c) a effectivement un « caractère hybride », dans la mesure où son application emporte des sanctions civiles et des sanctions pénales. Cependant, je ne suis pas convaincu que ce facteur joue un rôle important dans le processus d’interprétation en l’espèce. Quoi qu’il en soit, je ne crois pas qu’il soit exact d’insinuer que la décision rendue dans le présent pourvoi aura pour effet de transformer sur-le-champ en criminels les résidents canadiens qui sont abonnés à des services SRD américains et paient leur abonnement. L’infraction d’ordre pénal créée par l’al. 10(1)(b) doit être commise dans des circonstances « donnant à penser que

(emphasis added), and allows for a “lawful excuse” defence. Section 10(2.5) further provides that “[n]o person shall be convicted of an offence under paragraph 9(1)(c) . . . if the person exercised all due diligence to prevent the commission of the offence”. Since it is neither necessary nor appropriate to pursue the meaning of these provisions absent the proper factual context, I refrain from doing so.

(d) *Conclusion*

55 After considering the entire context of s. 9(1)(c), and after reading its words in their grammatical and ordinary sense in harmony with the legislative framework in which the provision is found, I find no ambiguity. Rather, I can conclude only that Parliament intended to create an absolute bar on Canadian residents decoding encrypted programming signals. The only exception to this prohibition occurs where authorization is acquired from a distributor holding the necessary legal rights in Canada to transmit the signal and provide the required authorization. There is no need in this circumstance to resort to any of the subsidiary principles of statutory interpretation.

C. *The Constitutional Questions*

56 As I will discuss, I do not propose to answer the constitutional questions that have been stated in this appeal.

57 Rule 32 of the *Rules of the Supreme Court of Canada*, SOR/83-74, mandates that constitutional questions be stated in every appeal in which the constitutional validity or applicability of legislation is challenged, and sets out the procedural requirements to that end. As recognized by this Court, the purpose of Rule 32 is to ensure that the Attorney General of Canada, the attorneys general of the provinces, and the ministers of justice of the territories are alerted to constitutional challenges, in order that they may decide whether or not to

[tout matériel ou dispositif, ou composante de celui-ci] est utilisé en vue d’enfreindre l’article 9, l’a été ou est destiné à l’être » (je souligne). De plus, l’alinéa 10(1)b) permet à la personne à qui on reproche cette infraction de plaider l’« excuse légitime » en défense. En outre, le par. 10(2.5) dispose que « [n]ul ne peut être déclaré coupable de l’infraction visée [à l’alinéa] 9(1)c) [. . .] s’il a pris les mesures nécessaires pour l’empêcher ». Comme il n’est ni nécessaire ni opportun de s’interroger sur le sens de ces dispositions en l’absence du contexte factuel approprié, je m’abstiendrai de le faire.

d) *Conclusion*

Après examen du contexte global de l’al. 9(1)c) et interprétation des mots qui le composent suivant leur sens ordinaire et grammatical, en conformité avec le cadre législatif dans lequel s’inscrit cette disposition, j’arrive à la conclusion que celle-ci ne recèle aucune ambiguïté. Je ne peux que conclure que le législateur entendait interdire de manière absolue aux résidents du Canada de décoder des signaux d’abonnement encodés. La seule exception à cette interdiction est le cas où l’intéressé a obtenu l’autorisation de le faire du distributeur détenant au Canada les droits requis pour transmettre le signal concerné et en permettre le décodage. Il n’est pas nécessaire, dans les circonstances, de recourir à l’un ou l’autre des principes subsidiaires d’interprétation législative.

C. *Les questions constitutionnelles*

Comme je vais le préciser ci-après, je n’entends pas répondre aux questions constitutionnelles formulées dans le cadre du présent pourvoi.

L’article 32 des *Règles de la Cour suprême du Canada*, DORS/83-74, requiert la formulation de questions constitutionnelles dans tout pourvoi où la validité ou l’applicabilité constitutionnelle d’une loi est contestée, en plus d’établir les exigences procédurales à respecter à cette fin. Comme l’a reconnu notre Cour, la règle 32 vise à faire en sorte que le procureur général du Canada, les procureurs généraux des provinces et les ministres de la Justice des territoires soient informés de toute contestation constitutionnelle et puissent décider s’il y a lieu

intervene: *Corbiere v. Canada (Minister of Indian and Northern Affairs)*, [1999] 2 S.C.R. 203, at para. 49, *per* L'Heureux-Dubé J.; see also B. A. Crane and H. S. Brown, *Supreme Court of Canada Practice 2000* (1999), at p. 253. Rule 32 also serves to advise the parties and other potential interveners of the constitutional issues before the Court.

On the whole, the parties to an appeal are granted “wide latitude” by the Chief Justice or other judge of this Court in formulating the questions to be stated: *Bisaillon v. Keable*, [1983] 2 S.C.R. 60, at p. 71; *Corbiere*, *supra*, at para. 48. This wide latitude is especially appropriate in a case like the present, where the motion to state constitutional questions was brought by the respondents: generally, a respondent may advance any argument on appeal that would support the judgment below (*Perka v. The Queen*, [1984] 2 S.C.R. 232, at p. 240; *Idziak v. Canada (Minister of Justice)*, [1992] 3 S.C.R. 631, at pp. 643-44, *per* Cory J.). Like many general rules, however, this one is subject to an exception. A respondent, like any other party, cannot rely upon an entirely new argument that would have required additional evidence to be adduced at trial: *Perka*, *supra*; *Idziak*, *supra*; *R. v. Gayle* (2001), 54 O.R. (3d) 36 (C.A.), at para. 69, leave to appeal refused January 24, 2002, [2002] 1 S.C.R. vii.

In like manner, even where constitutional questions are stated under Rule 32, it may ultimately turn out that the factual record on appeal provides an insufficient basis for their resolution. The Court is not obliged in such cases to provide answers: *Bisaillon*, *supra*; Crane and Brown, *supra*, at p. 254. In fact, there are compelling reasons not to: while we will not deal with abstract questions in the ordinary course, “[t]his policy . . . is of particular importance in constitutional matters” (*Moysa v. Alberta (Labour Relations Board)*, [1989] 1 S.C.R. 1572, at p. 1580; see also *Danson v. Ontario (Attorney General)*, [1990] 2 S.C.R. 1086, at p. 1099; *Baron v. Canada*, [1993] 1 S.C.R. 416, at p. 452; *R. v. Mills*,

ou non qu'ils interviennent : *Corbiere c. Canada (Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien)*, [1999] 2 R.C.S. 203, par. 49, le juge L'Heureux-Dubé; voir également B. A. Crane et H. S. Brown, *Supreme Court of Canada Practice 2000* (1999), p. 253. La règle 32 a également pour objet d'informer les parties et d'éventuels intervenants des questions constitutionnelles soumises à la Cour.

De façon générale, le Juge en chef ou un autre juge de notre Cour accorde aux parties à un pourvoi une « grande latitude » dans la formulation des questions constitutionnelles : *Bisaillon c. Keable*, [1983] 2 R.C.S. 60, p. 71; *Corbiere*, précité, par. 48. Cette grande latitude est particulièrement pertinente dans une affaire comme celle qui nous occupe, où ce sont les intimés qui ont présenté la requête sollicitant la formulation des questions constitutionnelles. Généralement, l'intimé peut avancer, en appel, tout argument tendant à justifier la décision du tribunal d'instance inférieure (*Perka c. La Reine*, [1984] 2 R.C.S. 232, p. 240; *Idziak c. Canada (Ministre de la Justice)*, [1992] 3 R.C.S. 631, p. 643-644, le juge Cory). Toutefois, comme bien d'autres règles d'ordre général, cette règle souffre une exception. L'intimé, comme toute autre partie d'ailleurs, ne peut invoquer un argument entièrement nouveau qui aurait nécessité la production d'éléments de preuve additionnels au procès : *Perka*, précité; *Idziak*, précité; *R. c. Gayle* (2001), 54 O.R. (3d) 36 (C.A.), par. 69, autorisation de pourvoi refusée le 24 janvier 2002, [2002] 1 R.C.S. vii.

Par ailleurs, même lorsque des questions constitutionnelles sont formulées conformément à la règle 32, il peut en bout de ligne arriver que le dossier factuel constitué en appel soit insuffisant pour permettre de trancher ces questions. En pareil cas, notre Cour n'est pas tenue de répondre aux questions formulées : *Bisaillon*, précité; Crane et Brown, *op. cit.*, p. 254. En fait, il existe des raisons impérieuses de ne pas répondre à de telles questions : bien que notre Cour s'abstienne généralement de se prononcer sur des questions abstraites, « [c]ette politique [. . .] revêt une importance particulière dans les affaires constitutionnelles » (*Moysa c. Alberta (Labour Relations Board)*, [1989] 1 R.C.S. 1572, p.

[1999] 3 S.C.R. 668, at para. 38, *per* McLachlin and Iacobucci JJ.). Thus, as Sopinka J. stated for the Court in *Borowski v. Canada (Attorney General)*, [1989] 1 S.C.R. 342, at p. 357: “The procedural requirements of Rule 32 of the *Supreme Court Rules* are not designed to introduce new issues but to define with precision the constitutional points in issue which emerge from the record” (emphasis added).

1580; voir également *Danson c. Ontario (Procureur général)*, [1990] 2 R.C.S. 1086, p. 1099; *Baron c. Canada*, [1993] 1 R.C.S. 416, p. 452; *R. c. Mills*, [1999] 3 R.C.S. 668, par. 38, les juges McLachlin et Iacobucci). En conséquence, comme l’a dit le juge Sopinka au nom de notre Cour dans *Borowski c. Canada (Procureur général)*, [1989] 1 R.C.S. 342, p. 357 : « La procédure établie par l’art. 32 des *Règles de la Cour suprême* ne vise pas à introduire de nouvelles questions, mais à définir avec précision les questions constitutionnelles litigieuses qui ressortent du dossier » (je souligne).

60

Respondents’ counsel properly conceded during oral argument that there is no *Charter* record permitting this Court to address the stated questions. Rather, he argued that “*Charter* values” must inform the interpretation given to the *Radiocommunication Act*. This submission, inasmuch as it is presented as a stand alone proposition, must be rejected. Although I have already set out the preferred approach to statutory interpretation above, the manner in which the respondents would have this Court consider and apply the *Charter* warrants additional attention at this stage.

Au cours des plaidoiries, l’avocat des intimés a à juste titre concédé que le dossier ne renferme pas d’éléments relatifs à la *Charte* propres à permettre à notre Cour de se prononcer sur les questions formulées. Il a plutôt fait valoir que les « valeurs de la *Charte* » devaient éclairer l’interprétation de la *Loi sur la radiocommunication*. Dans la mesure où cet argument est présenté comme une proposition indépendante, il doit être rejeté. Bien que j’aie déjà exposé la démarche à privilégier en matière d’interprétation législative, il y a lieu d’y revenir, étant donné la manière dont les intimés voudraient que notre Cour tienne compte de la *Charte* et l’applique.

61

It has long been accepted that, where it will not upset the appropriate balance between judicial and legislative action, courts should apply and develop the rules of the common law in accordance with the values and principles enshrined in the *Charter*: *RWDSU v. Dolphin Delivery Ltd.*, [1986] 2 S.C.R. 573, at p. 603, *per* McIntyre J.; *Cloutier v. Langlois*, [1990] 1 S.C.R. 158, at p. 184; *R. v. Salituro*, [1991] 3 S.C.R. 654, at p. 675; *R. v. Golden*, [2001] 3 S.C.R. 679, 2001 SCC 83, at para. 86, *per* Iacobucci and Arbour JJ.; *R.W.D.S.U., Local 558 v. Pepsi-Cola Canada Beverages (West) Ltd.*, [2002] 1 S.C.R. 156, 2002 SCC 8, at paras. 18-19. One must keep in mind, of course, that the common law is the province of the judiciary: the courts are responsible for its application, and for ensuring that it continues to reflect the basic values of society. The courts do not, however, occupy the same role *vis-à-vis* statute law.

Il est depuis longtemps admis que, lorsqu’il leur est possible de le faire sans perturber le juste équilibre entre l’action judiciaire et l’action législative, les tribunaux doivent appliquer et faire évoluer les règles de la common law en conformité avec les valeurs et principes consacrés par la *Charte* : *SDGMR c. Dolphin Delivery Ltd.*, [1986] 2 R.C.S. 573, p. 603, le juge McIntyre; *Cloutier c. Langlois*, [1990] 1 R.C.S. 158, p. 184; *R. c. Salituro*, [1991] 3 R.C.S. 654, p. 675; *R. c. Golden*, [2001] 3 R.C.S. 679, 2001 CSC 83, par. 86, les juges Iacobucci et Arbour; *S.D.G.M.R., section locale 558 c. Pepsi-Cola Canada Beverages (West) Ltd.*, [2002] 1 R.C.S. 156, 2002 CSC 8, par. 18-19. Il faut évidemment se rappeler que la common law ressortit au pouvoir judiciaire. En effet les tribunaux sont chargés d’appliquer la common law et de veiller à ce qu’elle continue de refléter les valeurs fondamentales de la société. Cependant, ils ne jouent pas le même rôle vis-à-vis du droit d’origine législative.

Statutory enactments embody legislative will. They supplement, modify or supersede the common law. More pointedly, when a statute comes into play during judicial proceedings, the courts (absent any challenge on constitutional grounds) are charged with interpreting and applying it in accordance with the sovereign intent of the legislator. In this regard, although it is sometimes suggested that “it is appropriate for courts to prefer interpretations that tend to promote those [*Charter*] principles and values over interpretations that do not” (Sullivan, *supra*, at p. 325), it must be stressed that, to the extent this Court has recognized a “*Charter* values” interpretive principle, such principle can only receive application in circumstances of genuine ambiguity, i.e., where a statutory provision is subject to differing, but equally plausible, interpretations.

This Court has striven to make this point clear on many occasions: see, e.g., *Hills v. Canada (Attorney General)*, [1988] 1 S.C.R. 513, at p. 558, *per* L’Heureux-Dubé J.; *Slaight Communications Inc. v. Davidson*, [1989] 1 S.C.R. 1038, at p. 1078, *per* Lamer J. (as he then was); *R. v. Zundel*, [1992] 2 S.C.R. 731, at p. 771, *per* McLachlin J. (as she then was); *R. v. Nova Scotia Pharmaceutical Society*, [1992] 2 S.C.R. 606, at p. 660; *Mossop, supra*, at pp. 581-82, *per* Lamer C.J.; *R. v. Lucas*, [1998] 1 S.C.R. 439, at para. 66, *per* Cory J.; *Mills, supra*, at paras. 22 and 56; *Sharpe, supra*, at para. 33.

These cases recognize that a blanket presumption of *Charter* consistency could sometimes frustrate true legislative intent, contrary to what is mandated by the preferred approach to statutory construction. Moreover, another rationale for restricting the “*Charter* values” rule was expressed in *Symes v. Canada*, [1993] 4 S.C.R. 695, at p. 752:

[T]o consult the *Charter* in the absence of such ambiguity is to deprive the *Charter* of a more powerful purpose, namely, the determination of a statute’s constitutional

Les textes législatifs sont l’expression de la volonté du législateur. Ils complètent, modifient ou remplacent la common law. Plus précisément, lorsqu’une loi est en jeu dans une instance judiciaire, il incombe au tribunal (sauf contestation fondée sur des motifs d’ordre constitutionnel) de l’interpréter et de l’appliquer conformément à l’intention souveraine du législateur. À cet égard, bien qu’on affirme parfois qu’[TRADUCTION] « il convient que les tribunaux privilégient les interprétations tendant à favoriser les principes et les valeurs consacrés par la *Charte* plutôt que celles qui n’ont pas cet effet » (Sullivan, *op. cit.*, p. 325), il importe de souligner le fait que, dans la mesure où notre Cour a reconnu un principe d’interprétation fondé sur le respect des « valeurs de la *Charte* », ce principe ne s’applique uniquement qu’en cas d’ambiguïté véritable, c’est-à-dire lorsqu’une disposition législative se prête à des interprétations divergentes mais par ailleurs tout aussi plausibles l’une que l’autre.

Notre Cour s’est efforcée d’exprimer clairement ce principe à de nombreuses reprises : voir, par exemple, *Hills c. Canada (Procureur général)*, [1988] 1 R.C.S. 513, p. 558, le juge L’Heureux-Dubé; *Slaight Communications Inc. c. Davidson*, [1989] 1 R.C.S. 1038, p. 1078, le juge Lamer (plus tard Juge en chef); *R. c. Zundel*, [1992] 2 R.C.S. 731, p. 771, le juge McLachlin (maintenant Juge en chef); *R. c. Nova Scotia Pharmaceutical Society*, [1992] 2 R.C.S. 606, p. 660; *Mossop*, précité, p. 581-582, le juge en chef Lamer; *R. c. Lucas*, [1998] 1 R.C.S. 439, par. 66, le juge Cory; *Mills*, précité, par. 22 et 56; *Sharpe*, précité, par. 33.

Dans ces arrêts, notre Cour reconnaît qu’appliquer une présomption générale de conformité à la *Charte* pourrait parfois contrecarrer le respect de l’intention véritable du législateur, contrairement à ce que prescrit la démarche privilégiée en matière d’interprétation législative. Dans l’arrêt *Symes c. Canada*, [1993] 4 R.C.S. 695, p. 752, la Cour a énoncé une raison supplémentaire justifiant de limiter l’application de la règle d’interprétation fondée sur le respect des « valeurs de la *Charte* » :

[C]onsulter la *Charte* en l’absence d’une telle ambiguïté la prive d’un objet plus important, la détermination de la constitutionnalité d’une loi. Si les dispositions

validity. If statutory meanings must be made congruent with the *Charter* even in the absence of ambiguity, then it would never be possible to apply, rather than simply consult, the values of the *Charter*. Furthermore, it would never be possible for the government to justify infringements as reasonable limits under s. 1 of the *Charter*, since the interpretive process would preclude one from finding infringements in the first place. [Emphasis in original.]

(See also *Willick v. Willick*, [1994] 3 S.C.R. 670, at pp. 679-80, *per* Sopinka J.)

législatives devaient être rendues compatibles avec la *Charte* même en l'absence d'ambiguïté, alors il ne serait jamais possible d'appliquer, plutôt que de simplement consulter, les valeurs de la *Charte*. En outre, le gouvernement ne pourrait jamais justifier une atteinte à la *Charte* comme une limite raisonnable en vertu de l'article premier puisque le processus d'interprétation empêcherait initialement de conclure à l'existence d'une atteinte à la *Charte*. [Souligné dans l'original.]

(Voir également *Willick c. Willick*, [1994] 3 R.C.S. 670, p. 679-680, le juge Sopinka.)

65

This last point touches, fundamentally, upon the proper function of the courts within the Canadian democracy. In *Vriend v. Alberta*, [1998] 1 S.C.R. 493, at paras. 136-42, the Court described the relationship among the legislative, executive, and judicial branches of governance as being one of dialogue and mutual respect. As was stated, judicial review on *Charter* grounds brings a certain measure of vitality to the democratic process, in that it fosters both dynamic interaction and accountability amongst the various branches. "The work of the legislature is reviewed by the courts and the work of the court in its decisions can be reacted to by the legislature in the passing of new legislation (or even over-arching laws under s. 33 of the *Charter*)" (*Vriend*, *supra*, at para. 139).

Fondamentalement, ce dernier point évoque la question du rôle que doivent jouer les tribunaux au sein de la démocratie canadienne. Dans l'arrêt *Vriend c. Alberta*, [1998] 1 R.C.S. 493, par. 136-142, notre Cour a dit que dialogue et respect mutuels devaient être au cœur des rapports entre les pouvoirs législatif, exécutif et judiciaire. Elle a ajouté que le contrôle judiciaire fondé sur des motifs prévus par la *Charte* confère une certaine vitalité au processus démocratique en ce qu'il favorise à la fois l'interaction dynamique et la responsabilité entre ces divers pouvoirs. « Les tribunaux examinent le travail du législateur, et le législateur réagit aux décisions des tribunaux en adoptant d'autres textes de loi (ou même en se prévalant de l'art. 33 de la *Charte* pour les soustraire à la *Charte*) » (*Vriend*, précité, par. 139).

66

To reiterate what was stated in *Symes*, *supra*, and *Willick*, *supra*, if courts were to interpret all statutes such that they conformed to the *Charter*, this would wrongly upset the dialogic balance. Every time the principle were applied, it would pre-empt judicial review on *Charter* grounds, where resort to the internal checks and balances of s. 1 may be had. In this fashion, the legislatures would be largely shorn of their constitutional power to enact reasonable limits on *Charter* rights and freedoms, which would in turn be inflated to near absolute status. Quite literally, in order to avoid this result a legislature would somehow have to set out its justification for qualifying the *Charter* right expressly in the statutory text, all without the benefit of judicial discussion regarding the limitations that are permissible in a free and democratic society. Before long, courts would be asked to interpret this sort of enactment in light of *Charter* principles. The patent unworkability of

Pour rappeler ce qui a été dit dans les arrêts *Symes* et *Willick*, précités, si les tribunaux devaient interpréter toutes les lois de manière à faire en sorte qu'elles soient conformes à la *Charte*, cela perturberait à tort l'équilibre dialogique. Chaque fois que ce principe serait appliqué, il préviendrait tout contrôle judiciaire fondé sur des motifs prévus par la *Charte*, recours qui permet de profiter des mécanismes internes de pondération que comporte l'article premier. Ainsi, les législateurs seraient en grande partie dépouillés du pouvoir que leur reconnaît la Constitution d'apporter, par voie législative, des restrictions raisonnables aux droits et libertés garantis par la *Charte*, lesquels possèderaient dès lors un caractère quasi absolu. En fait, le législateur qui ne voudrait pas se retrouver dans une telle situation devrait, d'une manière ou d'une autre, justifier expressément dans le texte législatif la limitation du droit garanti par la *Charte*, sans bénéficier des

such a scheme highlights the importance of retaining a forum for dialogue among the branches of governance. As such, where a statute is unambiguous, courts must give effect to the clearly expressed legislative intent and avoid using the *Charter* to achieve a different result.

It may well be that, when this matter returns to trial, the respondents' counsel will make an application to have s. 9(1)(c) of the *Radiocommunication Act* declared unconstitutional for violating the *Charter*. At that time, it will be necessary to consider evidence regarding whose expressive rights are engaged, whether these rights are violated by s. 9(1)(c), and, if they are, whether they are justified under s. 1.

VII. Disposition

In the result, I would allow the appeal with costs throughout, set aside the judgment of the Court of Appeal for British Columbia, and declare that s. 9(1)(c) of the *Radiocommunication Act* creates a prohibition against all decoding of encrypted programming signals, followed by an exception where authorization is received from the person holding the lawful right in Canada to transmit and authorize decoding of the signal. No answer is given to the constitutional questions stated by order of the Chief Justice.

Appeal allowed with costs.

Solicitors for the appellant: Crawford, McKenzie, McLean & Wilford, Orillia and Lang Michener, Ottawa.

Solicitors for all the respondents, except Michelle Lee: Gold & Fuerst, Toronto.

avantages d'un débat devant les tribunaux relativement aux restrictions qui sont acceptables dans une société libre et démocratique. Avant longtemps, les tribunaux seraient appelés à interpréter ce genre de texte de loi à la lumière des principes consacrés par la *Charte*. Le caractère manifestement impraticable d'une telle façon de faire met en évidence l'importance de maintenir le dialogue entre les pouvoirs composant l'État. Par conséquent, lorsqu'une loi n'est pas ambiguë, les tribunaux doivent donner effet à l'intention clairement exprimée par le législateur et éviter d'utiliser la *Charte* pour arriver à un résultat différent.

Il est fort possible, lorsque l'affaire retournera à procès, que l'avocat des intimés demande que l'al. 9(1)(c) de la *Loi sur la radiocommunication* soit déclaré inconstitutionnel au motif qu'il porte atteinte à la *Charte*. À ce moment, il sera nécessaire d'examiner la preuve relative à l'identité des titulaires des droits à la liberté d'expression en cause, et de se demander si l'al. 9(1)(c) porte atteinte à ces droits et, dans l'affirmative, si l'atteinte est justifiée au regard de l'article premier.

VII. Dispositif

Par conséquent, je suis d'avis d'accueillir le pourvoi avec dépens devant toutes les cours, d'annuler le jugement de la Cour d'appel de la Colombie-Britannique et de déclarer que l'al. 9(1)(c) de la *Loi sur la radiocommunication* a pour effet de créer une interdiction prohibant tout décodage de signaux d'abonnement, sous réserve d'une exception, savoir le cas où l'intéressé a obtenu la permission de le faire de la personne légitimement autorisée au Canada à transmettre le signal concerné et à en permettre le décodage. Aucune réponse n'est donnée à l'égard des questions constitutionnelles formulées sur ordonnance du Juge en chef.

Pourvoi accueilli avec dépens.

Procureurs de l'appelante : Crawford, McKenzie, McLean & Wilford, Orillia et Lang Michener, Ottawa.

Procureurs de tous les intimés, à l'exception de Michelle Lee : Gold & Fuerst, Toronto.

Solicitor for the intervener the Attorney General of Canada: The Department of Justice, Ottawa.

Solicitors for the intervener the Canadian Motion Picture Distributors Association: Sim, Hughes, Ashton & McKay, Toronto.

Solicitors for the intervener DIRECTV, Inc.: Borden Ladner Gervais, Toronto.

Solicitor for the intervener the Canadian Alliance for Freedom of Information and Ideas: Ian W. M. Angus, Port Hope.

Solicitors for the intervener the Congres Iberoamerican du Canada: Soloway, Wright, Ottawa.

Procureur de l'intervenant le procureur général du Canada : Le ministère de la Justice, Ottawa.

Procureurs de l'intervenante l'Association canadienne des distributeurs de films : Sim, Hughes, Ashton & McKay, Toronto.

Procureurs de l'intervenante DIRECTV, Inc. : Borden Ladner Gervais, Toronto.

Procureur de l'intervenante la Canadian Alliance for Freedom of Information and Ideas : Ian W. M. Angus, Port Hope.

Procureurs de l'intervenant le Congres Iberoamericain du Canada : Soloway, Wright, Ottawa.

Tab 9

NAV Canada, Greater Toronto Airports Authority, Winnipeg Airports Authority Inc., Halifax International Airport Authority, Edmonton Regional Airports Authority, Calgary Airport Authority, Aéroports de Montréal, Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority, Vancouver International Airport Authority and St. John's International Airport Authority *Appellants/Respondents on cross-appeals*

v.

International Lease Finance Corporation, Hyr Här I Sverige Kommanditbolag, IAI X, Inc., Triton Aviation International LLC, Sierra Leasing Limited, ACG Acquisition XXV LLC, ILFC International Lease Finance Canada Ltd., U.S. Airways Inc., G.E. Capital Aviation Services Inc., as Agent and Manager for Polaris Holding Company and AFT Trust-Sub I, Pegasus Aviation Inc., PALS I, Inc., Ansett Worldwide Aviation, U.S.A., MSA V, RRP Engine Leasing Limited, Canadian Imperial Bank of Commerce, Flight Logistics Inc., C.I.T. Leasing Corporation, NBB-Royal Lease Partnership One and GATX/CL Air Leasing Cooperative Association *Respondents/Appellants on cross-appeals*

NAV Canada *Appellant*

v.

Wilmington Trust Company and Wilmington Trust Corporation *Respondents*

NAV Canada, Greater Toronto Airports Authority, Winnipeg Airports Authority Inc., Halifax International Airport Authority, Edmonton Regional Airports Authority, Calgary Airport Authority, Aéroports de Montréal, Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority, Vancouver International Airport Authority et St. John's International Airport Authority *Appelantes/intimées aux pourvois incidents*

c.

International Lease Finance Corporation, Hyr Här I Sverige Kommanditbolag, IAI X, Inc., Triton Aviation International LLC, Sierra Leasing Limited, ACG Acquisition XXV LLC, ILFC International Lease Finance Canada Ltd., U.S. Airways Inc., G.E. Capital Aviation Services Inc., en qualité de mandataire et gestionnaire de Polaris Holding Company et AFT Trust-Sub I, Pegasus Aviation Inc., PALS I, Inc., Ansett Worldwide Aviation, U.S.A., MSA V, RRP Engine Leasing Limited, Banque Canadienne Impériale de Commerce, Flight Logistics Inc., C.I.T. Leasing Corporation, NBB-Royal Lease Partnership One et GATX/CL Air Leasing Cooperative Association *Intimées/appelantes aux pourvois incidents*

NAV Canada *Appelante*

c.

Wilmington Trust Company et Wilmington Trust Corporation *Intimées*

NAV Canada *Appellant*

v.

G.I.E. Avions de transport régional, ATR Marketing Inc., Heather Leasing Corporation, Renaissance Leasing Corporation, Inter-Canadian (1991) Inc. and Ernst & Young Inc., in its capacity as trustee for the bankruptcy of Inter-Canadian (1991) Inc. *Respondents*

NAV Canada *Appellant*

v.

Inter-Canadian (1991) Inc., Wilmington Trust Company, Wilmington Trust Corporation, Aéroports de Montréal, Greater Toronto Airports Authority, Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority and Ernst & Young Inc., in its capacity as trustee for the bankruptcy of Inter-Canadian (1991) Inc. *Respondents*

- and -

Aéroports de Montréal *Appellant*

v.

Wilmington Trust Company, Wilmington Trust Corporation, NAV Canada, Greater Toronto Airports Authority, Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority and Ernst & Young Inc., in its capacity as trustee for the bankruptcy of Inter-Canadian (1991) Inc. *Respondents*

- and -

Greater Toronto Airports Authority *Appellant*

v.

NAV Canada *Appelante*

c.

G.I.E. Avions de transport régional, ATR Marketing Inc., Heather Leasing Corporation, Renaissance Leasing Corporation, Inter-Canadien (1991) Inc. et Ernst & Young Inc., en qualité de syndic à la faillite d'Inter-Canadien (1991) Inc. *Intimées*

NAV Canada *Appelante*

c.

Inter-Canadien (1991) Inc., Wilmington Trust Company, Wilmington Trust Corporation, Aéroports de Montréal, Greater Toronto Airports Authority, Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority et Ernst & Young Inc., en qualité de syndic à la faillite d'Inter-Canadien (1991) Inc. *Intimées*

- et -

Aéroports de Montréal *Appelante*

c.

Wilmington Trust Company, Wilmington Trust Corporation, NAV Canada, Greater Toronto Airports Authority, Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority et Ernst & Young Inc., en qualité de syndic à la faillite d'Inter-Canadien (1991) Inc. *Intimées*

- et -

Greater Toronto Airports Authority *Appelante*

c.

Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority, Wilmington Trust Company, Wilmington Trust Corporation, Aéroports de Montréal, NAV Canada, Ernst & Young Inc., in its capacity as trustee for the bankruptcy of Inter-Canadian (1991) Inc. and Inter-Canadian (1991) Inc. *Respondents*

- and -

Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority *Appellant*

v.

Wilmington Trust Company, Wilmington Trust Corporation and Ernst & Young Inc., in its capacity as trustee for the bankruptcy of Inter-Canadian (1991) Inc. *Respondents*

NAV Canada *Appellant*

v.

Inter-Canadian (1991) Inc., Renaissance Leasing Corporation, Heather Leasing Corporation, G.I.E. Avions de transport régional, ATR Marketing Inc., Ernst & Young Inc., in its capacity as trustee for the bankruptcy of Inter-Canadian (1991) Inc., Aéroports de Montréal, Greater Toronto Airports Authority and Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority *Respondents*

- and -

Aéroports de Montréal *Appellant*

v.

Renaissance Leasing Corporation, Heather Leasing Corporation, G.I.E. Avions

Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority, Wilmington Trust Company, Wilmington Trust Corporation, Aéroports de Montréal, NAV Canada, Ernst & Young Inc., en qualité de syndic à la faillite d'Inter-Canadien (1991) Inc. et Inter-Canadien (1991) Inc. *Intimées*

- et -

Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority *Appelante*

c.

Wilmington Trust Company, Wilmington Trust Corporation et Ernst & Young Inc., en qualité de syndic à la faillite d'Inter-Canadien (1991) Inc. *Intimées*

NAV Canada *Appelante*

c.

Inter-Canadien (1991) Inc., Renaissance Leasing Corporation, Heather Leasing Corporation, G.I.E. Avions de transport régional, ATR Marketing Inc., Ernst & Young Inc., en qualité de syndic à la faillite d'Inter-Canadien (1991) Inc., Aéroports de Montréal, Greater Toronto Airports Authority et Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority *Intimées*

- et -

Aéroports de Montréal *Appelante*

c.

Renaissance Leasing Corporation, Heather Leasing Corporation, G.I.E. Avions de

de transport régional, ATR Marketing Inc., Ernst & Young Inc., in its capacity as trustee for the bankruptcy of Inter-Canadian (1991) Inc., NAV Canada, Greater Toronto Airports Authority and Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority *Respondents*

- and -

Greater Toronto Airports Authority *Appellant*

v.

Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority, Renaissance Leasing Corporation, Heather Leasing Corporation, G.I.E. Avions de transport régional, ATR Marketing Inc., Aéroports de Montréal, NAV Canada, Ernst & Young Inc., in its capacity as trustee for the bankruptcy of Inter-Canadian (1991) Inc. and Inter-Canadian (1991) Inc. *Respondents*

- and -

Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority *Appellant*

v.

Renaissance Leasing Corporation, Heather Leasing Corporation, G.I.E. Avions de transport régional, ATR Marketing Inc. and Ernst & Young Inc., in its capacity as trustee for the bankruptcy of Inter-Canadian (1991) Inc. *Respondents*

Aéroports de Montréal *Appellant*

v.

transport régional, ATR Marketing Inc., Ernst & Young Inc., en qualité de syndic à la faillite d'Inter-Canadien (1991) Inc., NAV Canada, Greater Toronto Airports Authority et Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority *Intimées*

- et -

Greater Toronto Airports Authority *Appelante*

c.

Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority, Renaissance Leasing Corporation, Heather Leasing Corporation, G.I.E. Avions de transport régional, ATR Marketing Inc., Aéroports de Montréal, NAV Canada, Ernst & Young Inc., en qualité de syndic à la faillite d'Inter-Canadien (1991) Inc. et Inter-Canadien (1991) Inc. *Intimées*

- et -

Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority *Appelante*

c.

Renaissance Leasing Corporation, Heather Leasing Corporation, G.I.E. Avions de transport régional, ATR Marketing Inc. et Ernst & Young Inc., en qualité de syndic à la faillite d'Inter-Canadien (1991) Inc. *Intimées*

Aéroports de Montréal *Appelante*

c.

Wilmington Trust Company, Wilmington Trust Corporation and Ernst & Young Inc., in its capacity as trustee for the bankruptcy of Inter-Canadian (1991) Inc. Respondents

Wilmington Trust Company, Wilmington Trust Corporation et Ernst & Young Inc., en qualité de syndic à la faillite d'Inter-Canadien (1991) Inc. Intimées

Aéroports de Montréal Appellant

Aéroports de Montréal Appelante

v.

c.

Newcourt Credit Group (Alberta) Inc., Canada Life Assurance Company, Ernst & Young Inc., in its capacity as trustee for the bankruptcy of Inter-Canadian (1991) Inc. and Renaissance Leasing Corporation Respondents

Newcourt Credit Group (Alberta) Inc., Compagnie d'Assurance du Canada sur la Vie, Ernst & Young Inc., en qualité de syndic à la faillite d'Inter-Canadien (1991) Inc. et Renaissance Leasing Corporation Intimées

Aéroports de Montréal Appellant

Aéroports de Montréal Appelante

v.

c.

Newcourt Credit Group (Alberta) Inc., Canada Life Assurance Company, CCG Trust Corporation, Greater London International Airport Authority, Greater Toronto Airports Authority, Saint John Airport Inc., St. John's International Airport Authority, Charlottetown Airport Authority Inc., Renaissance Leasing Corporation, Heather Leasing Corporation and Ernst & Young Inc., in its capacity as trustee for the bankruptcy of Inter-Canadian (1991) Inc. Respondents

Newcourt Credit Group (Alberta) Inc., Compagnie d'Assurance du Canada sur la Vie, CCG Trust Corporation, Greater London International Airport Authority, Greater Toronto Airports Authority, Saint John Airport Inc., St. John's International Airport Authority, Charlottetown Airport Authority Inc., Renaissance Leasing Corporation, Heather Leasing Corporation et Ernst & Young Inc., en qualité de syndic à la faillite d'Inter-Canadien (1991) Inc. Intimées

- and -

- et -

St. John's International Airport Authority and Charlottetown Airport Authority Inc. Appellants

St. John's International Airport Authority et Charlottetown Airport Authority Inc. Appelantes

v.

c.

Newcourt Credit Group (Alberta) Inc.,

Newcourt Credit Group (Alberta) Inc.,

Canada Life Assurance Company, CCG Trust Corporation, Renaissance Leasing Corporation, Heather Leasing Corporation, Canadian Regional Airlines Ltd., Canadian Regional (1998) Ltd. and Ernst & Young Inc., in its capacity as trustee for the bankruptcy of Inter-Canadian (1991) Inc. Respondents

- and -

Greater Toronto Airports Authority Appellant

v.

Greater London International Airport Authority, Saint John Airport Inc., St. John's International Airport Authority, Charlottetown Airport Authority Inc., Newcourt Credit Group (Alberta) Inc., Canada Life Assurance Company, CCG Trust Corporation, Aéroports de Montréal, Renaissance Leasing Corporation, Heather Leasing Corporation, Canadian Regional Airlines Ltd., Canadian Regional (1998) Ltd. and Ernst & Young Inc., in its capacity as trustee for the bankruptcy of Inter-Canadian (1991) Inc. Respondents

Greater Toronto Airports Authority Appellant

v.

Renaissance Leasing Corporation, Inter-Canadian (1991) Inc. and Ernst & Young Inc., in its capacity as trustee for the bankruptcy of Inter-Canadian (1991) Inc. Respondents

Compagnie d'Assurance du Canada sur la Vie, CCG Trust Corporation, Renaissance Leasing Corporation, Heather Leasing Corporation, Lignes aériennes Canadien régional Ltée, Canadian Regional (1998) Ltd. et Ernst & Young Inc., en qualité de syndic à la faillite d'Inter-Canadien (1991) Inc. Intimées

- et -

Greater Toronto Airports Authority Appelante

c.

Greater London International Airport Authority, Saint John Airport Inc., St. John's International Airport Authority, Charlottetown Airport Authority Inc., Newcourt Credit Group (Alberta) Inc., Compagnie d'Assurance du Canada sur la Vie, CCG Trust Corporation, Aéroports de Montréal, Renaissance Leasing Corporation, Heather Leasing Corporation, Lignes aériennes Canadien régional Ltée, Canadian Regional (1998) Ltd. et Ernst & Young Inc., en qualité de syndic à la faillite d'Inter-Canadien (1991) Inc. Intimées

Greater Toronto Airports Authority Appelante

c.

Renaissance Leasing Corporation, Inter-Canadien (1991) Inc. et Ernst & Young Inc., en qualité de syndic à la faillite d'Inter-Canadien (1991) Inc. Intimées

**Greater Toronto Airports
Authority** *Appellant*

v.

**Newcourt Credit Group (Alberta) Inc.,
Canada Life Assurance Company, CCG
Trust Corporation, Inter-Canadian (1991)
Inc., Ernst & Young Inc., in its capacity as
trustee for the bankruptcy of Inter-Canadian
(1991) Inc. and Renaissance Leasing
Corporation** *Respondents*

**Ottawa Macdonald-Cartier International
Airport Authority** *Appellant*

v.

**Wilmington Trust Company and Ernst &
Young Inc., in its capacity as trustee for
the bankruptcy of Inter-Canadian (1991)
Inc.** *Respondents*

**St. John's International Airport
Authority** *Appellant*

v.

**Newcourt Credit Group (Alberta) Inc.,
Canada Life Assurance Company, CCG
Trust Corporation, Ernst & Young Inc., in
its capacity as trustee for the bankruptcy of
Inter-Canadian (1991) Inc. and Renaissance
Leasing Corporation** *Respondents*

**Charlottetown Airport Authority
Inc.** *Appellant*

v.

**CCG Trust Corporation and Ernst &
Young Inc., in its capacity as trustee for
the bankruptcy of Inter-Canadian (1991)
Inc.** *Respondents*

**Greater Toronto Airports
Authority** *Appelante*

c.

**Newcourt Credit Group (Alberta) Inc.,
Compagnie d'Assurance du Canada sur
la Vie, CCG Trust Corporation, Inter-
Canadien (1991) Inc., Ernst & Young Inc.,
en qualité de syndic à la faillite d'Inter-
Canadien (1991) Inc. et Renaissance Leasing
Corporation** *Intimées*

**Ottawa Macdonald-Cartier International
Airport Authority** *Appelante*

c.

**Wilmington Trust Company et Ernst &
Young Inc., en qualité de syndic à la faillite
d'Inter-Canadien (1991) Inc.** *Intimées*

**St. John's International Airport
Authority** *Appelante*

c.

**Newcourt Credit Group (Alberta) Inc.,
Compagnie d'Assurance du Canada sur la
Vie, CCG Trust Corporation, Ernst & Young
Inc., en qualité de syndic à la faillite d'Inter-
Canadien (1991) Inc. et Renaissance Leasing
Corporation** *Intimées*

**Charlottetown Airport Authority
Inc.** *Appelante*

c.

**CCG Trust Corporation et Ernst & Young
Inc., en qualité de syndic à la faillite
d'Inter-Canadien (1991) Inc.** *Intimées*

INDEXED AS: CANADA 3000 INC. (RE); INTER-CANADIAN (1991) INC. (TRUSTEE OF)

Neutral citation: 2006 SCC 24.

File Nos.: 30214, 30729, 30730, 30731, 30732, 30738, 30740, 30742, 30743, 30745, 30749, 30750, 30751.

2006: January 16, 17; 2006: June 9.

Present: McLachlin C.J. and Bastarache, Binnie, LeBel, Deschamps, Fish and Charron JJ.

ON APPEAL FROM THE COURT OF APPEAL FOR ONTARIO

ON APPEAL FROM THE COURT OF APPEAL FOR QUEBEC

Transportation law — Airports — Seizure and detention of aircraft — Airlines operating fleets of aircraft under leasing agreements with legal titleholders — Airlines, registered owners of aircraft, incurring charges for civil air navigation and airport services — Service providers applying to superior court judge for authorization, pursuant to s. 9 of Airport Transfer (Miscellaneous Matters) Act and s. 56 of Civil Air Navigation Services Commercialization Act, to seize and detain aircraft operated by airlines for unpaid charges incurred prior to airlines' bankruptcies — Whether titleholders' right to repossess leased aircraft should take priority over service providers' seize and detain orders — Whether titleholders liable to service providers for unpaid charges — Whether seize and detain orders can be exercised against security posted by titleholders in substitution for aircraft — Whether lessors of engines attached to detained aircraft entitled to repossess engines — Airport Transfer (Miscellaneous Matters) Act, S.C. 1992, c. 5, s. 9 — Civil Air Navigation Services Commercialization Act, S.C. 1996, c. 20, ss. 55, 56.

Legislation — Interpretation — Contextual interpretation — Owner of aircraft — Whether word "owner" in s. 55 of Civil Air Navigation Services Commercialization Act includes legal titleholders of aircraft — Civil Air

RÉPERTORIÉ : CANADA 3000 INC. (RE); INTER-CANADIEN (1991) INC. (SYNDIC DE)

Référence neutre : 2006 CSC 24.

N^{os} du greffe : 30214, 30729, 30730, 30731, 30732, 30738, 30740, 30742, 30743, 30745, 30749, 30750, 30751.

2006 : 16, 17 janvier; 2006 : 9 juin.

Présents : La juge en chef McLachlin et les juges Bastarache, Binnie, LeBel, Deschamps, Fish et Charron.

EN APPEL DE LA COUR D'APPEL DE L'ONTARIO

EN APPEL DE LA COUR D'APPEL DU QUÉBEC

Droit des transports — Aéroports — Saisie et rétention d'aéronefs — Transporteurs aériens exploitant leur flotte d'aéronefs en vertu de conventions de bail conclues avec les propriétaires en titre — Redevances pour les services d'aéroports et de navigation aérienne civile imposées aux transporteurs aériens propriétaires enregistrés des aéronefs — Fournisseurs de services demandant à un juge d'une cour supérieure, en vertu de l'art. 9 de la Loi relative aux cessions d'aéroports et de l'art. 56 de la Loi sur la commercialisation des services de navigation aérienne civile, l'autorisation de saisir et de retenir les aéronefs utilisés par les transporteurs aériens pour recouvrer les redevances en souffrance imposées avant la faillite des transporteurs aériens — Le droit des propriétaires en titre de reprendre possession de leurs aéronefs loués a-t-il préséance sur les ordonnances de saisie et de rétention accordées aux fournisseurs de services? — Les propriétaires en titre sont-ils tenus au paiement des redevances dues aux fournisseurs de services? — Les ordonnances de saisie et de rétention peuvent-elles être exécutées sur les sûretés remises par les propriétaires en titre et substituées aux aéronefs? — Les locataires de moteurs installés dans les aéronefs saisis ont-ils droit de reprendre possession de leurs moteurs? — Loi relative aux cessions d'aéroports, L.C. 1992, ch. 5, art. 9 — Loi sur la commercialisation des services de navigation aérienne civile, L.C. 1996, ch. 20, art. 55, 56.

Législation — Interprétation — Interprétation contextuelle — Propriétaire d'aéronefs — Le mot « propriétaire » à l'art. 55 de la Loi sur la commercialisation des services de navigation aérienne civile

Navigation Services Commercialization Act, S.C. 1996, c. 20, s. 55.

An airline in the modern era may consist of little more than a name, with its aircraft leased, its suppliers on week to week contracts and even its reservation and yield management systems outsourced to one of the global service providers such as Sabre or Galileo. Start-ups are relatively easy, balance sheets are often thin, and failure can be quick and (to outsiders) unexpected. Yet privatized Canadian airports and NAV Canada (the privatized civil air navigation service) are obliged by statute to provide service even to financially troubled airline operators. When an operator collapses leaving unpaid bills for airport charges and air navigation services, the question becomes: who takes the financial loss, the people who ultimately own the leased aircraft or the people who were obliged to (and did) provide the airport and navigation services?

Before going bankrupt, the airline companies Canada 3000 and Inter-Canadian operated their fleets of aircraft under leasing agreements with the respondent legal titleholders and were the registered owners of the aircraft under the *Aeronautics Act*. These airlines incurred approximately \$33.75 million in charges for civil air navigation and airport services provided by NAV Canada and the airport authorities pursuant to the *Airport Transfer (Miscellaneous Matters) Act* (“*Airports Act*”) and the *Civil Air Navigation Services Commercialization Act* (“*CANSCA*”).

The Collapse of Canada 3000

In November 2001, Canada 3000 applied for protection under the *Companies’ Creditors Arrangement Act* (“*CCAA*”). NAV Canada and the airport authorities applied to a judge of the Ontario Superior Court of Justice, under s. 56 of *CANSCA* and s. 9 of the *Airports Act*, for authorization to seize and detain certain aircraft operated by the airline. The judge released the aircraft on the posting of security by the legal titleholders and later dismissed the seizure and detention motions, holding that the provisions in question of *CANSCA* and the *Airports Act* did not give the authorities priority over the rights of the legal titleholders to repossess the aircraft. He also held that the titleholders were not jointly and severally liable for the charges owed to NAV Canada under s. 55 of *CANSCA*, since they were not

englobe-t-il les propriétaires en titre des aéronefs? — Loi sur la commercialisation des services de navigation aérienne civile, L.C. 1996, ch. 20, art. 55.

Un transporteur aérien de l’ère moderne peut n’avoir guère plus qu’un nom, avec des aéronefs loués, des contrats d’approvisionnement renouvelés de semaine en semaine et même des systèmes de réservation et de gestion de la recette unitaire confiés à des fournisseurs mondiaux de services comme Sabre ou Galileo. Le démarrage est relativement facile, les bilans sont souvent maigres et l’échec peut survenir abruptement et (vu de l’extérieur) sans avertissement. Mais les aéroports canadiens privatisés et NAV Canada (le service de navigation aérienne civile privatisé) sont légalement tenus de fournir leurs services même à des transporteurs aériens en difficultés financières. L’effondrement d’un transporteur aérien qui laisse impayés des redevances d’aéroport et des services de navigation aérienne soulève la question de savoir qui assume la perte financière, les personnes qui sont en définitive propriétaires des aéronefs loués ou les personnes tenues de fournir les services d’aéroport et de navigation (et qui les ont fournis)?

Avant de faire faillite, les sociétés de transport aérien Canada 3000 et Inter-Canadien exploitaient leurs flottes d’aéronefs en vertu de conventions de bail passées avec les propriétaires en titre intimées et étaient propriétaires enregistrées des aéronefs sous le régime de la *Loi sur l’aéronautique*. Ces transporteurs aériens devaient environ 33,75 millions de dollars en redevances pour des services de navigation aérienne civile et des services aéroportuaires fournis par NAV Canada et les administrations aéroportuaires en vertu de la *Loi relative aux cessions d’aéroports* (« *LCA* ») et de la *Loi sur la commercialisation des services de navigation aérienne civile* (« *LCSNAC* »).

L’effondrement de Canada 3000

En novembre 2001, Canada 3000 s’est prévaluée de la protection de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (« *LACC* »). NAV Canada et les administrations aéroportuaires ont demandé à un juge de la Cour supérieure de justice de l’Ontario, en vertu de l’art. 56 de la *LCSNAC* et de l’art. 9 de la *LCA*, l’autorisation de saisir et de retenir certains aéronefs utilisés par ce transporteur aérien. Le juge a ordonné mainlevée de la saisie des aéronefs contre la remise d’une sûreté par les propriétaires en titre et a plus tard rejeté les requêtes en saisie et en rétention, statuant que les dispositions en question de la *LCSNAC* et de la *LCA* n’accordaient pas aux administrations un droit ayant préséance sur les droits des propriétaires en titre de reprendre possession des aéronefs. Il a aussi conclu

“owners” within the meaning of the Act. The majority of the Court of Appeal upheld the motions judge’s decision.

The Collapse of Inter-Canadian

In December 1999, the airport authorities and NAV Canada obtained, pursuant to s. 56 of *CANSCA* and s. 9 of the *Airports Act*, an order of the Quebec Superior Court to seize and detain a number of aircraft operated by Inter-Canadian. The airline was subsequently deemed to have made an assignment in bankruptcy. Faced with the legal titleholders’ claims that they were entitled to repossess the aircraft, the trustee in bankruptcy applied to the Superior Court for directions. The judge allowed a motion to release the aircraft in exchange for security. He later held that the legal titleholders were jointly and severally liable for the amounts owing. The majority of the Court of Appeal overturned the motions judge’s ruling, concluding that the lessors’ right to repossession took priority and that the legal titleholders were entitled to the return of their aircraft free and clear of the unpaid charges.

Held: The appeals and cross-appeals should be allowed in part.

This case is from first to last an exercise in statutory interpretation, and the issues of interpretation are closely tied to context. Prior to *CANSCA* and the *Airports Act*, civil air navigation and airport services were provided by the federal government. Under the current legislative scheme, the privatized NAV Canada and airport authorities operate as self-funded corporations that provide services on the basis of a cost-based tariff fixed by government regulation. They cannot withhold airport or navigation services even from an obviously failing airline. At the time the measures in question here were enacted, airline insolvencies and bankruptcies had become a fact of life throughout the airline industry. The legislative scheme shows that Parliament fully appreciated that in dealing with aircraft flown in and out of jurisdictions under complex leasing arrangements, the only effective collection scheme would be to render the aircraft themselves available for seizure, and thereafter to let those interested in them resolve their dispute about where the money should come from to pay the debts due to the service providers. [36-39]

que sous le régime de l’art. 55 de la *LCSNAC*, les propriétaires en titre n’étaient pas tenus solidairement au paiement des redevances dues à NAV Canada puisqu’ils n’étaient pas les « propriétaires » au sens de cette Loi. La Cour d’appel à la majorité a maintenu la décision du juge des requêtes.

L’effondrement d’Inter-Canadien

En décembre 1999, les administrations aéroportuaires et NAV Canada ont obtenu de la Cour supérieure du Québec, aux termes de l’art. 56 de la *LCSNAC* et de l’art. 9 de la *LCA*, une ordonnance autorisant la saisie et la rétention d’un certain nombre d’aéronefs utilisés par Inter-Canadien. Le transporteur aérien a par la suite été déclaré en faillite. Confronté aux demandes de reprise de possession des aéronefs que lui présentaient les propriétaires en titre, le syndic de faillite s’est adressé à la Cour supérieure pour obtenir des directives. Le juge a accueilli une demande de mainlevée de la saisie des aéronefs contre la remise d’une sûreté. Il a plus tard statué que les propriétaires en titre étaient tenus solidairement au paiement des sommes dues. La Cour d’appel à la majorité a infirmé la décision du juge des requêtes, concluant que le droit des locateurs à la reprise de possession avait préséance et que les propriétaires en titre avaient droit à ce que les aéronefs leur soient remis sans qu’ils aient à payer les redevances dues.

Arrêt : Les pourvois et les pourvois incidents sont accueillis en partie.

La présente espèce est de bout en bout un exercice d’interprétation des lois, et les questions d’interprétation sont étroitement liées au contexte. Avant l’entrée en vigueur de la *LCSNAC* et de la *LCA*, c’est le gouvernement fédéral qui assurait les services aéroportuaires et de navigation aérienne civile. Suivant le régime législatif maintenant en vigueur, NAV Canada et les administrations aéroportuaires issues de la privatisation s’autofinancent et offrent leurs services au tarif fixé par règlement et établi en fonction des coûts. Elles ne peuvent refuser leurs services aéroportuaires ou de navigation aérienne même à un transporteur aérien clairement au bord de la déconfiture. Au moment où le législateur a adopté les mesures en cause, les cas de transporteurs aériens insolubles ou en faillite étaient monnaie courante dans l’industrie du transport aérien. Le régime législatif montre que le législateur était pleinement conscient que, s’agissant d’aéronefs dont l’exploitation transcende les frontières et obéit à des baux complexes, le seul mode de perception efficace consistait à rendre les aéronefs eux-mêmes saisissables et à laisser ensuite les divers intéressés résoudre leur différend sur la question de savoir qui devrait payer les sommes dues aux fournisseurs de services. [36-39]

No Joint and Several Liability for Charges for Air Navigation Services

The appeals are dismissed with respect to NAV Canada's claim that the legal titleholders are jointly and severally liable for outstanding civil air navigation charges incurred by the registered owners and operators of the failed airlines, since the legal titleholders are not "owners" within the meaning of s. 55 of *CANSCA*. It is clear from the statutory scheme and the legislative record that Parliament intended to create a "user-pay" system for civil air navigation services, and that the only "users" of those services within the contemplation of the Act are the airlines. While in some contexts the meaning of "owner" could include legal titleholders, a purposive interpretation of s. 55 excludes them. The definition of "owner" in s. 55(2) lists only persons in possession or legal custody and control of the aircraft. Section 55(1) should be similarly construed. Interpreting the list in s. 55(2) as exhaustive of ownership for the purposes of s. 55(1) is consistent with the rest of the statutory scheme governing aeronautics, the legislative history, and conforms with common sense. If NAV Canada's interpretation of s. 55 were correct, it would mean that a seizure and detention order issued in respect of Canada 3000's unpaid user charges could in theory attach not only to a legal titleholder's aircraft leased to Canada 3000, but also to any other aircraft to which that lessor holds title, including aircraft leased to other airlines. Moreover, to interpret "owner" as argued by NAV Canada would give preference to the ambiguous English text of s. 55 over the relatively clear French provision. A restrictive interpretation of "owner" is consistent with the policy and practice throughout the federal aeronautics scheme where the term "owner" is used to refer to the person in legal custody and control of the aircraft, not the legal titleholder. In enacting *CANSCA*, Parliament intended not to replace or override the existing regulatory framework but rather to fit cohesively within it. [41-61]

The Seizure and Detention Remedy

Although the legal titleholders are not directly liable for the charges due to the service providers, NAV Canada and the airport authorities were entitled to orders seizing and detaining the aircraft pursuant to s. 56 of *CANSCA* and s. 9 of the *Airports Act*, and are

Les propriétaires en titre ne sont pas tenus solidairement au paiement des redevances pour les services de navigation aérienne

Les pourvois sont rejetés en ce qui concerne la prétention de NAV Canada suivant laquelle les propriétaires en titre sont solidairement tenus de payer les redevances en souffrance pour les services de navigation aérienne civile imposées aux propriétaires enregistrés et usagers des transporteurs aériens défaillants, puisque ces propriétaires en titre ne sont pas des « propriétaires » au sens de l'art. 55 de la *LCSNAC*. Le régime et l'historique législatifs indiquent clairement que le législateur a voulu instituer un système d'« utilisateur-payeur » en matière de services de navigation aérienne civile, et que les seuls « usagers » de ces services visés par la loi sont les transporteurs aériens. Si, dans certains contextes, le mot « propriétaire » peut inclure le propriétaire en titre, ce dernier est exclu par une interprétation téléologique de l'art. 55. La définition de « propriétaire » au par. 55(2) énumère uniquement les personnes qui ont l'aéronef en leur possession ou qui en ont la garde et la responsabilité légales. Le paragraphe 55(1) devrait s'interpréter de la même manière. Il est conforme au reste du régime législatif en matière d'aéronautique, à l'historique législatif et au bon sens de voir une liste exhaustive dans l'énumération faite au par. 55(2) pour l'application du par. 55(1). Si l'interprétation de l'art. 55 proposée par NAV Canada était correcte, cela signifierait qu'une ordonnance de saisie et de rétention rendue relativement aux redevances d'utilisation dues par Canada 3000 pourrait en théorie s'appliquer non seulement aux aéronefs d'un propriétaire en titre loués à Canada 3000 mais aussi à tout autre appareil appartenant à ce locateur, y compris aux aéronefs loués à d'autres transporteurs aériens. En outre, l'interprétation du mot « propriétaire » que propose NAV Canada privilégierait la version anglaise ambiguë de l'art. 55 à la version française relativement claire. Une interprétation restrictive de « propriétaire » est compatible en principe et en pratique avec tout le régime fédéral en matière d'aéronautique, où ce mot renvoie à la personne qui a la garde et la responsabilité légales de l'aéronef, non au propriétaire en titre. Lorsqu'il a adopté la *LCSNAC*, le législateur ne voulait pas que cette Loi remplace ou écarte le cadre réglementaire en place mais plutôt qu'elle s'y insère de façon cohérente. [41-61]

Le recours en saisie et en rétention

Même si les propriétaires en titre ne sont pas directement tenus au paiement des redevances dues aux fournisseurs de services, NAV Canada et les administrations aéroportuaires avaient droit à des ordonnances de saisie et de rétention des aéronefs aux termes de

entitled now to have their claims (as assessed by the motions judges) satisfied out of the security posted in substitution for the aircraft. Whereas s. 55 of *CANSCA* identifies a group of persons who are made legally liable for the amounts owing, the detention remedy set out in s. 9 of the *Airports Act* and s. 56 of *CANSCA* has a different focus. This court-granted remedy entitles the authorities to possess the aircraft until the debt is paid or security furnished. It does not confer any interest in the beneficial ownership of the aircraft, and it cannot be circumvented by a leasing arrangement made between an airline and an aircraft lessor. Since ss. 9(1) and 56(1) do not distinguish between the unpaid charges accumulated by specific aircraft operated by a defaulting owner or operator, the amount in respect of which the seizure of each aircraft is made is the entire amount owed by that registered owner or operator. There is no limitation of debts on an aircraft by aircraft basis. [9-10] [62-75] [85-86]

Much of the potential unfairness complained of by the legal titleholders in the operation of the detention remedy can adequately be addressed by the motions judge. The right to seize and detain is not automatic. It requires a prior court authorization which may be subject to such terms as the court considers necessary. The court also has a discretion to limit the duration of the remedy by requiring the applicable authority to release a detained aircraft from detention prior to payment of the amount with respect to which the seizure was made. In any event, an authority that obtains an order is required to release a detained aircraft upon payment of the outstanding charges, or upon the provision of acceptable security therefor. Parliament has thus left the door open for the motions judge to work out an arrangement that is fair and reasonable to all concerned provided that the object and purpose of the remedy (to ensure the unpaid user fees are paid) is fulfilled. [73] [92]

The legal titleholders are sophisticated corporate players and are well versed in the industry in which they have chosen to invest. Since they can select which airlines they are prepared to deal with and negotiate appropriate security arrangements as part of their lease transactions, they are in a better position to protect themselves against this type of loss than are the airport authorities and NAV Canada. [71-72]

The intervention of bankruptcy proceedings in both Quebec and Ontario created procedural complications. In the case of *Inter-Canadian*, the detention remedies

l'art. 56 de la *LCSNAC* et de l'art. 9 de la *LCA*, et elles ont maintenant droit à ce que les sommes dues (déterminées par les juges des requêtes) leur soient payées sur les sûretés substituées aux aéronefs. Alors que l'art. 55 de la *LCSNAC* indique un groupe de personnes tenues légalement responsables du paiement des redevances dues, le recours en rétention qu'offrent l'art. 9 de la *LCA* et l'art. 56 de la *LCSNAC* vise un autre objet. Ce recours judiciaire donne aux administrations un droit à la prise de possession de l'aéronef jusqu'au paiement de la dette ou au dépôt d'une sûreté. Il ne confère aucun droit de propriété bénéficiaire sur l'aéronef, et les baux entre transporteurs aériens et locuteurs d'avions ne peuvent le contourner. Puisque les par. 9(1) et 56(1) ne font pas de distinction en fonction des redevances accumulées à l'égard de chaque aéronef d'un propriétaire enregistré ou utilisateur défaillant, la dette à l'égard de laquelle la saisie est pratiquée est le montant total dû par ce propriétaire enregistré ou utilisateur. Il n'y a pas de fractionnement de la dette aéronef par aéronef. [9-10] [62-75] [85-86]

Le juge des requêtes peut adéquatement examiner bon nombre des possibles effets injustes du recours en rétention dont se plaignent les propriétaires en titre. Le droit de saisie et de rétention n'est pas automatique. Il doit être autorisé par la cour qui peut l'assujettir aux conditions qu'elle estime nécessaires. La cour peut aussi limiter la durée de la saisie en ordonnant à l'autorité en cause de donner mainlevée avant le paiement de la somme pour laquelle l'aéronef avait été saisi. En tout état de cause, une administration qui obtient une ordonnance autorisant la rétention est tenue de donner mainlevée sur paiement des redevances en souffrance ou contre remise d'une garantie satisfaisante. Le législateur a ainsi donné au juge des requêtes la latitude nécessaire pour élaborer des solutions justes et raisonnables pour toutes les parties en cause, dans la mesure où elles sont compatibles avec la réalisation de l'objet et de l'esprit du recours (assurer le paiement des redevances dues). [73] [92]

Les propriétaires en titre sont des entreprises bien informées et bien au fait de l'industrie dans laquelle elles ont choisi d'investir. Puisqu'elles sont en mesure de choisir les transporteurs aériens avec lesquels elles sont disposées à traiter et d'inclure des garanties acceptables dans les baux qu'elles négocient, elles peuvent mieux se protéger contre les pertes de ce genre que les administrations aéroportuaires ou NAV Canada. [71-72]

Les procédures de faillite tant au Québec qu'en Ontario ont engendré des complications procédurales. Dans le cas d'*Inter-Canadien*, les recours en rétention

were applied for well before the assignment in bankruptcy. In the case of Canada 3000, the detention remedies were applied for while the CCAA stay was in effect and Canada 3000 remained the registered owner of the aircraft in question. In neither case did the aircraft become part of the bankrupt estate (because ultimate ownership was in the legal titleholder). The aircraft were legitimate targets of the detention remedies as they were still sitting on a Canadian airport tarmac and were still “owned or operated” (within the meaning of the relevant statutes) by the airlines at the relevant date. Given the authority to charge interest, the interest continues to run to the first of the date of payment, the posting of security or the bankruptcy. [77] [96]

In the proceedings involving Inter-Canadian it was not necessary for the Quebec Superior Court judge to resort to provincial law or, more specifically, to the *Civil Code of Québec*. The *Aeronautics Act*, the *Airports Act*, and *CANSCA* are federal statutes that create a unified aeronautics regime. Parliament endeavoured to create a comprehensive remedy that would be applicable across the country and would not vary from one province to another. This uniformity is especially vital since aircraft are highly mobile and move easily across jurisdictions. [78-79]

Two of the respondents leased to Canada 3000 the engines attached to two of the aircraft which, when seized, were airworthy. For the present purposes, the engines are part of the aircraft in respect of which charges were incurred and that are the subject of the detention. The *Aeronautics Act* does not envisage the dismantling of the aircraft (and thus of its value as security) on the tarmac. [87-89]

Cases Cited

Applied: *Bell ExpressVu Limited Partnership v. Rex*, [2002] 2 S.C.R. 559, 2002 SCC 42; **distinguished:** *Royal Bank of Canada v. Sparrow Electric Corp.*, [1997] 1 S.C.R. 411; **referred to:** *Pan American World Airways Inc. v. The Queen*, [1981] 2 S.C.R. 565; *Heydon's Case* (1584), 3 Co. Rep. 7a, 76 E.R. 637; *Grand Trunk Railway Co. of Canada v. Hepworth Silica Pressed Brick Co.* (1915), 51 S.C.R. 81; *Bristol-Myers Squibb Co. v. Canada* (*Attorney General*), [2005] 1 S.C.R. 533, 2005 SCC 26; *Dilworth v. Commissioner of Stamps*, [1899] A.C. 99; *R. v. Loblaw Groceteria Co. (Manitoba) Ltd.*, [1961] S.C.R. 138; *Slaight Communications Inc. v.*

ont été entamés bien avant la cession de faillite. Dans le cas de Canada 3000, les recours en rétention ont été entamés au cours de la période de suspension ordonnée en application de la *LACC* et Canada 3000 est demeurée propriétaire enregistrée des aéronefs en question. Dans les deux cas, les aéronefs n'ont jamais fait partie de l'avoir de la faillie (parce que le titre de propriété appartenait aux propriétaires en titre). Les aéronefs pouvaient légitimement être visés par le recours en rétention puisqu'ils se trouvaient encore sur le tarmac d'un aéroport au Canada et que les transporteurs aériens en étaient encore « propriétaires ou usagers » (au sens des lois en cause) aux dates pertinentes. Vu l'existence du pouvoir d'exiger des intérêts, les intérêts courent jusqu'à la date du paiement des redevances, de la remise d'une sûreté ou de la faillite, selon celui de ces événements qui survient en premier. [77] [96]

Dans les procédures mettant en cause Inter-Canadien, il n'était pas nécessaire que le juge de la Cour supérieure du Québec ait recours au droit provincial ou, plus précisément, au *Code civil du Québec*. La *Loi sur l'aéronautique*, la *LCA* et la *LCSNAC* sont des lois fédérales qui établissent un régime unifié en matière d'aéronautique. Le législateur a voulu constituer un recours exhaustif qui s'appliquerait dans tout le pays de façon uniforme d'une province à l'autre. Cette uniformité est d'autant plus essentielle que l'extrême mobilité des aéronefs leur permet de passer facilement d'un territoire à l'autre. [78-79]

Deux des intimées ont donné à bail à Canada 3000 les moteurs installés dans deux des aéronefs qui, au moment de la saisie, étaient en bon état de vol. Pour les besoins de la présente espèce, les moteurs sont des composantes des aéronefs à l'égard desquels des redevances ont été imposées et qui sont visés par la rétention. La *Loi sur l'aéronautique* n'envisage pas le démontage des appareils sur le tarmac (et, par conséquent, le morcellement de leur valeur en tant que garantie). [87-89]

Jurisprudence

Arrêt appliqué : *Bell ExpressVu Limited Partnership c. Rex*, [2002] 2 R.C.S. 559, 2002 CSC 42; **distinction d'avec l'arrêt :** *Banque Royale du Canada c. Sparrow Electric Corp.*, [1997] 1 R.C.S. 411; **arrêts mentionnés :** *Pan American World Airways Inc. c. La Reine*, [1981] 2 R.C.S. 565; *Heydon's Case* (1584), 3 Co. Rep. 7a, 76 E.R. 637; *Grand Trunk Railway Co. of Canada c. Hepworth Silica Pressed Brick Co.* (1915), 51 R.C.S. 81; *Bristol-Myers Squibb Co. c. Canada* (*Procureur général*), [2005] 1 R.C.S. 533, 2005 CSC 26; *Dilworth c. Commissioner of Stamps*, [1899] A.C. 99; *R. c. Loblaw Groceteria Co. (Manitoba) Ltd.*, [1961] R.C.S.

Davidson, [1989] 1 S.C.R. 1038; *Schreiber v. Canada (Attorney General)*, [2002] 3 S.C.R. 269, 2002 SCC 62; *R. v. Dubois*, [1935] S.C.R. 378; *R. v. Ulybel Enterprises Ltd.*, [2001] 2 S.C.R. 867, 2001 SCC 56; *Rizzo & Rizzo Shoes Ltd. (Re)*, [1998] 1 S.C.R. 27; *R. v. Morgentaler*, [1993] 3 S.C.R. 463; *Aetna Financial Services Ltd. v. Feigelman*, [1985] 1 S.C.R. 2; *The Emilie Millon*, [1905] 2 K.B. 817; *Channel Airways Ltd. v. Manchester Corp.*, [1974] 1 Lloyd's Rep. 456; *Peoples Department Stores Inc. (Trustee of) v. Wise*, [2004] 3 S.C.R. 461, 2004 SCC 68; *Firestone Tire & Rubber Co. of Canada v. Industrial Acceptance Corp.*, [1971] S.C.R. 357; *Bank of America Canada v. Mutual Trust Co.*, [2002] 2 S.C.R. 601, 2002 SCC 43.

Statutes and Regulations Cited

Aeronautics Act, R.S.C. 1985, c. A-2, ss. 3(1) "aeronautical product", "registered owner", 4.4(5), 4.5.
Airport Transfer (Miscellaneous Matters) Act, S.C. 1992, c. 5, ss. 9, 10.
Bankruptcy and Insolvency Act, R.S.C. 1985, c. B-3, ss. 121, 122.
Canadian Aviation Regulations, SOR/96-433, ss. 101.01(1) "operator", "owner", 202.15 to 202.17.
Civil Air Navigation Services Commercialization Act, S.C. 1996, c. 20, ss. 2(1) "user", (2), 7, 8, 9, Part III, 32 to 35, 36(3)(a)(i), 37(4), 44, 55, 56, 57(1).
Civil Code of Québec, S.Q. 1991, c. 64, arts. 1592, 1593.
Companies' Creditors Arrangement Act, R.S.C. 1985, c. C-36, s. 11.31.
Interpretation Act, R.S.C. 1985, c. I-21, ss. 8.1, 8.2, 12.

Treaties and Other International Instruments

Air Transport Agreement Between the Government of Canada and the Government of the United States of America (1995), Annex I, s. 1.
Convention on International Civil Aviation, Can. T.S. 1944 No. 36, art. 19.

Authors Cited

Bunker, Donald H. *Canadian Aviation Finance Legislation*. Montreal: Institute and Centre of Air and Space Law, McGill University, 1989.
 Canada. House of Commons. *House of Commons Debates*, vol. IV, 1st Sess., 33rd Parl., June 20, 1985, pp. 6065-66.

138; *Slaight Communications Inc. c. Davidson*, [1989] 1 R.C.S. 1038; *Schreiber c. Canada (Procureur général)*, [2002] 3 R.C.S. 269, 2002 CSC 62; *R. c. Dubois*, [1935] R.C.S. 378; *R. c. Ulybel Enterprises Ltd.*, [2001] 2 R.C.S. 867, 2001 CSC 56; *Rizzo & Rizzo Shoes Ltd. (Re)*, [1998] 1 R.C.S. 27; *R. c. Morgentaler*, [1993] 3 R.C.S. 463; *Aetna Financial Services Ltd. c. Feigelman*, [1985] 1 R.C.S. 2; *The Emilie Millon*, [1905] 2 K.B. 817; *Channel Airways Ltd. c. Manchester Corp.*, [1974] 1 Lloyd's Rep. 456; *Magasins à rayons Peoples inc. (Syndic de) c. Wise*, [2004] 3 R.C.S. 461, 2004 CSC 68; *Firestone Tire & Rubber Co. of Canada c. Industrial Acceptance Corp.*, [1971] R.C.S. 357; *Banque d'Amérique du Canada c. Société de Fiducie Mutuelle*, [2002] 2 R.C.S. 601, 2002 CSC 43.

Lois et règlements cités

Code civil du Québec, L.Q. 1991, ch. 64, art. 1592, 1593.
Loi d'interprétation, L.R.C. 1985, ch. I-21, art. 8.1, 8.2, 12.
Loi relative aux cessions d'aéroports, L.C. 1992, ch. 5, art. 9, 10.
Loi sur l'aéronautique, L.R.C. 1985, ch. A-2, art. 3(1) « produits aéronautiques », « propriétaire enregistré », 4.4(5), 4.5.
Loi sur la commercialisation des services de navigation aérienne civile, L.C. 1996, ch. 20, art. 2(1) « usager », (2), 7, 8, 9, partie III, 32 à 35, 36(3), 37(4), 44, 55, 56, 57(1).
Loi sur la faillite et l'insolvabilité, L.R.C. 1985, ch. B-3, art. 121, 122.
Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies, L.R.C. 1985, ch. C-36, art. 11.31.
Règlement de l'aviation canadien, DORS/96-433, art. 101.01(1), « propriétaire », « utilisateur », 202.15 à 202.17.

Traités et autres instruments internationaux

Accord relatif au transport aérien entre le gouvernement du Canada et le gouvernement des États-Unis d'Amérique (1995), Annexe I, art. 1.
Convention relative à l'aviation civile internationale, R.T. Can. 1944 n° 36, art. 19.

Doctrines citée

Bunker, Donald H. *Canadian Aviation Finance Legislation*. Montreal : Institute and Centre of Air and Space Law, McGill University, 1989.
 Canada. Chambre des communes. *Débats de la Chambre des communes*, vol. IV, 1^{re} sess., 33^e lég., 20 juin 1985, p. 6065-6066.

Canada. House of Commons. *House of Commons Debates*, vol. 133, 2nd Sess., 35th Parl., March 25, 1996, pp. 1152-54.

Canada. House of Commons. *House of Commons Debates*, vol. 134, 2nd Sess., 35th Parl., May 15, 1996, pp. 2821, 2834, May 29, 1996, p. 3144, June 4, 1996, pp. 3394, 3410.

Canada. Senate. *Debates of the Senate*, vol. 135, 2nd Sess., 35th Parl., June 10, 1996, pp. 588-89.

“Clause by Clause Analysis for the *Civil Air Navigation Services Commercialization Act*”, as presented to the Senate Committee on Transport and Communications.

Driedger, Elmer A. *Construction of Statutes*, 2nd ed. Toronto: Butterworths, 1983.

Sullivan, Ruth. *Sullivan and Driedger on the Construction of Statutes*, 4th ed. Toronto: Butterworths, 2002.

Uniform Law Conference of Canada. *Drafting Conventions for the Uniform Law Conference of Canada*, s. 21(4) (online: <http://www.ulcc.ca/en/us/index.cfm?sec=5>).

APPEALS and CROSS-APPEALS from a judgment of the Ontario Court of Appeal (Abella and Cronk JJ.A. and Juriansz J. (*ad hoc*)) (2004), 69 O.R. (3d) 1, 235 D.L.R. (4th) 618, 183 O.A.C. 201, 3 C.B.R. (5th) 207, [2004] O.J. No. 141 (QL), affirming in part a decision of Ground J. (2002), 33 C.B.R. (4th) 184, 5 P.P.S.A.C. (3d) 272, [2002] O.J. No. 1775 (QL). Appeals and cross-appeals allowed in part.

APPEALS from judgments of the Quebec Court of Appeal (Nuss, Pelletier and Morissette JJ.A.), [2004] R.J.Q. 2966, 247 D.L.R. (4th) 503, [2004] Q.J. No. 11921 (QL), [2004] Q.J. No. 11922 (QL), [2004] Q.J. No. 11923 (QL), [2004] Q.J. No. 11924 (QL), [2004] Q.J. No. 11925 (QL), [2004] Q.J. No. 11926 (QL), [2004] Q.J. No. 11927 (QL), [2004] Q.J. No. 11928 (QL), [2004] Q.J. No. 11930 (QL), [2004] Q.J. No. 11932 (QL), [2004] Q.J. No. 11933 (QL), [2004] Q.J. No. 11961 (QL), reversing, in whole or in part, decisions of Tremblay J., [2000] R.J.Q. 2935, [2000] Q.J. No. 7330 (QL), [2000] Q.J. No. 4959 (QL), [2000] Q.J. No. 4996 (QL), [2000] Q.J. No. 5004 (QL), [2000] Q.J. No. 5005 (QL), [2000] Q.J. No. 5007 (QL), [2000] Q.J. No. 5009 (QL). Appeals allowed in part.

Canada. Chambre des communes. *Débats de la Chambre des communes*, vol. 133, 2^e sess., 35^e lég., 25 mars 1996, p. 1152-1154.

Canada. Chambre des communes. *Débats de la Chambre des communes*, vol. 134, 2^e sess., 35^e lég., 15 mai 1996, p. 2821, 2834, 29 mai 1996, p. 3144, 4 juin 1996, p. 3394, 3410.

Canada. Sénat. *Débats du Sénat*, vol. 135, 2^e sess., 35^e lég., 10 juin 1996, p. 588-589.

« Clause by Clause Analysis for the *Civil Air Navigation Services Commercialization Act* », présentée au Comité permanent des transports et des communications du Sénat.

Conférence pour l'harmonisation des lois au Canada. *Protocole de rédaction de la Conférence pour l'uniformisation des lois au Canada*, par. 21(4) (en ligne : <http://www.ulcc.ca/fr/us/index.cfm?sec=5>).

Driedger, Elmer A. *Construction of Statutes*, 2nd ed. Toronto : Butterworths, 1983.

Sullivan, Ruth. *Sullivan and Driedger on the Construction of Statutes*, 4th ed. Toronto : Butterworths, 2002.

POURVOIS et POURVOIS INCIDENTS contre un arrêt de la Cour d'appel de l'Ontario (les juges Abella et Cronk et le juge Juriansz (*ad hoc*)) (2004), 69 O.R. (3d) 1, 235 D.L.R. (4th) 618, 183 O.A.C. 201, 3 C.B.R. (5th) 207, [2004] O.J. No. 141 (QL), qui a confirmé en partie un jugement du juge Ground (2002), 33 C.B.R. (4th) 184, 5 P.P.S.A.C. (3d) 272, [2002] O.J. No. 1775 (QL). Pourvois et pourvois incidents accueillis en partie.

POURVOIS contre des arrêts de la Cour d'appel du Québec (les juges Nuss, Pelletier et Morissette), [2004] R.J.Q. 2966, 247 D.L.R. (4th) 503, [2004] J.Q. n° 11921 (QL), [2004] J.Q. n° 11922 (QL), [2004] J.Q. n° 11923 (QL), [2004] J.Q. n° 11924 (QL), [2004] J.Q. n° 11925 (QL), [2004] J.Q. n° 11926 (QL), [2004] J.Q. n° 11927 (QL), [2004] J.Q. n° 11928 (QL), [2004] J.Q. n° 11930 (QL), [2004] J.Q. n° 11932 (QL), [2004] J.Q. n° 11933 (QL), [2004] J.Q. n° 11961 (QL), qui a infirmé, en tout ou en partie, des jugements du juge Tremblay, [2000] R.J.Q. 2935, [2000] J.Q. n° 7330 (QL), [2000] J.Q. n° 4959 (QL), [2000] J.Q. n° 4996 (QL), [2000] J.Q. n° 5004 (QL), [2000] J.Q. n° 5005 (QL), [2000] J.Q. n° 5007 (QL), [2000] J.Q. n° 5009 (QL). Pourvois accueillis en partie.

Clifton P. Prophet and Eric Wredenhagen, for NAV Canada (30214).

Lyndon A. J. Barnes and Jean-Marc Leclerc, for Greater Toronto Airports Authority (30214).

John T. Porter and Alan B. Merskey, for Winnipeg Airports Authority Inc., Halifax International Airport Authority, Edmonton Regional Airports Authority, Calgary Airport Authority, Aéroports de Montréal, Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority, Vancouver International Airport Authority and St. John's International Airport Authority (30214).

Richard A. Conway, David P. Chernos, Linda M. Plumpton and Jana N. Stettner, for International Lease Finance Corporation, Hyr Här I Sverige Kommanditbolag, IAI X, Inc., Triton Aviation International LLC, Sierra Leasing Limited, ACG Acquisition XXV LLC, ILFC International Lease Finance Canada Ltd. and U.S. Airways Inc. (30214).

Christopher W. Besant and Joseph J. Bellissimo, for G.E. Capital Aviation Services Inc., as Agent and Manager for Polaris Holding Company and AFT Trust-Sub I, Pegasus Aviation Inc., and PALS I, Inc. (30214).

Barbara L. Grossman and Christopher D. Woodbury, for Ansett Worldwide Aviation, U.S.A., and MSA V (30214).

Kenneth D. Kraft, for RRP Engine Leasing Limited and Flight Logistics Inc. (30214).

Pamela L. J. Huff and Jill Lawrie, for C.I.T. Leasing Corporation and NBB-Royal Lease Partnership One (30214).

Written submissions only by *Craig J. Hill and Roger Jaipargas*, for GATX/CL Air Leasing Cooperative Association (30214).

Michel G. Ménard, for NAV Canada (30729, 30730, 30731, 30732).

Richard L. Desgagnés and Véronique E. Marquis, for Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority, St-John's International Airport

Clifton P. Prophet et Eric Wredenhagen, pour NAV Canada (30214).

Lyndon A. J. Barnes et Jean-Marc Leclerc, pour Greater Toronto Airports Authority (30214).

John T. Porter et Alan B. Merskey, pour Winnipeg Airports Authority Inc., Halifax International Airport Authority, Edmonton Regional Airports Authority, Calgary Airport Authority, Aéroports de Montréal, Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority, Vancouver International Airport Authority et St. John's International Airport Authority (30214).

Richard A. Conway, David P. Chernos, Linda M. Plumpton et Jana N. Stettner, pour International Lease Finance Corporation, Hyr Här I Sverige Kommanditbolag, IAI X, Inc., Triton Aviation International LLC, Sierra Leasing Limited, ACG Acquisition XXV LLC, ILFC International Lease Finance Canada Ltd. et U.S. Airways Inc. (30214).

Christopher W. Besant et Joseph J. Bellissimo, pour G.E. Capital Aviation Services Inc., en qualité de mandataire et gestionnaire de Polaris Holding Company et AFT Trust-Sub I, Pegasus Aviation Inc., et PALS I, Inc. (30214).

Barbara L. Grossman et Christopher D. Woodbury, pour Ansett Worldwide Aviation, U.S.A., et MSA V (30214).

Kenneth D. Kraft, pour RRP Engine Leasing Limited et Flight Logistics Inc. (30214).

Pamela L. J. Huff et Jill Lawrie, pour C.I.T. Leasing Corporation et NBB-Royal Lease Partnership One (30214).

Argumentation écrite seulement par *Craig J. Hill et Roger Jaipargas*, pour GATX/CL Air Leasing Cooperative Association (30214).

Michel G. Ménard, pour NAV Canada (30729, 30730, 30731, 30732).

Richard L. Desgagnés et Véronique E. Marquis, pour Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority, St-John's International Airport

Authority and Charlottetown Airport Authority Inc. (30731, 30732, 30742, 30749, 30750, 30751).

Gerald N. Apostolatos, for Aéroports de Montréal (30731, 30732, 30738, 30740, 30742).

Sandra Abitan, David Tardif-Latourelle and Allon Pollack, for Greater Toronto Airports Authority (30731, 30732, 30742, 30743, 30745).

Bertrand Giroux, Markus Koehnen, Jeff Gollob, Jason Murphy, Jean-Yves Fortin and Geneviève Bergeron, for Wilmington Trust Company, Wilmington Trust Corporation, Renaissance Leasing Corporation, Heather Leasing Corporation, G.I.E. Avions de transport régional and ATR Marketing Inc. (30729, 30730, 30731, 30732, 30738, 30740, 30742, 30743, 30745, 30749, 30750).

Pierre Bourque and Eugene Czolij, for Newcourt Credit Group (Alberta) Inc., Canada Life Assurance Company and CCG Trust Corporation (30740, 30742, 30745, 30750, 30751).

No one appeared for Canadian Imperial Bank of Commerce, Inter-Canadian (1991) Inc., Ernst & Young Inc., in its capacity as trustee for the bankruptcy of Inter-Canadian (1991) Inc., Greater London International Airport Authority, Saint John Airport Inc., Canadian Regional Airlines Ltd. and Canadian Regional (1998) Ltd.

The judgment of the Court was delivered by

BINNIE J. — When an airline collapses leaving unpaid bills for airport charges and air navigation services, the question becomes who takes the financial loss (or, as it is sometimes said, “the haircut”), the people who ultimately own the aircraft or the people who were obliged to (and did) provide the airport and navigation services?

The question lands before the Court because of the collapse of “Inter-Canadian (1991) Inc. Airline” in 1999 and, in 2001, of Canada 3000 Airlines Ltd. and Royal Aviation Inc. (collectively “Canada

Authority et Charlottetown Airport Authority Inc. (30731, 30732, 30742, 30749, 30750, 30751).

Gerald N. Apostolatos, pour Aéroports de Montréal (30731, 30732, 30738, 30740, 30742).

Sandra Abitan, David Tardif-Latourelle et Allon Pollack, pour Greater Toronto Airports Authority (30731, 30732, 30742, 30743, 30745).

Bertrand Giroux, Markus Koehnen, Jeff Gollob, Jason Murphy, Jean-Yves Fortin et Geneviève Bergeron, pour Wilmington Trust Company, Wilmington Trust Corporation, Renaissance Leasing Corporation, Heather Leasing Corporation, G.I.E. Avions de transport régional et ATR Marketing Inc. (30729, 30730, 30731, 30732, 30738, 30740, 30742, 30743, 30745, 30749, 30750).

Pierre Bourque et Eugene Czolij, pour Newcourt Credit Group (Alberta) Inc., Compagnie d'Assurance du Canada sur la Vie et CCG Trust Corporation (30740, 30742, 30745, 30750, 30751).

Personne n’a comparu pour Banque Canadienne Impériale de Commerce, Inter-Canadien (1991) Inc., Ernst & Young Inc., en qualité de syndic à la faillite d’Inter-Canadien (1991) Inc., Greater London International Airport Authority, Saint John Airport Inc., Lignes aériennes Canadien régional Ltée et Canadian Regional (1998) Ltd.

Version française du jugement de la Cour rendu par

LE JUGE BINNIE — L’effondrement d’un transporteur aérien qui laisse impayés des redevances d’aéroport et des services de navigation aérienne soulève la question de savoir qui, des personnes qui sont en définitive propriétaires des aéronefs ou des personnes tenues de fournir les services d’aéroport et de navigation (et qui les ont fournis) assument la perte financière (ou, comme on dit parfois, y laissent des plumes).

La Cour est saisie de cette question en raison de l’effondrement d’« Inter-Canadien (1991) Inc. » en 1999 et, en 2001, de Canada 3000 Airlines Ltd. et Royal Aviation Inc. (collectivement « Canada

3000”). The answer depends on the statutory interpretation to be given to provisions of the *Airport Transfer (Miscellaneous Matters) Act*, S.C. 1992, c. 5 (“*Airports Act*”), and the *Civil Air Navigation Services Commercialization Act*, S.C. 1996, c. 20 (“*CANSCA*”). The important context for this interpretation is the unusual nature of the modern airline business.

3

After decades of financial turbulence, an airline in the modern era may consist of little more than a name, with its aircraft leased, its suppliers on week to week contracts and even its reservation and yield management systems outsourced to one of the global service providers such as Sabre or Galileo. Start-ups are relatively easy, balance sheets are often thin, and failure can be quick and (to outsiders) unexpected, as the history of Canada 3000 illustrates. When a financial collapse occurs (and these have been frequent in Canada and elsewhere in the past decade), there is little meat on the corporate bones for unsecured creditors. Doing business with such airline operators carries significant financial risks, yet the appellant Canadian airports operating under government supervision are obliged by statute to allow financially troubled airlines to make use of their services (and sometimes the airport will not know if an airline is in financial trouble or not). Airport costs are largely recovered through landing fees. If these and other fees go unpaid, the airport is out of pocket for the cost of the service it was obliged by law to provide.

4

“NAV Canada”, the privatized successor to the former government-run civil air navigation system, is also obliged to offer its services to any aircraft flying through Canadian airspace on a cost-recovery basis. Its business is even riskier than that of the airports because quite often these aircraft do not even land in Canada, as in the case of transatlantic traffic flying the great circle route to and from the eastern seaboard of the United States: *Pan*

3000 ». La réponse tient à l’interprétation qu’il faut donner aux dispositions de la *Loi relative aux cessions d’aéroports*, L.C. 1992, ch. 5 (« *LCA* »), et de la *Loi sur la commercialisation des services de navigation aérienne civile*, L.C. 1996, ch. 20 (« *LCSNAC* »). Dans cette interprétation, le contexte de la nature particulière de l’industrie moderne du transport aérien revêt une grande importance.

Après des décennies de turbulences financières, un transporteur aérien de l’ère moderne peut n’avoir guère plus qu’un nom, avec des aéronefs loués, des contrats d’approvisionnement renouvelés de semaine en semaine et même des systèmes de réservation et de gestion de la recette unitaire confiés à un fournisseur mondial de services comme Sabre ou Galileo. Le démarrage est relativement facile, les bilans sont souvent maigres et l’échec peut survenir abruptement et (vu de l’extérieur) sans avertissement, comme l’illustre l’expérience de Canada 3000. Lorsque survient l’effondrement (et il y en a eu fréquemment au Canada et ailleurs au cours de la dernière décennie), il reste bien peu dans les coffres du transporteur pour satisfaire les créanciers non garantis. Ceux qui commercent avec ces transporteurs aériens courent des risques financiers considérables, mais les aéroports canadiens appelants, sur lesquels s’exerce une supervision gouvernementale, sont quand même légalement tenus de permettre à des transporteurs aériens en difficultés financières de recourir à leurs services (parfois, les aéroports ne savent rien de la santé financière d’un transporteur). C’est en grande partie par les frais d’atterrissage que les aéroports recouvrent leurs coûts. Lorsque ces frais et d’autres redevances ne sont pas payés, ce sont les aéroports qui absorbent le coût des services que la loi les oblige à fournir.

« NAV Canada », qui a pris la relève du gouvernement lorsque le système de navigation aérienne civile a été privatisé, est tenue elle aussi de fournir ses services à tout aéronef circulant dans l’espace aérien canadien, selon le principe de la récupération des coûts. Elle court un risque encore plus grand que les aéroports parce que, bien souvent, les appareils n’atterrissent même pas au Canada, comme c’est le cas de ceux qui empruntent la route

American World Airways Inc. v. The Queen, [1981] 2 S.C.R. 565.

When Parliament adopted its policy of privatizing major airports and navigation services in the early 1990s putting such services on a commercial footing, potential investors were expected to insist on some assurance that they would in fact be financially viable serving the chronically unstable aviation business. Thus, Parliament decided to extend to the private operators of airport and navigation services a statutory power to apply to a superior court judge for an order to seize and detain aircraft until outstanding charges are paid, similar to the power Parliament had earlier conferred on the Crown in pre-privatization days under the *Aeronautics Act*, R.S.C. 1985, c. A-2, s. 4.5.

It is worth emphasizing that no power to seize and detain as such is conferred. A superior court judge is interposed between the aircraft sought to be seized and the airports or NAV Canada. As discussed below, the role of the judge is crucial to an understanding of the statutory detention remedy.

The respondents are primarily entities with the ultimate ownership of the aircraft in respect of which the charges in issue were incurred (“the legal titleholders”). Their position is that under the terms of their various leases with the defaulting airlines, they did not operate the aircraft, nor did they make use of the services for which charges were levied, nor did they derive benefit therefrom. They say that they are investors, and that when the lessees failed they were entitled to repossess their aircraft free of the charges which the defaulting airlines — not the legal titleholders — incurred. They consider it unjust that they were required in these cases to post security as a condition of removing “their” aircraft from the airports in question. The appellant airport authorities and NAV Canada, on the other hand, argue that the failure of Canada 3000 and Inter-Canadian reflects the sort of air carrier instability that Parliament rightly anticipated and in light of

orthodromique en partance ou à destination du littoral est des États-Unis : *Pan American World Airways Inc. c. La Reine*, [1981] 2 R.C.S. 565.

Lorsque le Parlement a adopté au début des années 1990 son programme de privatisation des grands aéroports et des services de navigation et leur a donné une vocation commerciale, il s’attendait à ce que les investisseurs potentiels exigent une quelconque assurance qu’il serait financièrement viable de fournir des services à l’industrie du transport aérien, chroniquement instable. C’est pourquoi il a décidé d’accorder aux exploitants privés de ces services le pouvoir légal de demander à un juge de la juridiction supérieure une ordonnance de saisie et de rétention des aéronefs jusqu’à l’acquittement des redevances en souffrance, un pouvoir semblable à celui que le législateur avait déjà accordé à l’État avant la privatisation, sous le régime de la *Loi sur l’aéronautique*, L.R.C. 1985, ch. A-2, par. 4.5.

Il convient de souligner qu’aucun pouvoir de saisie et de rétention en soi n’est accordé. Un juge d’une cour supérieure agit comme intermédiaire entre un aéroport ou NAV Canada et l’aéronef à saisir. Comme on le verra plus loin, le rôle du juge est essentiel pour bien comprendre le recours en rétention prévu par la loi.

Les intimées sont principalement des entités qui sont les véritables propriétaires des aéronefs à l’égard desquels les redevances en cause ont été imposées (les « propriétaires en titre »). Elles prétendent qu’aux termes des divers baux conclus avec les transporteurs aériens défaillants, elles n’ont pas utilisé les aéronefs, pas plus qu’elles n’ont recouru aux services pour lesquels des redevances ont été imposées ou qu’elles n’ont tiré profit de ces services. Elles affirment être des investisseurs et que, lorsque les locataires ont fait défaut, elles avaient le droit de reprendre possession de leurs aéronefs libres de toutes les redevances dues par les transporteurs aériens défaillants, non par les propriétaires en titre. Elles estiment injuste que les propriétaires en titre aient été tenus dans ces cas de remettre une sûreté pour pouvoir retirer « leurs » aéronefs des aéroports en cause. Les appelantes, les administrations aéroportuaires et NAV Canada, soutiennent

5

2006 SCC 24 (CanLII)

6

7

which it created the statutory remedies in question. Parliament must be taken to appreciate, they say, that an airline may be only a corporate shell but an aircraft under detention is a good, solid and enduring hostage for payment.

8 I agree with the courts below that the respondent legal titleholders are not subject to personal or corporate liability to pay the unpaid charges under s. 55 of *CANSCA*. But that is not to say that the aircraft are similarly unburdened.

9 In my view, the appellants are entitled to obtain judicially authorized seize and detain orders (hereinafter sometimes collectively referred to as the detention remedy) to be exercised against the security posted in substitution for the aircraft. The matters should be remitted to the motions judges to work out the details of the orders. Considered in the context in which the detention remedy was intended by Parliament to operate, the detention remedy cannot be circumvented as suggested by the respondents by the expedient of leasing arrangements made between the airlines and the aircraft lessors. The detention remedy is purely statutory and Parliament's intention to create an effective collection mechanism against *the aircraft* itself owned or operated by the person liable to pay the amount or charge must be given full effect.

10 On the other hand, the appellants' remedy, if an order is granted, is limited to possession. Simple possession under the statutes does not confer any interest in the beneficial ownership of the aircraft. I do not think the appellants' further claim to the airborne equivalent of a maritime lien is well founded, nor do they have any "implied" power to sell the aircraft once detained. They get what the statute says they get — a right to apply for a judicial order to seize and detain the aircraft until payment — no more, and no less.

pour leur part que l'échec de Canada 3000 et Inter-Canadien illustre le genre d'instabilité des transports aériens que le législateur avait correctement prévue et en raison de laquelle il a créé les recours légaux en question. Selon elles, il faut considérer que le législateur était conscient qu'un transporteur aérien peut n'être qu'une coquille vide, mais qu'un aéronef en rétention constitue un gage solide et permanent de paiement.

Je partage l'opinion des juridictions inférieures que les propriétaires en titre intimés ne sont pas, aux termes de l'art. 55 de la *LCSNAC*, tenus personnellement de payer les redevances dues. Mais cela ne veut pas dire que les aéronefs soient pareillement déchargés.

À mon avis, les appelantes ont droit à des ordonnances judiciaires de saisie et de rétention (appelées parfois ci-après le recours en rétention) pouvant être exécutées sur les sûretés substituées aux aéronefs. Les affaires devraient être renvoyées aux juges des requêtes pour qu'ils précisent la teneur des ordonnances. Compte tenu du contexte dans lequel le législateur a envisagé le recours en rétention, les baux entre transporteurs aériens et locataires d'avions ne peuvent servir de moyen pour contourner ce recours comme le prétendent les intimées. Le recours en rétention est d'origine purement législative, et il convient de donner pleinement effet à l'intention du législateur de créer un mode de perception efficace visant *l'aéronef* lui-même dont est propriétaire ou utilisateur la personne tenue au paiement des redevances.

Par ailleurs, la seule mesure de redressement offerte aux appelantes, si une ordonnance leur est accordée, se limite à la possession de l'aéronef. La simple possession aux termes de ces lois ne confère aucun droit de propriété bénéficiaire sur l'aéronef. L'autre prétention des appelantes relative à l'équivalent, pour le transport aérien, d'un privilège maritime, n'est pas fondée selon moi, et je ne crois pas non plus qu'elles puissent exercer un pouvoir « implicite » de vendre un aéronef qu'elles retiennent. Elles n'ont que ce que la loi leur accorde — un droit de demander au tribunal une ordonnance les autorisant à saisir et retenir un aéronef jusqu'au paiement de leur créance — ni plus ni moins.

For the reasons that follow, I would allow the appeals and the cross-appeals in part, and return the seizure and detention applications to the respective motions judges to be dealt with in accordance with this judgment.

I. Facts

In 1992, the *Airports Act* privatized airports formerly owned and operated by the federal government. In 1996, *CANSCA* implemented the same objective in relation to Canada's civil air navigation services. Thus NAV Canada was incorporated as a non-profit corporation for the purpose of developing, operating and maintaining the civil air navigation system; see *House of Commons Debates*, vol. 133, 2nd Sess., 35th Parl., March 25, 1996, at p. 1153. *CANSCA* implemented the transfer of what was Transport Canada's civil air navigation services to NAV Canada and established the commercial and economic regulatory arrangements for the continued operation of those services; see *House of Commons Debates*, vol. 134, 2nd Sess., 35th Parl., May 15, 1996, at p. 2821.

A. *Canada 3000*

On November 8, 2001, Canada 3000 applied for protection under the *Companies' Creditors Arrangement Act*, R.S.C. 1985, c. C-36 ("CCAA"). The effect of an initial court order made on the same day stayed all proceedings by creditors pending the filing of a plan of arrangement. Although the stay contemplated the continuation of operations, some five hours later the airlines' management issued a press release declaring that the airlines had ceased operations. The next day, November 9, a further order was issued grounding the fleet and providing for the return of aircraft operated by the airlines to Canada.

On November 9, 2001, NAV Canada applied to the Ontario Superior Court of Justice under s. 56(1) of *CANSCA* for an authorization to seize and detain certain aircraft operated by Canada 3000.

Pour les motifs ci-après, je suis d'avis d'accueillir en partie les pourvois et les pourvois incidents en partie et de renvoyer les demandes de saisie et de rétention aux juges des requêtes respectifs pour qu'ils statuent sur elles en conformité avec le présent jugement.

I. Faits

En 1992, la *LCA* a privatisé des aéroports que le gouvernement fédéral possédait et exploitait. En 1996, la *LCSNAC* a fait de même pour les services canadiens de navigation aérienne civile. C'est ainsi que NAV Canada a été constituée en société sans but lucratif ayant pour mandat de développer et d'assurer le fonctionnement et le maintien du système de navigation aérienne civile; voir les *Débats de la Chambre des communes*, vol. 133, 2^e sess., 35^e lég., 25 mars 1996, p. 1153. La *LCSNAC* a mis en œuvre le transfert à NAV Canada des services de navigation aérienne civile de Transports Canada et a établi les mesures réglementaires commerciales et économiques nécessaires pour assurer la prestation continue de ces services; voir les *Débats de la Chambre des communes*, vol. 134, 2^e sess., 35^e lég., 15 mai 1996, p. 2821.

A. *Canada 3000*

Le 8 novembre 2001, Canada 3000 s'est prévalu de la protection de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies*, L.R.C. 1985, ch. C-36 (« *LACC* »). Une première ordonnance rendue le même jour a suspendu toutes les procédures intentées par les créanciers jusqu'au dépôt d'un plan d'arrangement. Même si l'ordonnance prévoyait la poursuite de l'exploitation, la direction de l'entreprise a publié environ cinq heures plus tard un communiqué de presse dans lequel elle déclarait qu'elle mettait fin à ses activités. Le lendemain, le 9 novembre, une nouvelle ordonnance interdisait la flotte de vol et prescrivait le retour au Canada des aéronefs utilisés par l'entreprise.

Le 9 novembre 2001, NAV Canada a demandé à la Cour supérieure de justice de l'Ontario aux termes du par. 56(1) de la *LCSNAC* l'autorisation de saisir et de retenir des aéronefs utilisés par Canada 3000.

11

12

13

14

The Greater Toronto Airport Authority (“GTAA”) applied for relief against Canada 3000 but did not at that time seek leave of the court to seize and detain any aircraft.

La Greater Toronto Airports Authority (« GTAA ») a exercé un recours contre Canada 3000 mais n’a pas alors demandé l’autorisation de saisir et retenir des aéronefs.

15 On November 10, 2001, the directors and officers of Canada 3000 resigned. The next day the Canada 3000 companies were put into bankruptcy. At that time, the Canada 3000 companies owed approximately \$7.4 million to NAV Canada, \$13 million to the GTAA, and \$8.35 million to the other Canadian airport authorities. On November 12, the GTAA moved to seize and detain aircraft under s. 9 of the *Airports Act* and on November 23, the other airport authorities applied for similar relief.

Le 10 novembre 2001, les administrateurs et dirigeants de Canada 3000 ont démissionné. Le lendemain, les sociétés du groupe étaient mises en faillite. À ce moment, les sociétés de Canada 3000 devaient environ 7,4 millions de dollars à NAV Canada, 13 millions de dollars à la GTAA et 8,35 millions de dollars à d’autres administrations aéroportuaires canadiennes. Le 12 novembre, la GTAA a demandé la saisie et la rétention d’aéronefs sous le régime de l’art. 9 de la *LCA* et le 23 novembre, les autres administrations aéroportuaires ont fait de même.

16 The detention remedy sought by the authorities was in relation to 38 aircraft operated by the Canada 3000 companies and collectively worth approximately US \$1.1 billion. Despite the existence of the legal titleholders, all of the aircraft were registered in the name of Canada 3000 as owner under the *Aeronautics Act*. Canada 3000 held leases with the various respondents in respect of 36 aircraft. The lessors retained legal title to the aircraft. At the time of the *CCAA* application, rental payments under the leases were significantly in arrears.

Le recours en rétention exercé par les administrations visait 38 aéronefs d’une valeur globale approximative de 1,1 milliard de dollars US utilisés par les sociétés de Canada 3000. En dépit des propriétaires en titre, tous les aéronefs étaient immatriculés sous le régime de la *Loi sur l’aéronautique* comme appartenant à Canada 3000. Cette dernière avait conclu avec les diverses intimées des conventions de location relativement à 36 aéronefs. Les locateurs conservaient le titre de propriété sur les aéronefs. Au moment de la demande fondée sur la *LACC*, les arriérés de loyer représentaient une somme substantielle.

17 The termination provisions varied somewhat from lease to lease. Under some, the leases came to an end and the lessors became entitled to repossession upon the granting of the *CCAA* order, under others by the cessation of operations, and under the rest by the assignment in bankruptcy. The *CCAA* stay operated, in effect, as an interim bar to repossession (see s. 11.31 *CCAA*). At the time the detention remedy was sought, the aircraft sought to be seized were grounded at the Canadian airports listed in the style of cause of the various proceedings.

Les clauses de résiliation étaient quelque peu différentes d’un bail à l’autre. Certains baux prévoyaient la résiliation du bail et le droit du locateur à la reprise de possession lorsqu’une ordonnance était rendue en vertu de la *LACC*, selon d’autres, le bail était résilié à la cessation des activités, et selon d’autres, lors de la cession de faillite. En fait, la suspension d’instance aux termes de la *LACC* avait pour effet d’interdire provisoirement la reprise de possession (voir *LACC*, art. 11.31). À la date du recours en rétention, les aéronefs visés étaient frappés d’interdiction de vol dans les divers aéroports canadiens énumérés dans l’intitulé des diverses instances.

18 On December 3, 2001, after the aircraft had been grounded for close to a month, the motions judge

Le 3 décembre 2001, presque un mois après l’interdiction de vol des aéronefs, le juge des requêtes

approved the terms of their release on the posting of security for 110 percent of the amounts alleged to be owed. The motions judge then heard the seizure and detention motions through December and into January 2002, and dismissed them on May 7, 2002. The airport authorities and NAV Canada appealed and on January 20, 2004, the Ontario Court of Appeal dismissed their appeal.

B. *Inter-Canadian*

Inter-Canadian operated its fleet of aircraft under leasing agreements with the legal titleholders but it too was the registered owner under the *Aeronautics Act*. On November 27, 1999, Inter-Canadian ceased operations and laid off 90 percent of its employees. At that point, it had accumulated unpaid charges totalling approximately \$5 million owing to NAV Canada and to the airport authorities.

Through early December 1999 the airport authorities and NAV Canada moved to seize and detain a number of the aircraft. This was authorized by four orders made by the Quebec Superior Court between December 8 and 17. Before the seizure motions were launched, however, one of the respondents, Renaissance Leasing Corporation, had purported to terminate its lease with Inter-Canadian. The aircraft nevertheless remained on the tarmac at Dorval airport.

On January 5, 2000, Inter-Canadian filed a notice of intention to make a proposal to its creditors pursuant to the *Bankruptcy and Insolvency Act*, R.S.C. 1985, c. B-3. The airline's creditors rejected its proposal in March and the company was deemed retroactively to have made an assignment in bankruptcy as of January 5. Faced with the legal titleholders' claims that they were entitled to repossession of the aircraft, the trustee in bankruptcy applied to the Superior Court for directions.

On July 7, 2000, the Superior Court allowed a motion to release the aircraft in exchange for security set at 150 percent of the claims of the

a approuvé les termes d'une mainlevée de la saisie contre la remise d'une sûreté équivalant à 110 pour 100 de la créance réclamée. Pendant le mois de décembre et une partie du mois de janvier 2002, il a entendu les requêtes en saisie et rétention, qu'il a rejetées le 7 mai 2002. Les administrations aéroportuaires et NAV Canada ont interjeté appel et le 20 janvier 2004, la Cour d'appel de l'Ontario a rejeté leur appel.

B. *Inter-Canadien*

Inter-Canadien exploitait sa flotte d'aéronefs en vertu de conventions de bail passées avec les propriétaires en titre des aéronefs, mais elle aussi était propriétaire enregistrée des appareils sous le régime de la *Loi sur l'aéronautique*. Le 27 novembre 1999, elle a cessé ses activités et a mis à pied 90 pour 100 de son personnel. Sa dette envers NAV Canada et les administrations aéroportuaires pour redevances impayées s'élevait alors à 5 millions de dollars environ.

Au début de décembre 1999, les administrations aéroportuaires et NAV Canada ont demandé la saisie et la rétention d'un certain nombre d'aéronefs. Quatre ordonnances de la Cour supérieure du Québec les ont autorisées entre le 8 et le 17 décembre. Avant les requêtes en saisie toutefois, une des intimées, Renaissance Leasing Corporation, avait prétendu résilier son bail conclu avec Inter-Canadien. Les appareils sont quand même demeurés sur le tarmac à l'aéroport de Dorval.

Le 5 janvier 2000, Inter-Canadien a déposé un avis de son intention de présenter une proposition à ses créanciers sous le régime de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité*, L.R.C. 1985, ch. B-3. Les créanciers ont rejeté la proposition au mois de mars, constituant rétroactivement le transporteur aérien en faillite en date du 5 janvier. Confronté aux demandes de reprise de possession des aéronefs que lui présentaient les propriétaires en titre, le syndic de faillite s'est adressé à la Cour supérieure pour obtenir des directives.

Le 7 juillet 2000, la Cour supérieure a accueilli une demande de mainlevée de la saisie des aéronefs contre la remise d'une sûreté équivalant à 150 pour

19

20

21

22

airport authorities and NAV Canada. On November 9, 2000, Tremblay J., having heard the application on its merits, confirmed the validity of the detention and also held the legal titleholders liable for the amounts owing. His ruling was overturned by a majority decision of the Quebec Court of Appeal, which held that the lessors' right to repossession took priority and that the legal titleholders were entitled to the return of their aircraft free and clear of the unpaid charges.

II. Judicial History

A. *Canada 3000*

(1) Ontario Superior Court of Justice (Ground J.)

23 The motions judge concluded that the legal titleholders were not jointly and severally liable for the charges owed to NAV Canada under s. 55 of *CANSCA*. They were not “owners” within the meaning of the Act because none of the aircraft were registered in their name. Nor were any of the titleholders in possession of the aircraft when the charges were incurred. In his view, “the word ‘owner’ in [*CANSCA*] should not be interpreted to include persons who do not have custody or control of the aircraft, do not operate the aircraft, and do not make use of the air navigation services in respect of which the navigation charges are levied”: (2002), 33 C.B.R. (4th) 184, at para. 52.

24 Further, the motions judge concluded that the seizure and detention remedies found in *CANSCA* and the *Airports Act* did not create a lien or security interest that ranked in priority to the ownership or perfected security rights of third parties. He preferred the analogy of a *Mareva* injunction:

I am not persuaded, however, that the legislation granting such detention rights should be interpreted as creating rights against third parties having ownership or perfected security interests in the aircraft such that they, in effect, become liable for the debts of third parties and must extinguish those debts before they can

100 du montant réclamé par les administrations aéroportuaires et NAV Canada. Le 9 novembre 2000, le juge Tremblay, qui avait entendu la requête au fond, a confirmé la validité de la rétention et a statué que les propriétaires en titre étaient tenus au paiement des sommes dues. La Cour d'appel du Québec a infirmé cette décision, les juges majoritaires statuant que le droit des locataires à la reprise de possession avait préséance et que les propriétaires en titre avaient droit à ce que les aéronefs leur soient remis sans qu'ils aient à payer les redevances dues.

II. Les décisions antérieures

A. *Canada 3000*

(1) Cour supérieure de justice de l'Ontario (le juge Ground)

Le juge des requêtes a conclu que, sous le régime de l'art. 55 de la *LCSNAC*, les propriétaires en titre n'étaient pas tenus solidairement au paiement des redevances dues à NAV Canada. Ils n'étaient pas les « propriétaire[s] » au sens de cette Loi parce qu'aucun des aéronefs n'était immatriculé à leur nom. Les propriétaires en titre n'avaient pas non plus la possession des aéronefs lorsque les redevances ont été imposées. À son avis, il ne fallait pas donner au [TRADUCTION] « mot “propriétaire” dans la [*LCSNAC*] une interprétation propre à inclure les personnes qui n'ont pas la garde ou la responsabilité des aéronefs, ne les utilisent pas et n'ont pas recours aux services de navigation aérienne pour lesquels les redevances sont imposées » : (2002), 33 C.B.R. (4th) 184, par. 52.

Le juge des requêtes a aussi conclu que les recours à la saisie et la rétention qu'offrent la *LCSNAC* et la *LCA* ne créaient pas un privilège ou une sûreté ayant préséance sur les droits de propriété ou les sûretés parfaites de tiers. Il a privilégié l'analogie à l'injonction *Mareva* :

[TRADUCTION] Je ne suis pas convaincu, toutefois, qu'il faille considérer que les dispositions conférant de tels droits de rétention ont créé des droits ayant pour effet de rendre des tiers jouissant, à l'égard des aéronefs, d'un droit de propriété ou d'une sûreté parfaite, responsables de dettes auxquelles ils sont étrangers et

enforce their contractual rights to repossess the aircraft or enter into possession of the aircraft to realize on their security. [para. 43]

Accordingly, he dismissed the claims of NAV Canada and the airport authorities.

(2) Ontario Court of Appeal

(a) *Cronk J.A., for the Majority*

Cronk J.A. agreed with the motions judge that the titleholders were not jointly and severally liable under s. 55 of *CANSCA*. A restrictive definition of “owner” excluding legal titleholders was consistent with the user-pay model established by *CANSCA*, the broader regulatory system and the relevant legislative history, all of which demonstrated Parliament’s intent to limit liability to “persons having legal custody and control and persons otherwise in possession of aircraft”: (2004), 69 O.R. (3d) 1, at para. 118.

Cronk J.A. also agreed that the seizure and detention provisions in *CANSCA* and the *Airports Act* do not give the authorities priority over the rights of the titleholders to repossess the aircraft:

I conclude that the remedies under the Detention Provisions, if granted, do not create rights in the Aircraft that rank in priority to the interests in the Aircraft of the Lessors, the legal titleholders to the Aircraft, in the face of a claim for repossession and recovery of the Aircraft by the Lessors. . . . The Detention Provisions are intended to apply to aircraft of persons having legal custody and control or who are otherwise in possession of the aircraft. [para. 190]

In the view of the majority, even if the aircraft had been properly detained, the engines attached to the aircraft and leased to Canada 3000 by two of the respondents could be removed by their respective owners. The appeal of the various authorities was dismissed.

de les obliger à les acquitter pour pouvoir exercer leurs droits contractuels de reprendre possession ou d’entrer en possession des aéronefs en vue de réaliser leur garantie. [par. 43]

Il a donc rejeté les demandes de NAV Canada et des administrations aéroportuaires.

(2) Cour d’appel de l’Ontario

a) *La juge Cronk, pour la majorité*

La juge Cronk a souscrit à l’opinion du juge des requêtes selon laquelle les propriétaires en titre n’étaient pas solidairement responsables en vertu de l’art. 55 de la *LCSNAC*. Elle a estimé qu’une définition restrictive du mot « propriétaire », qui exclut les propriétaires en titre, était conforme au principe de l’utilisateur-payeur établi par la *LCSNAC*, à un cadre réglementaire plus large et à l’historique législatif, qui dans l’ensemble témoignent de l’intention du législateur de limiter la responsabilité aux [TRADUCTION] « personnes qui ont la garde et la responsabilité légales des aéronefs ou aux personnes qui en ont autrement la possession » : (2004), 69 O.R. (3d) 1, par. 118.

La juge Cronk a également souscrit à l’opinion voulant que les dispositions de la *LCSNAC* et la *LCA* relatives à la saisie et la rétention n’attribuent pas aux administrations un droit ayant préséance sur le droit des propriétaires en titre de reprendre possession des aéronefs :

[TRADUCTION] Je conclus qu’en faisant droit aux recours prévus par les dispositions relatives à la rétention, on ne crée pas, sur les aéronefs, de droits ayant préséance sur les droits des locataires, les propriétaires en titre, en cas de demande de reprise de possession des aéronefs par ces derniers. [. . .] Les dispositions relatives à la rétention sont censées s’appliquer aux aéronefs de personnes qui ont la garde et la responsabilité légales des aéronefs ou qui en ont autrement la possession. [par. 190]

La majorité de la Cour d’appel a considéré que même si les aéronefs avaient été légitimement retenus, les moteurs fixés aux aéronefs et loués à Canada 3000 par deux des intimées pouvaient être enlevés par leurs propriétaires respectifs. L’appel des diverses administrations a été rejeté.

25

26

27

28

(b) *Juriansz J. (ad hoc), Dissenting in Part*b) *Le juge Juriansz (ad hoc), dissident en partie*

29

Juriansz J. (*ad hoc*, now J.A.) would have allowed the appeal in respect of the detention remedies. In his view, these remedies focus on the aircraft and not the persons liable to pay. As long as the aircraft is owned or operated by a person liable to pay then it may be the subject of an application to seize and detain it. The fact that other persons may have property interests in the aircraft is of no consequence:

The remedy is “in addition to any other remedy available for the collection” of the outstanding charges. The remedy is not confined to collection of outstanding charges from persons liable for the charges. The remedy is not directed to persons at all, but rather to “aircraft”, and permits the Authorities, under court supervision, to seize, to detain and to refuse to release the aircraft until somebody has satisfied the outstanding charges. [para. 255]

Juriansz J. also held that the detention provisions apply to the leased engines since they were affixed to the aircraft that were subject to the detention remedy.

B. *Inter-Canadian*(1) Quebec Superior Court (Tremblay J.)

30

The motions judge held the titleholders to be jointly and severally liable for the unpaid charges due to NAV Canada under s. 55 of *CANSCA*. *CANSCA* and the *Airports Act* provide for a right to retain the aircraft operated by a party that has not paid its charges. The motions judge relied on arts. 1592 and 1593 of the *Civil Code of Québec*, S.Q. 1991, c. 64, and determined that the authorities’ right of retention of the aircraft took priority over the lessors’ interests: [2000] R.J.Q. 2935.

31

Accordingly, by order dated November 9, 2000, the motions judge confirmed the validity of the

Le juge Juriansz (*ad hoc*) (maintenant juge à la Cour d’appel) aurait accueilli l’appel relativement aux demandes de saisie et de rétention. Selon lui, ce recours vise les aéronefs et non les personnes tenues au paiement des redevances. Dès lors que l’aéronef appartient à une personne tenue de payer des redevances, ou est utilisé par elle, il peut faire l’objet d’une demande de saisie et de rétention. Le fait que d’autres personnes puissent avoir des droits de propriété sur les aéronefs n’entre pas en ligne de compte :

[TRADUCTION] Le recours s’exerce « en sus de tout autre recours visant [le] recouvrement » des redevances en souffrance. Il n’est pas limité au recouvrement de ces redevances auprès des personnes tenues de les payer. Il ne vise aucunement des personnes, mais plutôt les « aéronefs », et il permet aux administrations de saisir et de retenir un aéronef, sous supervision judiciaire, et de refuser de donner mainlevée tant que les redevances n’ont pas été acquittées. [par. 255]

Le juge Juriansz a aussi conclu que les dispositions relatives à la rétention s’appliquaient aux moteurs loués puisqu’ils étaient fixés aux aéronefs faisant l’objet du recours en rétention.

B. *Inter-Canadien*(1) Cour supérieure du Québec (le juge Tremblay)

Le juge des requêtes a statué que les propriétaires en titre sont solidairement responsables du paiement des redevances dues à NAV Canada aux termes de l’art. 55 de la *LCSNAC*. Selon lui, la *LCSNAC* et la *LCA* prévoient le droit de retenir les aéronefs des utilisateurs en défaut de payer les redevances. Il a appuyé sa décision sur les art. 1592 et 1593 du *Code civil du Québec*, L.Q. 1991, ch. 64, et a statué que le droit des administrations de retenir les aéronefs avait priorité sur les droits des locuteurs : [2000] R.J.Q. 2935.

Dans une ordonnance en date du 9 novembre 2000, le juge des requêtes a confirmé la validité des

seizures, and declared the respondents liable to pay the overdue charges.

(2) Quebec Court of Appeal

(a) *Pelletier and Morissette J.J.A., for the Majority*

Pelletier and Morissette J.J.A. reversed the motions judge's decision and absolved the legal titleholders from liability for unpaid service charges to NAV Canada under s. 55 of *CANSCA*. In their view, limiting the definition of "owner" to the enumerated categories in s. 55(2) was the only interpretation consistent with both the English and French versions of the statute and the statutory context. They noted that NAV Canada's interaction is primarily with the user of the aircraft, not the legal titleholders. They concluded, at (2004), 247 D.L.R. (4th) 503, para. 106, that

[TRANSLATION] these aircraft are in no way liable for the debts of Inter-Canadian for the simple reason that they do not belong to this debtor.

Moreover, in their view, neither the airport authorities nor NAV Canada had any right to an order to seize and detain the aircraft in priority to the rights of the legal titleholders. They rejected the motions judge's resort to the *Civil Code*.

(b) *Nuss J.A., Dissenting*

Nuss J.A. concluded that the intention and purpose of the statutory provisions would be defeated if the legal titleholders could obtain release of the aircraft without payment of the charges. However, he limited the liability of a legal titleholder to an obligation to pay the charges incurred in the operation of aircraft of which it is the titleholder:

... the titleholder, to obtain release of its seized aircraft must only pay all the charges, in the use of the airport, incurred (and unpaid) by the operator in the operation of any aircraft owned by the same titleholder. [Emphasis added; para. 145.]

saisies et a déclaré que les intimées étaient tenues au paiement des redevances en souffrance.

(2) Cour d'appel du Québec

a) *Les juges Pelletier et Morissette, pour la majorité*

Les juges Pelletier et Morissette ont infirmé la décision du juge des requêtes et ont dégagé les propriétaires en titre de l'obligation de payer les redevances dues à NAV Canada en vertu de l'art. 55 de la *LCSNAC*. Selon eux, la seule interprétation de la définition de « propriétaire » qui était compatible à la fois avec les versions française et anglaise de la Loi et avec le contexte législatif était celle qui en limitait la portée aux catégories énoncées au par. 55(2). Ils ont signalé que l'interlocuteur de prédilection de NAV Canada était l'utilisateur d'un aéronef, non le propriétaire en titre. Ils ont conclu comme suit à [2004] R.J.Q. 2966, par. 106 :

... ces aéronefs ne sont tenus d'aucune façon aux dettes d'Inter-Canadien pour la simple et bonne raison qu'ils n'appartiennent pas à cette débitrice.

De plus, ils ont estimé que ni les administrations aéroportuaires ni NAV Canada n'avaient droit d'obtenir une ordonnance de saisie et de rétention des aéronefs leur conférant priorité sur les droits des propriétaires en titre. Ils ont jugé non fondé le recours au *Code civil* par le juge des requêtes.

b) *Le juge Nuss, dissident*

Le juge Nuss a conclu qu'il n'est conforme ni à l'intention du législateur ni à l'objet des dispositions législatives que les propriétaires en titre puissent obtenir mainlevée de la saisie des aéronefs sans acquitter les redevances. Toutefois, il a limité la responsabilité des propriétaires en titre au paiement des redevances imposées relativement à l'utilisation des aéronefs dont ils sont propriétaires :

[TRADUCTION] ... pour obtenir mainlevée de la saisie de ses aéronefs, le propriétaire en titre n'a qu'à payer les redevances de services aéroportuaires dues par l'utilisateur qui se rapportent à l'utilisation de tout aéronef appartenant au même propriétaire. [Je souligne; par. 145.]

III. Statutory Provisions

35 The statutory provisions are reproduced in the relevant paragraphs of the reasons.

IV. Analysis

36 This case is from first to last an exercise in statutory interpretation, and the issues of interpretation are, as always, closely tied to context. The notion that a statute is to be interpreted in light of the problem it was intended to address is as old at least as the 16th century; see *Heydon's Case* (1584), 3 Co. Rep. 7a, 76 E.R. 637. In a more modern and elaborate formulation, it is said that “the words of an Act are to be read in their entire context and in their grammatical and ordinary sense harmoniously with the scheme of the Act, the object of the Act, and the intention of Parliament” (E. A. Driedger, *Construction of Statutes* (2nd ed. 1983), at p. 87).

37 As this Court noted in 1915, part of the context is “the condition of things existent at the time of the enactment”: *Grand Trunk Railway Co. of Canada v. Hepworth Silica Pressed Brick Co.* (1915), 51 S.C.R. 81, at p. 88. At the time the measures in question here were enacted, airline insolvencies and bankruptcies had become a fact of life throughout the airline industry. Many of the planes flown in and out of and across Canada were leased to, and flown by, airlines in, or close to, bankruptcy protection. Under the interpretation offered by the respondents and the majority decisions of the Courts of Appeal, the detention remedy would be opposable to everybody but the titleholder, whose aircraft is often the only asset to survive the financial wreckage. Parliament would be taken to have intended a remedy that is least effective when it is most needed. It is more likely that Parliament fully appreciated that in dealing with aircraft flown in and out of jurisdictions under complex leasing arrangements, the only effective collection scheme is to render the aircraft themselves available for seizure, and thereafter to let those interested in them, including legal titleholders, registered owners, sublessors and operators,

III. Les dispositions législatives

Les dispositions législatives applicables sont reproduites dans les paragraphes pertinents des motifs.

IV. Analyse

La présente espèce est, de bout en bout, un exercice d'interprétation des lois, et les questions d'interprétation sont, comme toujours, étroitement liées au contexte. Le précepte suivant lequel une loi doit être interprétée en fonction du problème auquel elle est censée remédier remonte au seizième siècle au moins; voir *Heydon's Case* (1584), 3 Co. Rep. 7a, 76 E.R. 637. Suivant une formulation plus moderne et plus exhaustive, on dit qu'[TRADUCTION] « il faut lire les termes d'une loi dans leur contexte global et en suivant le sens ordinaire et grammatical qui s'harmonise avec l'esprit de la loi, l'objet de la loi et l'intention du législateur » (E. A. Driedger, *Construction of Statutes* (2^e éd. 1983), p. 87).

Comme notre Cour l'a fait remarquer en 1915, le contexte comprend notamment [TRADUCTION] « la situation existant au moment de l'adoption de la loi » : *Grand Trunk Railway Co. of Canada c. Hepworth Silica Pressed Brick Co.* (1915), 51 R.C.S. 81, p. 88. Au moment où le législateur a adopté les mesures en cause, les cas de transporteurs aériens insolubles ou en faillite étaient monnaie courante dans l'industrie du transport aérien. Bon nombre des avions qui survolaient le Canada, y arrivaient ou en partaient, étaient loués et utilisés par des transporteurs près de faire faillite ou en faillite. Suivant l'interprétation proposée par les intimées et retenue dans les décisions des Cours d'appel à la majorité, le recours en rétention serait opposable à tous, sauf aux propriétaires en titre dont les aéronefs constituent souvent les seuls avoirs qui survivent au naufrage financier. Le législateur aurait donc eu l'intention de créer un recours qui perd le plus de son efficacité lorsqu'il est le plus nécessaire. Il est plus probable que le législateur ait été pleinement conscient que, s'agissant d'aéronefs dont l'utilisation transcende les frontières et obéit à des baux complexes, le seul mode de perception efficace consiste à rendre

resolve their dispute about where the money is to come from to pay the debts due to the service providers. I should add that I agree with Juriansz J. that the legal titleholders are not without benefit from the services provided, although the benefit is indirect. Without the day to day flight operations the legal titleholders would have no business. They lease the aircraft intending them to be used in the very activities for which the services are provided. By and large, the legal titleholders are sophisticated corporations. They are knowledgeable about the ways of the industry in which they have chosen to participate.

Part of the important context is the commercial reality of the marketplace where a statute is intended to function. Here the privatized appellants provide services on the basis of a cost-based tariff fixed by regulation. Prior to *CANSCA* and the *Airports Act*, civil air navigation and airport services were provided by the federal government. Central to the statutory scheme is the fact that these service providers are self-funded and intended to be financially viable and independent; see *CANSCA*, ss. 7 and 8; *House of Commons Debates*, March 25, 1996, at pp. 1152-54. The privatized service providers do not possess the financial resources of the Crown. The statutory remedies are clearly intended to promote financial viability within a risky business environment and to make privatization attractive and practicable to potential investors.

Another important commercial fact is that not only are NAV Canada and the airport authorities required to provide services according to a cost-based tariff, but they cannot withhold services from even an obviously failing airline. Pursuant to the lease agreement between Transport Canada and

les aéronefs eux-mêmes saisissables et à laisser ensuite les divers intéressés, dont les propriétaires en titre, les propriétaires enregistrés, les sous-locateurs et les utilisateurs, résoudre leur différend sur la question de savoir qui paiera les sommes dues aux fournisseurs de services. J'ajouterais que je partage l'avis du juge Juriansz selon lequel les propriétaires en titre ne sont pas sans retirer des avantages des services fournis, même si ces avantages sont indirects. Les propriétaires en titre ne pourraient pas exercer leurs activités commerciales sans les opérations aériennes quotidiennes. Ils louent des aéronefs en souhaitant qu'ils servent aux activités mêmes pour lesquelles les services sont fournis. Généralement, les propriétaires en titre sont des sociétés bien informées. Ils sont rompus aux subtilités de l'industrie dans laquelle ils ont décidé de jouer un rôle.

La réalité commerciale de l'entreprise privée à laquelle une loi s'applique constitue un élément de ce contexte important. En l'espèce, les appelantes issues de la privatisation fournissent des services suivant un tarif fixé par règlement et établi en fonction des coûts. Avant l'entrée en vigueur de la *LCSNAC* et de la *LCA*, c'est le gouvernement fédéral qui assurait les services aéroportuaires et de navigation aérienne civile. L'autofinancement de ces fournisseurs de service constitue un élément fondamental du régime législatif, de même que la volonté qu'ils soient financièrement autonomes et viables : voir les art. 7 et 8 de la *LCSNAC*; *Débats de la Chambre des communes*, 25 mars 1996, p. 1152-1154. Les fournisseurs de services issus de la privatisation ne disposent pas des ressources financières du gouvernement. Les recours prévus par la loi visent donc clairement à favoriser leur viabilité financière dans un secteur commercial risqué et à faire en sorte que la privatisation attire des investisseurs et leur paraisse faisable.

Un autre facteur commercial important est le fait que non seulement NAV Canada et les administrations aéroportuaires sont tenues de fournir leurs services au tarif établi en fonction des coûts, mais elles ne peuvent refuser leurs services même à un transporteur aérien clairement au bord de la

the Airport Authorities, the airports cannot limit the access of aircraft to their facilities except in cases of bad weather or emergency conditions; see *Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Ground Lease*, s. 8.10.02. Similarly, NAV Canada is obligated under s. 9 of CANSCA to provide all users with its civil air navigation services. This reflects the obligation undertaken by Canada under international agreements; see, e.g., *Air Transport Agreement Between the Government of Canada and the Government of the United States of America*, February 24, 1995 (“USA-Canada Open-Skies Agreement”), Annex I, s. 1.

déconfiture. Les baux conclus entre Transports Canada et les administrations aéroportuaires prévoient que les aéroports ne peuvent restreindre l'accès des aéronefs à leurs installations sauf en cas d'intempéries ou d'urgence; voir le *Bail foncier de l'aéroport international Macdonald-Cartier d'Ottawa*, art. 8.10.02. NAV Canada est pareillement tenue, en vertu de l'art. 9 de la LCSNAC, de fournir ses services de navigation aérienne civile à tous les usagers. Ces mesures correspondent aux obligations internationales contractées par le Canada; voir p. ex. l'*Accord relatif au transport aérien entre le gouvernement du Canada et le gouvernement des États-Unis d'Amérique*, 24 février 1995 (« Accord ciels ouverts »), Annexe I, art. 1.

40 With these preliminary comments on context (and in particular the vitally important commercial context in which these statutes were designed to operate), I turn to the two major questions raised by the appeals. Firstly are the *legal titleholders* liable for the debt incurred by the registered owners and operators of the failed airlines to the service providers? Secondly, even if they are not so liable, are *the aircraft* to which they hold title subject on the facts of this case to judicially issued seizure and detention orders to answer for the unpaid user charges incurred by Canada 3000 and Inter-Canadian?

Ces observations préliminaires sur le contexte (et en particulier sur le contexte commercial d'importance vitale dans lequel ces lois doivent s'appliquer) m'amènent à l'examen des deux principales questions soulevées dans ces pourvois. Premièrement, les *propriétaires en titre* sont-ils tenus aux dettes contractées envers les fournisseurs de services par les propriétaires enregistrés et usagers des transporteurs aériens défaillants? Et deuxièmement, même s'ils ne sont pas tenus à ces dettes, est-ce que *les aéronefs* dont ils sont propriétaires sont assujettis, dans les circonstances en cause, à des ordonnances judiciaires de saisie et de rétention pour garantir le paiement des redevances imposées à Canada 3000 et Inter-Canadien?

A. *Are the Legal Titleholders Jointly and Severally Liable to NAV Canada Under Section 55 of CANSCA for Outstanding Civil Air Navigation Charges?*

A. *Les propriétaires en titre sont-ils solidairement responsables envers NAV Canada aux termes de l'art. 55 de la LCSNAC relativement aux redevances pour services de navigation aérienne civile en souffrance?*

41 In my view, on a purposeful interpretation of s. 55, the answer is no. I agree with Ground J. and with the unanimous view of both Courts of Appeal that the legal titleholders are not personally liable for the unpaid charges. Section 55 provides:

À mon avis, selon une interprétation téléologique de l'art. 55, la réponse est non. Je souscris à l'opinion du juge Ground et à l'opinion unanime des deux Cours d'appel selon lesquelles les propriétaires en titre n'assument aucune responsabilité personnelle pour les redevances impayées. L'article 55 prévoit ce qui suit :

55. (1) [Joint and several liability] The owner and operator of an aircraft are jointly and severally liable

55. (1) [Solidarité] Le propriétaire et l'utilisateur d'un aéronef sont solidaires du paiement des redevances

for the payment of any charge for air navigation services imposed by the Corporation in respect of the aircraft.

(2) [Meaning of “owner”] In subsection (1), “owner”, in respect of an aircraft, includes

(a) the person in whose name the aircraft is registered;

(b) a person in possession of an aircraft as purchaser under a conditional sale or hire-purchase agreement that reserves to the vendor the title to the aircraft until payment of the purchase price or the performance of certain conditions;

(c) a person in possession of the aircraft as chattel mortgagor under a chattel mortgage; and

(d) a person in possession of the aircraft under a bona fide lease or agreement of hire.

The appellants contend that the word “owner” in s. 55(1) should be given its ordinary meaning to include the legal titleholders. Who, more than they, should be considered an “owner”? The legal titleholders respond that it would be absurd to make them jointly and severally liable for civil air navigation charges related to air operations in which they did not participate, any more than the owner of a rented car should be liable for charges incurred by a renter in using a toll bridge. They point out that the practical effect of NAV Canada’s argument would be mischievous. In this case, for example, Canada 3000 leased a number of aircraft from International Lease Finance Corporation (“ILFC”) based in California, one of the largest aircraft leasing companies in the world. If NAV Canada’s interpretation of s. 55 is correct, it would mean that a seizure and detention order issued in respect of Canada 3000’s unpaid user charges could in theory attach not only to the ILFC aircraft leased to Canada 3000, but also to any other aircraft to which ILFC holds title, including aircraft leased to other airlines (e.g. Lufthansa, British Airways or United Airlines). Thus the wreckage created by Canada 3000’s collapse could spread disruption widely and

imposées par la société pour les services de navigation aérienne à l’égard de l’aéronef.

(2) [Définition de « propriétaire »] Pour l’application du paragraphe (1), « propriétaire », relativement à un aéronef, s’entend :

a) de la personne au nom de laquelle l’aéronef est immatriculé;

b) d’une personne qui est en possession de l’aéronef à titre d’acheteur en vertu d’un acte de vente conditionnelle ou d’un acte de location-vente qui laisse au vendeur le titre de propriété de l’aéronef jusqu’au paiement du prix d’achat ou jusqu’à l’accomplissement de certaines conditions;

c) d’une personne qui est en possession de l’aéronef à titre de débiteur hypothécaire en vertu d’une hypothèque sur biens meubles;

d) d’une personne qui est en possession de l’aéronef en vertu d’un bail ou d’un contrat de louage conclu de bonne foi.

Les appelantes soutiennent que le mot « propriétaire », au par. 55(1), doit être pris dans son sens ordinaire et inclure les propriétaires en titre. Qui plus qu’eux peut-on considérer comme des « propriétaire[s] »? Ces derniers objectent qu’il n’est pas plus logique de les rendre solidairement responsables de redevances imposées pour des services de navigation aérienne civile afférents à des opérations de transport aérien auxquelles ils n’ont pas pris part que de tenir le propriétaire d’une voiture louée responsable des droits que verse le locataire qui emprunte un pont à péage. Ils signalent que l’argument de NAV Canada aurait, en pratique, des conséquences pernicieuses. En l’espèce par exemple, Canada 3000 a pris à bail des aéronefs d’International Lease Finance Corporation (« ILFC ») de Californie, l’une des principales sociétés de location d’aéronefs au monde. Si l’interprétation de l’art. 55 proposée par NAV Canada est correcte, cela signifierait que l’ordonnance de saisie et de rétention rendue relativement aux redevances d’utilisation dues par Canada 3000 pourrait en théorie s’appliquer non seulement aux aéronefs d’ILFC loués à Canada 3000 mais aussi à tout autre appareil dont ILFC est propriétaire, y compris aux aéronefs loués à d’autres transporteurs aériens

perhaps unjustifiably trigger a further crisis in other airlines.

(p. ex. Lufthansa, British Airways ou United Airlines). Par conséquent, le naufrage causé par l'effondrement de Canada 3000 pourrait se répercuter largement dans l'industrie et, peut-être, déclencher sans raison une autre crise chez d'autres transporteurs aériens.

43 It seems clear from the statutes and the legislative record that Parliament intended to create a “user-pay” scheme for civil air navigation services, and that the only “users” of the civil air navigation services within the contemplation of the Act are the airlines, not the legal titleholders.

Les lois et l'historique législatif indiquent clairement que le législateur a voulu instituer un régime d'« utilisateur-payeur » en matière de services de navigation aérienne civile et que les seuls « usager[s] » de ces services visés par la loi sont les transporteurs aériens, non les propriétaires en titre.

(1) The Meaning of “Owner”

(1) Le sens de « propriétaire »

44 If s. 55(1) were read in isolation, the ordinary and grammatical meaning of “owner” would include the legal titleholder. However, this Court held, in *Bell ExpressVu Limited Partnership v. Rex*, [2002] 2 S.C.R. 559, 2002 SCC 42, that

Si l'on considérait isolément le par. 55(1), le mot « propriétaire », dans son sens ordinaire et grammatical, inclurait le propriétaire en titre. Toutefois, notre Cour a déclaré ce qui suit dans l'arrêt *Bell ExpressVu Limited Partnership c. Rex*, [2002] 2 R.C.S. 559, 2002 CSC 42 :

one must consider the “entire context” of a provision before one can determine if it is reasonably capable of multiple interpretations. . . .

Il [faut] tenir compte du « contexte global » de la disposition pour pouvoir déterminer si elle est raisonnablement susceptible de multiples interprétations. . .

. . . It is necessary, in every case, for the court charged with interpreting a provision to undertake the contextual and purposive approach set out by Driedger, and *thereafter* to determine if “the words are ambiguous . . .”. [Underlining added; paras. 29-30.]

. . . Il est donc nécessaire, dans chaque cas, que le tribunal appelé à interpréter une disposition législative se livre à l'analyse contextuelle et téléologique énoncée par Driedger, *puis* se demande si [TRADUCTION] « le texte est suffisamment ambigu . . . » [Soulignement ajouté; par. 29-30.]

45 Accordingly, to paraphrase the Court's decision in *Bristol-Myers Squibb Co. v. Canada (Attorney General)*, [2005] 1 S.C.R. 533, 2005 SCC 26, it is necessary to suspend judgment on the precise scope of the word “owner” in s. 55(1) and first to examine the “contextual” elements of the Driedger approach.

Par conséquent, pour paraphraser un autre arrêt de notre Cour, *Bristol-Myers Squibb Co. c. Canada (Procureur général)*, [2005] 1 R.C.S. 533, 2005 CSC 26, il est nécessaire de réserver notre jugement sur la portée exacte du terme « propriétaire » au par. 55(1) et d'examiner d'abord les éléments « contextuels » de la méthode préconisée par Driedger.

(2) Statutory Context of Section 55

(2) Le contexte législatif de l'art. 55

46 Understandably, the appellants lay great emphasis on the fact that s. 55(2) is introduced by the words

Naturellement, les appelantes insistent fortement sur le fait que la version anglaise du par. 55(2) commence par les mots

In subsection (1), “owner”, in respect of an aircraft, includes

followed by a list of four subsections. In the French text, on the other hand, the introductory words are

Pour l'application du paragraphe (1), “propriétaire”, relativement à un aéronef, s'entend

There was, as might be expected, much argument over the words “includes” and “s'entend” in s. 55(2). NAV Canada argues that “includes” expands the definition of owner beyond the enumerated groups and that its ordinary meaning encompasses titleholders. The legal titleholders respond that the sense of “s'entend” in the French text is usually conveyed by the English word “means”, which generally precedes a definition to be construed as exhaustive, and which would therefore exclude them from personal liability.

The English word “includes” may also, depending on the context, precede a list that exhausts the definition; see, e.g., *Dilworth v. Commissioner of Stamps*, [1899] A.C. 99 (P.C.), at pp. 105-6; *R. v. Loblaw Groceteria Co. (Manitoba) Ltd.*, [1961] S.C.R. 138.

In this case, in my view there are three significant reasons for adopting a restrictive interpretation of the word “includes” in s. 55(2), and thereby excluding the legal titleholders from liability under s. 55(1).

Firstly, it is significant that the French version signals a closed list; see Uniform Law Conference of Canada, *Drafting Conventions for the Uniform Law Conference of Canada* (on-line), s. 21(4). The shared meaning is not conclusive when such an interpretation would be contrary to the purpose and intent of the statute, but it is preferred; see *Slaight Communications Inc. v. Davidson*, [1989] 1 S.C.R. 1038, at pp. 1070-72; *Schreiber v. Canada (Attorney General)*, [2002] 3 S.C.R. 269, 2002 SCC 62, at para. 56; and R. Sullivan, *Sullivan and Driedger on the Construction of Statutes* (4th ed. 2002), at pp. 79-90. Further, where one of the linguistic versions is broader than the other, the common meaning favours the more restricted or limited meaning;

In subsection (1), “owner”, in respect of an aircraft, includes

suivis de quatre alinéas, alors que la version française est introduite par l'énoncé suivant :

Pour l'application du paragraphe (1), « propriétaire », relativement à un aéronef, s'entend

Comme on peut le penser, l'emploi des mots « includes » et « s'entend » au par. 55(2) a suscité un débat considérable. NAV Canada soutient que « includes » étend la définition de propriétaire au-delà des catégories énumérées et que son sens ordinaire englobe les propriétaires en titre. Ces derniers répliquent que l'expression française « s'entend » se rend habituellement en anglais par « means », qui introduit généralement une définition qu'il faut considérer comme exhaustive et qui écarterait par conséquent leur responsabilité personnelle.

Le mot anglais « includes » peut également, selon le contexte, introduire une définition exhaustive; voir p. ex. *Dilworth c. Commissioner of Stamps*, [1899] A.C. 99 (C.P.), p. 105-106; *R. c. Loblaw Groceteria Co. (Manitoba) Ltd.*, [1961] R.C.S. 138.

À mon avis, trois raisons importantes militent en l'espèce en faveur d'une interprétation restrictive du mot « includes » au par. 55(2) et écartent par conséquent la responsabilité des propriétaires en titre en vertu du par. 55(1).

Premièrement, le fait que la version française indique une définition fermée est significatif; voir Conférence pour l'harmonisation des lois au Canada, *Protocole de rédaction de la Conférence pour l'uniformisation des lois au Canada* (en ligne), par. 21(4). Même si la signification commune n'est pas déterminante lorsqu'elle irait à l'encontre de l'objet de la loi, elle est préférable; voir *Slaight Communications Inc. c. Davidson*, [1989] 1 R.C.S. 1038, p. 1070-1072; *Schreiber c. Canada (Procureur général)*, [2002] 3 R.C.S. 269, 2002 CSC 62, par. 56; R. Sullivan, *Sullivan and Driedger on the Construction of Statutes* (4^e éd. 2002), p. 79-90. De plus, lorsque l'une des versions a une portée plus large que l'autre, la signification commune favorise

47

48

49

see *Schreiber; R. v. Dubois*, [1935] S.C.R. 378. As the English version is ambiguous, indicating that the list could be exhaustive or expansive depending on the context, the fact that the relatively clear French version signals that “owner” is restricted to the persons listed in s. 55(2) is a factor weighing against NAV Canada’s expansive interpretation.

le sens le plus restreint ou limité; voir *Schreiber; R. c. Dubois*, [1935] R.C.S. 378. Comme la version anglaise est ambiguë puisqu’elle indique que l’énumération pourrait être exhaustive ou ouverte selon le contexte, le fait que la version française relativement claire signale que le mot « propriétaire » se limite aux personnes énumérées au par. 55(2) constitue un facteur militant contre l’interprétation large que fait valoir NAV Canada.

50

Secondly, I conclude (as did the Courts of Appeal) that interpreting the list enumerated in s. 55(2) as exhaustive of ownership for the purposes of s. 55(1) is consistent with the regulatory scheme as a whole and its legislative history, outlined below. In restricting “owner” to those in possession and legal custody and control of the aircraft, s. 55(2) is brought into conformity with the meaning that the word “owner” carries throughout the interlocking statutes that regulate aeronautics. For example, under the *Canadian Aviation Regulations*, SOR/96-433 (“CARs”), only a person who has legal custody and control may be a registered owner. Sections 55(2)(b) to (d) all explicitly state that the “owner” must be in possession of the aircraft. Also of significance is s. 55(2)(d), which includes as owner someone “in possession of the aircraft under a bona fide lease”. No reference is made therein to the lessor. Parliament put its mind to aircraft leasing agreements and decided that the person in possession of the aircraft is the owner for the purposes of user charges.

Deuxièmement, je conclus (comme l’ont fait les Cours d’appel) qu’il est conforme à l’ensemble du régime de réglementation et à l’historique de la loi, dont il sera question plus loin, de voir une liste exhaustive dans l’énumération faite au par. 55(2) pour l’application du par. 55(1). En limitant le mot « propriétaire » aux personnes qui sont en possession d’un aéronef et qui en ont la garde et la responsabilité légales, le par. 55(2) s’aligne sur le sens qui est conféré au mot « propriétaire » dans l’ensemble des lois qui régissent l’aéronautique. Par exemple, suivant le *Règlement de l’aviation canadien*, DORS/96-433 (« RAC »), seule une personne qui a la garde et la responsabilité légales d’un aéronef peut en être le propriétaire enregistré. Les alinéas 55(2)b) à d) énoncent tous explicitement que le « propriétaire » doit être en possession de l’aéronef. L’alinéa 55(2)d) revêt aussi une importance particulière car il confère qualité de propriétaire à une personne qui est « en possession de l’aéronef en vertu d’un bail ou d’un contrat de louage conclu de bonne foi ». Il n’y est pas fait mention du locateur. Le législateur a pris en considération les accords de location d’aéronefs et il a décidé que la personne en possession d’un aéronef en est le propriétaire pour les besoins des redevances d’utilisation.

51

Thirdly, exclusion of legal titleholders is consistent with Parliament’s manifest intent to limit the scope of liability to “users” of NAV Canada’s civil air navigation services. Section 32 of *CANSCA* authorizes NAV Canada to impose charges only on a “user”, which s. 2(1) of the Act defines as “an aircraft operator.” Part III of *CANSCA* lays out detailed mechanisms through which NAV Canada may impose fees. All of its provisions contemplate that it is the user who will be charged. Section 36(3)(a)(i) states that notice of changes to existing

Troisièmement, l’exclusion des propriétaires en titre est conforme à l’intention manifeste du législateur de limiter la portée de la responsabilité aux « usagers » des services de navigation aérienne civile de NAV Canada. L’article 32 de la *LCSNAC* autorise NAV Canada à imposer des redevances uniquement à un « usager », défini comme l’« [e]xploitant d’un aéronef » au par. 2(1). La partie III de la *LCSNAC* prévoit des mécanismes précis à cet égard, et il ressort de toutes ses dispositions que c’est à l’usager que les redevances

charges and notice of new charges must be sent to representative user organizations. Section 37(4) states that NAV Canada must advise representative user organizations once a new charge has been approved. Section 44 limits the right to appeal charges to “any user, group of users or representative organization of users”.

In contrast, titleholders are not provided with notice of rates or accounts of the charges that their aircraft accumulate. In this case, the respondents in the Canada 3000 case were only notified of the \$7.4 million owing to NAV Canada the day before the airline filed for protection under the *CCAA*. Thus Cronk J.A. observed that

the charges scheme of the *CANSCA* does not protect aircraft lessors and secured creditors from the possible imposition by NAV Canada of improper or arbitrary navigation charges precisely because it is not envisaged that such persons will have any liability for such charges. [para. 101]

In summary, in my view, the statutory context supports the exclusion of the legal titleholders from the definition of owner under s. 55 of *CANSCA*.

(3) The Broader Legislative Framework

As stated, aeronautics in Canada is governed by a complex web of statutes, regulations and international conventions. *CANSCA* and the *Airports Act* are part of this broader legislative framework. In *R. v. Ulybel Enterprises Ltd.*, [2001] 2 S.C.R. 867, 2001 SCC 56, the Court emphasized, at para. 52, “the principle of interpretation that presumes a harmony, coherence, and consistency between statutes dealing with the same subject matter”. See also *Bell ExpressVu*, at para. 27.

The policy and practice throughout the federal regulatory scheme is to use the term “owner” to refer to the person in legal custody and control of

sont imposées. Le paragraphe 36(3) énonce que des préavis de révision des redevances existantes ou de nouvelles redevances doivent être envoyés aux organisations représentant les usagers. Aux termes du par. 37(4), NAV Canada doit informer ces organisations lorsqu’une nouvelle redevance a été approuvée. L’article 44 limite le droit d’interjeter appel relativement aux redevances à « l’usager ou l’organisation ou regroupement représentant ses intérêts ».

Les propriétaires en titre, par contre, ne reçoivent pas d’avis concernant la tarification ou le montant des redevances dues à l’égard de leurs aéronefs. En l’espèce, les intimées dans l’affaire Canada 3000 n’ont été informées de l’existence de la créance de 7,4 millions de dollars de NAV Canada que la veille du jour où le transporteur aérien s’est prévalu de la protection de la *LACC*. Ainsi, la juge Cronk a fait remarquer ce qui suit :

[TRADUCTION] [L]e régime de redevances de la *LCSNAC* ne protège pas les locateurs d’aéronefs et les créanciers garantis contre la possibilité que NAV Canada impose des redevances irrégulières ou arbitraires précisément parce qu’il n’est pas prévu que ces personnes soient assujetties à ces redevances. [par. 101]

En résumé, je suis d’avis que le contexte législatif appuie l’idée que les propriétaires en titre soient exclus de la définition de propriétaire à l’art. 55 de la *LCSNAC*.

(3) Le cadre législatif plus général

Comme je l’ai indiqué, au Canada, l’aéronautique est régie par un ensemble complexe de lois, de règlements et de conventions internationales. La *LCSNAC* et la *LCA* font partie de ce cadre législatif élargi. Dans *R. c. Ulybel Enterprises Ltd.*, [2001] 2 R.C.S. 867, 2001 CSC 56, la Cour a mis l’accent, au par. 52, sur le « principe d’interprétation qui présume l’harmonie, la cohérence et l’uniformité entre les lois traitant du même sujet ». Voir aussi *Bell ExpressVu*, par. 27.

Dans tout le régime de réglementation fédéral en cause, le mot « propriétaire » renvoie en principe et en pratique à la personne qui a la garde et

the aircraft, not the legal titleholder. The *CARs*, for example, define owner as “the person who has legal custody and control of the aircraft” (s. 101.01(1)). The *Aeronautics Act* refers only to “registered owners” and, under s. 4.4(5), only the operator or *registered* owner may face liability for charges imposed under that Act. Section 3(1) defines a registered owner as the person to whom a certificate of registration has been issued and the *CARs* make clear that an aircraft may only be registered by an owner who, again, must have legal custody and control of the aircraft; see ss. 202.15 to 202.17. Section 2(2) of *CANSCA* itself states that “[u]nless a contrary intention appears, words and expressions used in this Act have the same meaning as in subsection 3(1) of the *Aeronautics Act*.” I appreciate that arguments are available to counter these points but in my view the legal titleholders have the better side of the debate.

la responsabilité légales de l’aéronef, non au propriétaire en titre. Le *RAC*, par exemple, définit le propriétaire comme étant « [d]ans le cas d’un aéronef, la personne qui en a la garde et la responsabilité légales » (par. 101.01(1)). Dans la *Loi sur l’aéronautique*, il n’est question que des « propriétaires enregistrés », et le par. 4.4(5) énonce que seul l’utilisateur ou le propriétaire *enregistré* peut être tenu responsable du paiement des redevances imposées en vertu de cette Loi. Au paragraphe 3(1), le propriétaire enregistré est défini comme le titulaire d’une marque d’immatriculation d’aéronef, et il ressort clairement du *RAC* qu’un aéronef ne peut être immatriculé que par un propriétaire qui, encore une fois, doit avoir la garde et la responsabilité légales de l’aéronef; voir les art. 202.15 à 202.17. Le paragraphe 2(2) de la *LCSNAC* lui-même énonce que « [à] moins d’indication contraire du contexte, les termes utilisés dans la présente loi s’entendent au sens du paragraphe 3(1) de la *Loi sur l’aéronautique*. » Je suis conscient qu’on peut opposer des arguments à chacun de ces points, mais j’estime que la position des propriétaires en titre est plus défendable.

56

Internationally, the *Convention on International Civil Aviation*, December 7, 1944, Can. T.S. 1944 No. 36 (the “Chicago Convention”), does not require legal title to correspond with registered ownership. Article 19 states that registration shall be in accordance with the laws of the contracting State. It is common ground that, by virtue of ss. 202.15, 202.16 and 202.17 of the *CARs*, an aircraft may only be registered in the Canadian Civil Aircraft Register by the “owner” of the aircraft as that term is defined under s. 101.01(1) of the *CARs*, and that that person is the entity having legal custody and control of the aircraft. Thus an airline operating aircraft in Canada under a long-term lease is named on the Certificate of Registration as “owner” of the aircraft, notwithstanding that title is actually held by the lessor; see D. H. Bunker, *Canadian Aviation Finance Legislation* (1989), at p. 764. We have been given no reason why the privatization legislation should be held to depart so strikingly from Canadian regulatory practice.

Au plan international, la *Convention relative à l’aviation civile internationale*, 7 décembre 1944, R.T. Can. 1944 n° 36 (la « Convention de Chicago »), n’exige pas que le titre de propriété corresponde à l’immatriculation. L’article 19 énonce que l’immatriculation dans un État contractant s’effectue conformément à ses lois. Il est bien établi qu’aux termes des art. 202.15, 202.16 et 202.17 du *RAC*, un aéronef ne peut être inscrit au Registre des aéronefs civils canadiens que par son « propriétaire », au sens de la définition énoncée au par. 101.01(1) du *RAC*, et cette personne est l’entité qui en a la garde et la responsabilité légales. Ainsi, un transporteur aérien utilisant un aéronef au Canada en vertu d’un bail à long terme est désigné comme le « propriétaire » de l’aéronef au certificat d’immatriculation, bien que le détenteur réel du titre de propriété soit le locateur; voir D. H. Bunker, *Canadian Aviation Finance Legislation* (1989), p. 764. On n’a évoqué devant nous aucun motif justifiant de considérer que les lois opérant privatisation s’écarteraient de façon aussi marquée du cadre réglementaire canadien.

(4) Legislative History

Though of limited weight, Hansard evidence can assist in determining the background and purpose of legislation; *Rizzo & Rizzo Shoes Ltd. (Re)*, [1998] 1 S.C.R. 27, at para. 35; *R. v. Morgentaler*, [1993] 3 S.C.R. 463, at p. 484. In this case, it confirms Parliament's apparent intent to exclude legal titleholders from personal liability for air navigation charges. The legislative history and the statute itself make it clear that Parliament did not intend *CANSCA* to replace or override the existing regulatory framework but rather to fit cohesively within it. In introducing *CANSCA*, the Minister of Transport stated that the *Aeronautics Act*, which establishes the essential regulatory framework to maintain safety in the aviation industry, "will always take precedence over the commercialization legislation" (*House of Commons Debates*, March 25, 1996, at p. 1154). In the Ontario Court of Appeal, Cronk J.A. highlighted a number of other instances where government spokespersons emphasized to Members of Parliament that *CANSCA* was to fit within the existing regulatory framework which generally favours the narrow meaning of "owner"; see, e.g., *House of Commons Debates*, May 15, 1996, at p. 2834; May 29, 1996, at p. 3144; June 4, 1996, at pp. 3394 and 3410; and *Debates of the Senate*, vol. 135, 2nd Sess., 35th Parl., June 10, 1996, at pp. 588-89.

In 1985, during passage of the *Aeronautics Act*, a concern was raised in Parliament that liability under s. 4.4(5) (that Act's liability provision) could extend to legal titleholders. In response, the Government inserted the term "registered owner". The Parliamentary Secretary to the Minister of Transport specifically stated that the change was made to ensure that liability did not extend to those who had a security or other financial interest in the aircraft; *House of Commons Debates*, vol. IV, 1st Sess., 33rd Parl., June 20, 1985, at pp. 6065-66.

In 1996, the Government considered Bill C-20 (which became *CANSCA*) as it transferred the

(4) L'historique législatif

Bien que sa valeur probante soit restreinte, la transcription des débats parlementaires peut servir à déterminer le contexte et l'objet d'un texte législatif; *Rizzo & Rizzo Shoes Ltd. (Re)*, [1998] 1 R.C.S. 27, par. 35; *R. c. Morgentaler*, [1993] 3 R.C.S. 463, p. 484. En l'espèce, elle confirme l'intention évidente du législateur d'exclure la responsabilité personnelle des propriétaires en titre à l'égard des redevances pour la navigation aérienne. L'historique législatif et la *LCSNAC* elle-même montrent clairement que le législateur ne voulait pas que cette Loi remplace ou écarte le cadre réglementaire en place mais plutôt qu'elle s'y insère de façon cohérente. Lorsqu'il a présenté la *LCSNAC*, le ministre des Transports a déclaré que la *Loi sur l'aéronautique*, qui fournit le cadre réglementaire essentiel pour assurer la sécurité dans l'industrie aéronautique, « aura toujours préséance sur la loi prévoyant la commercialisation » (*Débats de la Chambre des communes*, 25 mars 1996, p. 1154). La juge Cronk de la Cour d'appel de l'Ontario a signalé d'autres interventions de porte-parole du gouvernement assurant les députés que la *LCSNAC* devait s'inscrire dans le cadre réglementaire existant qui retient généralement le sens étroit du mot « propriétaire »; voir p. ex. *Débats de la Chambre des communes*, 15 mai 1996, p. 2834; 29 mai 1996, p. 3144; 4 juin 1996, p. 3394 et 3410, et *Débats du Sénat*, vol. 135, 2^e sess., 35^e lég., 10 juin 1996, p. 588-589.

En 1985, au cours de l'adoption de la *Loi sur l'aéronautique*, des députés ont craint que la responsabilité imposée par le par. 4.4(5) (la disposition relative à la responsabilité) puisse s'étendre aux propriétaires en titre des aéronefs. C'est pourquoi le gouvernement a ajouté l'expression « propriétaire enregistré ». Le secrétaire parlementaire du ministre des Transports a explicitement précisé que cette modification visait à écarter la possibilité que soit retenue la responsabilité des titulaires d'une sûreté ou d'un autre intérêt financier sur un aéronef; voir *Débats de la Chambre des communes*, vol. IV, 1^{re} sess., 33^e lég., 20 juin 1985, p. 6065-6066.

Le projet de loi C-20 (devenu la *LCSNAC*) transférant de Transports Canada à NAV Canada

57

2006 SCC 24 (CanLII)

58

59

operation of the civil navigation system from Transport Canada to NAV Canada. The Clause by Clause Analysis brief presented to the Senate Committee explained that s. 55 is based on the wording of the equivalent section of the *Aeronautics Act* which, as stated, restricts “owner” to *registered* owner; see “Clause by Clause Analysis for the *Civil Air Navigation Services Commercialization Act*”, as presented to the Senate Committee on Transport and Communications, at pp. 51-52. However, the textual discrepancy noted above was not addressed.

(5) Conclusion on the Section 55 Issue

60 A purposive interpretation of s. 55 that takes into account the foregoing considerations compels rejection of the position urged by NAV Canada. Moreover, and importantly, the narrow interpretation of “owner” in s. 55(1) conforms with common sense. It would be a severe disruption to the functioning of the airline industry if, as a result of Canada 3000’s failure to pay its charges, NAV Canada could seize and detain an aircraft operated by, for example, Air Canada. There is no reason to think Parliament intended to let the damage caused by a failed airline expand beyond that airline’s fleet of aircraft.

61 Accordingly, applying Driedger’s contextual approach to s. 55(1) of *CANSCA*, I agree with the Courts of Appeal that the titleholders of the aircraft are *not* jointly and severally liable for the charges due to NAV Canada. They are not “owners” within the meaning of that section.

B. *The Detention Remedy*

62 If the legal titleholders are not directly liable for the charges due to the service providers, they argue that it would be unfair and contradictory to hold their aircraft hostage for the payment. Section 56 of *CANSCA* and s. 9 of the *Airports Act* should be

l’exploitation du système de navigation civile a été examiné en 1996. L’analyse article par article du projet de loi présentée au comité sénatorial expliquait que le libellé de l’art. 55 s’inspirait de celui des dispositions analogues prévues par la *Loi sur l’aéronautique*, lesquelles, comme on l’a indiqué, limitent la notion de « propriétaire » à celle de propriétaire *enregistré*; voir [TRADUCTION] « Analyse article par article de la *Loi sur la commercialisation des services de navigation aérienne civile* », présentée au Comité permanent des transports et des communications du Sénat, p. 51-52. Toutefois, la formulation différente signalée précédemment n’a pas été expliquée.

(5) Conclusion pour la question relative à l’art. 55

Une interprétation téléologique de l’art. 55 tenant compte des considérations qui précèdent m’oblige à rejeter la solution que NAV Canada nous presse de retenir. En outre, il importe de signaler qu’une interprétation restrictive du mot « propriétaire » au par. 55(1) relève du bon sens. On perturberait gravement le fonctionnement de l’industrie du transport aérien si, en raison du défaut de Canada 3000 d’acquitter ses redevances, on permettait à NAV Canada de saisir et de retenir un avion utilisé, par exemple, par Air Canada. Rien ne nous autorise à penser que le législateur voulait que l’échec d’un transporteur aérien se répercute au-delà de la flotte de ce transporteur.

L’application, au par. 55(1) de la *LCSNAC*, de la méthode contextuelle préconisée par Driedger m’amène donc à conclure, comme le font les Cours d’appel, que les propriétaires en titre d’aéronefs *ne* sont *pas* solidairement tenus au paiement des redevances dues à NAV Canada. Ils ne sont pas des « propriétaires » au sens de cette disposition.

B. *Le recours en rétention*

Les propriétaires en titre soutiennent que s’ils ne sont pas directement tenus au paiement des redevances dues aux fournisseurs de services, il serait injuste et illogique de prendre leurs aéronefs en gage pour garantir le paiement. Les propriétaires

interpreted consistently with s. 55(1) of *CANSCA*, the legal titleholders argue, and their right to repossess the aircraft on termination of the lease should take priority over the statutory remedy.

On the other hand, Nuss J.A., dissenting in the Quebec Court of Appeal, put the contrary position:

If the titleholder could obtain release of the seized aircraft without the payment of the outstanding charges or providing security, the intention and purpose of the Detention Provisions enacted by Parliament would be defeated. This is so because the debt is constituted of charges incurred by the operator of the aircraft (who is often, as in this case, the registered owner) and not by the titleholder. Thus, if the contention of [the titleholders] were to prevail, the titleholder, who is neither the operator nor the “owner” within the meaning of the statutes, could always obtain release of the aircraft and the charges would not be paid. The recourse provided by Parliament would, inevitably, be of no avail. [para. 126]

I believe that Nuss J.A. is correct on this point.

The relevant provisions, which authorize applications to a superior court judge of the province in which any aircraft owned or operated by the person liable to pay the charge or amount is situated, are expressed in the two statutes in similar terms.

Section 56 of *CANSCA* provides:

56. (1) [Seizure and detention of aircraft] In addition to any other remedy available for the collection of an unpaid and overdue charge imposed by the Corporation for air navigation services, and whether or not a judgment for the collection of the charge has been obtained, the Corporation may apply to the superior court of the province in which any aircraft owned or operated by the person liable to pay the charge is situated for an order, issued on such terms as the court considers appropriate, authorizing the Corporation to seize and detain any such aircraft until the charge is paid or a bond or other security for the unpaid and overdue amount in a form satisfactory to the Corporation is deposited with the Corporation.

(2) [Application may be *ex parte*] An application for an order referred to in subsection (1) may be made

en titre affirment que les art. 56 de la *LCSNAC* et 9 de la *LCA* devraient être interprétés dans le sens du par. 55(1) de la *LCSNAC*, et que leur droit de reprendre possession des aéronefs sur résiliation du bail devrait avoir préséance sur le recours prévu par la Loi.

Le juge Nuss par contre, qui était dissident en Cour d’appel du Québec, soutient le contraire :

[TRADUCTION] Il irait à l’encontre de l’objet des dispositions relatives à la rétention édictées par le législateur que le propriétaire en titre puisse obtenir mainlevée de la saisie sans avoir à payer les redevances dues ou à remettre une sûreté. En effet, la dette se compose de redevances encourues par l’utilisateur des aéronefs (qui en est souvent le propriétaire enregistré, comme en l’espèce) et non par leur propriétaire en titre. Ainsi, si l’argument des propriétaires en titre devait prévaloir le propriétaire en titre, qui n’est ni utilisateur ni « propriétaire » au sens des lois, pourrait toujours obtenir mainlevée, et les redevances ne seraient pas acquittées. Inévitablement, le recours prévu par le législateur ne servirait à rien. [par. 126]

Je pense que le juge Nuss a raison sur ce point.

Les dispositions pertinentes, qui autorisent les demandes à un juge de la juridiction supérieure de la province où se trouve l’aéronef dont le défaillant est propriétaire ou usager, ont un libellé analogue dans les deux lois.

L’article 56 de la *LCSNAC* prévoit ce qui suit :

56. (1) [Saisie et détention] À défaut de paiement ou en cas de retard de paiement des redevances qu’elle impose pour les services de navigation aérienne, la société peut, en sus de tout autre recours visant leur recouvrement et indépendamment d’une décision judiciaire à cet égard, demander à la juridiction supérieure de la province où se trouve l’aéronef dont le défaillant est propriétaire ou usager de rendre, aux conditions que la juridiction estime indiquées, une ordonnance l’autorisant à saisir et à retenir l’aéronef jusqu’au paiement des redevances ou jusqu’au dépôt d’une sûreté — cautionnement ou autre garantie qu’elle juge satisfaisante — équivalente aux sommes dues.

(2) [Demande sans préavis] Dans les mêmes circonstances, la société peut, si elle est fondée à croire

ex parte if the Corporation has reason to believe that the person liable to pay the charge is about to leave Canada or take from Canada any aircraft owned or operated by the person.

(3) [Release] The Corporation shall release from detention an aircraft seized under this section if

- (a) the amount in respect of which the seizure was made is paid;
- (b) a bond or other security in a form satisfactory to the Corporation for the amount in respect of which the seizure was made is deposited with the Corporation; or
- (c) an order of a court directs the Corporation to do so.

66

Section 9 of the *Airports Act*, under which the airport authorities bring their seizure and detention applications, is to the same effect.

9. (1) [Seizure and detention for fees and charges] Where the amount of any landing fees, general terminal fees or other charges related to the use of an airport, and interest thereon, set by a designated airport authority in respect of an airport operated by the authority has not been paid, the authority may, in addition to any other remedy available for the collection of the amount and whether or not a judgment for the collection of the amount has been obtained, on application to the superior court of the province in which any aircraft owned or operated by the person liable to pay the amount is situated, obtain an order of the court, issued on such terms as the court considers necessary, authorizing the authority to seize and detain aircraft.

(2) [Idem] Where the amount of any fees, charges and interest referred to in subsection (1) has not been paid and the designated airport authority has reason to believe that the person liable to pay the amount is about to leave Canada or take from Canada any aircraft owned or operated by the person, the authority may, in addition to any other remedy available for the collection of the amount and whether or not a judgment for the collection of the amount has been obtained, on *ex parte* application to the superior court of the province in which any aircraft owned or operated by the person is situated, obtain an order of the court, issued on such terms as the court considers necessary, authorizing the authority to seize and detain aircraft.

(3) [Release on payment] Subject to subsection (4), except where otherwise directed by an order of a court,

que le défaillant s'apprête à quitter le Canada ou à en retirer un aéronef dont il est propriétaire ou usager, procéder à la même demande *ex parte*.

(3) [Mainlevée] La société donne mainlevée de la saisie après paiement des sommes dues, contre remise d'une sûreté — cautionnement ou autre garantie qu'elle juge satisfaisante — équivalente aux sommes dues ou si la juridiction lui ordonne de le faire.

L'article 9 de la *LCA*, sur lequel sont fondés les recours en saisie et rétention des administrations aéroportuaires, comporte des dispositions similaires.

9. (1) [Saisie] À défaut de paiement des frais fixés par elle — frais généraux d'aérogare ou d'atterrissage ou toute redevance se rapportant à l'utilisation d'un aéroport, ainsi que les intérêts y afférents —, l'administration aéroportuaire désignée peut, en sus de tout autre recours visant leur recouvrement et indépendamment d'une décision judiciaire à cet égard, demander à la juridiction supérieure de la province où se trouve l'aéronef dont le défaillant est propriétaire ou utilisateur de rendre une ordonnance l'autorisant à saisir et à retenir l'aéronef, aux conditions que la juridiction estime nécessaires.

(2) [Demande sans préavis] Dans les mêmes circonstances, l'administration aéroportuaire désignée peut, si elle est en outre fondée à croire que le défaillant s'apprête à quitter le Canada ou à en retirer un aéronef dont il est propriétaire ou utilisateur, procéder à la même demande *ex parte*.

(3) [Mainlevée] Sauf ordonnance contraire de la juridiction, l'administration aéroportuaire désignée

a designated airport authority is not required to release from detention an aircraft seized under subsection (1) or (2) unless the amount in respect of which the seizure was made is paid.

(4) [Release on security] A designated airport authority shall release from detention an aircraft seized under subsection (1) or (2) if a bond, suretyship or other security in a form satisfactory to the authority for the amount in respect of which the aircraft was seized is deposited with the authority.

(5) [Same meaning] Words and expressions used in this section and section 10 have the same meaning as in the *Aeronautics Act*.

According to these provisions, the airport authorities or NAV Canada (upon obtaining a court order) may take possession of an aircraft and detain it. The aircraft must be either “owned” or “operated” by a person who is liable to pay. Either is a sufficient basis for an application.

The key difference between the joint and several liability provisions in s. 55 of *CANSCA* and the detention remedy provided for in s. 56 of *CANSCA* and s. 9 of the *Airports Act* is that the seizure and detention remedy lies against the aircraft. Whereas s. 55 identifies a group of *persons* who are made legally liable for the amounts owing, the detention remedy has a different focus. It provides for a right to possess *aircraft* until the debt is paid or security provided.

The legal titleholders argue that the claim of NAV Canada and the airport authorities to detain the aircraft must yield to their right under their respective leases to repossession. They liken the seizure and detention remedies to a *Mareva* injunction, in which the assets are frozen while various parties work out their respective entitlements; see *Aetna Financial Services Ltd. v. Feigelman*, [1985] 1 S.C.R. 2. However, in my view, there is no need to resort to analogies, especially loose analogies (e.g. *Mareva* injunctions are interlocutory, whereas the detention remedy is available whether or not a judgment for the collection of the charge or amount has been obtained. Moreover, *Mareva* injunctions are directed at persons (*Aetna Financial Services*,

n’est pas tenue de donner mainlevée de la saisie tant que les sommes dues n’ont pas été acquittées.

(4) [Sûretés] L’administration aéroportuaire désignée donne cependant mainlevée contre remise d’une sûreté — cautionnement ou autre garantie qu’elle juge satisfaisante — équivalente aux sommes dues.

(5) [Terminologie] Les termes du présent article et de l’article 10 s’entendent au sens de la *Loi sur l’aéronautique*.

Selon ces dispositions, les administrations aéroportuaires ou NAV Canada peuvent (après obtention d’une ordonnance) prendre possession d’un aéronef et le retenir. Le défaillant doit être le « propriétaire » ou l’« utilisateur » de l’aéronef; l’une ou l’autre qualité suffit pour fonder le recours.

La différence fondamentale entre les dispositions relatives à la solidarité à l’art. 55 de la *LCSNAC* et le recours en rétention prévu à l’art. 56 de la même Loi et à l’art. 9 de la *LCA* tient à ce que le recours à la saisie et à la rétention s’exerce sur l’aéronef. Alors que l’art. 55 indique un groupe de *personnes* tenues légalement responsables du paiement des redevances dues, le recours en rétention vise un autre objet. Il donne droit à la prise de possession de l’aéronef jusqu’au paiement de la dette ou au dépôt d’une sûreté.

Les propriétaires en titre soutiennent que le droit à la reprise de possession qui leur est conféré par leurs baux respectifs a préséance sur le droit de NAV Canada et des administrations aéroportuaires de retenir les aéronefs. Ils comparent le recours en saisie et en rétention à l’injonction *Mareva* qui a pour effet d’immobiliser les biens pendant que les parties dénouent l’écheveau de leurs droits respectifs; voir *Aetna Financial Services Ltd. c. Feigelman*, [1985] 1 R.C.S. 2. J’estime toutefois qu’il est inutile de recourir à des analogies, et encore moins à des analogies vagues (p. ex. l’injonction *Mareva* est un recours interlocutoire, alors que le recours en rétention est exercé indépendamment d’une décision judiciaire. De plus, l’injonction *Mareva* vise

at pp. 25-26), whereas the seizure and detention remedy targets the aircraft itself).

des personnes (*Aetna Financial Services*, p. 25-26) alors que le recours en saisie et en rétention vise l'aéronef lui-même).

70

The CARs, adopted pursuant to the *Aeronautics Act*, provide that an “operator” in respect of an aircraft “means the person that has possession of the aircraft as owner, lessee or otherwise” (s. 101.01(1)). At the dates of the applications for seizure and detention orders, Canada 3000 and Inter-Canadian were still the *registered* owners of the aircraft. Accordingly, if the Court is to read the words of the detention remedy in the context of the realities of this industry previously discussed, it seems to me that those remedies must be available against the aircraft of Canada 3000 (except any aircraft already repossessed by the titleholder prior to the CCAA application on November 8, 2001) and Inter-Canadian. (Once a titleholder reclaims possession, it becomes an operator in possession within s. 55(1) of *CANSCA*. However, as its possession post-dates the charges, no personal liability is incurred on that account.)

Le RAC pris aux termes de la *Loi sur l'aéronautique* prévoit qu'un « utilisateur », dans le cas d'un aéronef, est « la personne qui a la possession de l'aéronef, notamment à titre de propriétaire ou de locataire » (par. 101.01(1)). Aux dates des demandes de saisie et des ordonnances de rétention, Canada 3000 et Inter-Canadien étaient encore les propriétaires *enregistrés* des aéronefs. Par conséquent, si la Cour doit examiner les termes prévoyant le recours en rétention dans le contexte de cette industrie, tel qu'exposé précédemment, il me semble que ces recours doivent pouvoir être exercés à l'égard des aéronefs de Canada 3000 (exception faite des aéronefs dont le propriétaire en titre avait déjà repris possession avant le 8 novembre 2001, date de la demande fondée sur la *LACC*) et de ceux d'Inter-Canadien. (Dès qu'un propriétaire en titre reprend possession d'un aéronef, il devient un usager qui en a la possession au sens du par. 55(1) de la *LCSNAC*. Cependant, comme sa possession est postérieure à l'imposition des redevances, il n'est pas tenu personnellement au paiement de ces redevances.)

71

It is difficult to endorse the indignation of the legal titleholders with respect to detention of their aircraft until payment is made for debts due to the service providers. They are sophisticated corporate players well versed in the industry in which they have chosen to invest. The detention remedies do not affect their ultimate title. Investors who have done their due diligence will recognize that detention remedies have deep roots in the transport business. In *The Emilie Millon*, [1905] 2 K.B. 817 (“*Mersey Docks*”), for example, the English Court of Appeal examined a statute that stipulated that the Mersey Docks and Harbour Board could cause a ship to be detained until all harbour and tonnage payments had been made despite the fact that the ownership of the ship did not correspond to the debtor who had incurred the charges. The ruling in that case reflects the traditional scope of this type of remedy (at p. 821):

Il est difficile d'accepter que les propriétaires en titre s'indignent que leurs aéronefs soient retenus jusqu'à l'acquittement des créances des fournisseurs de services. Il s'agit d'entreprises bien informées et bien au fait de l'industrie dans laquelle elles ont choisi d'investir. Les recours en rétention ne portent pas atteinte à leur titre de propriété. Les investisseurs ayant fait preuve de diligence raisonnable n'ignoreront pas que les recours en rétention s'exercent depuis longtemps dans l'industrie du transport. Dans l'arrêt *The Emilie Millon*, [1905] 2 K.B. 817 (« *Mersey Docks* »), par exemple, la Cour d'appel anglaise a examiné une loi permettant au Mersey Docks and Harbour Board de retenir un navire jusqu'au paiement des droits de port et de tonnage, bien que le débiteur de ces frais ne fût pas le propriétaire du navire. La décision rendue dans cette affaire rend compte de la portée traditionnelle des recours de ce genre (p. 821) :

The Mersey Docks and Harbour Board have a right by statute to detain the vessel until the dock tonnage rates and harbour rates are paid. That is an express statutory right, and the board have nothing to do with any sale of the vessel to a purchaser. That is a matter which only concerns those who are interested in the vessel. It does not concern the board. The board are entitled to detain the vessel, whoever is the owner, until the rates are paid. The order appealed against deprives them of that right, and without their consent purports to give them an option to try and make some claim to a lien upon or right against the fund in priority to other claimants. The board have no such lien or right. If this vessel had been allowed to leave the dock, the board would have been left to make a futile claim against the fund in court. [Emphasis added.]

This type of provision is not uncommon in the airline business, see, e.g., decisions under a differently worded U.K. Act such as *Channel Airways Ltd. v. Manchester Corp.*, [1974] 1 Lloyd's Rep. 456 (Q.B.), at p. 461, in which it was held that the *Manchester Corporation Act* “mean[t] what it sa[id]”, and that the city could detain aircraft in respect of which charges had been incurred until those charges had been paid. The legal titleholders face this problem on the other side of the Atlantic. It is a risk they manage there. No reason was given as to why they cannot manage it here.

The legal titleholders are in a better position to protect themselves against this type of loss than are the airport authorities and NAV Canada. The legal titleholders can select which airlines they are prepared to deal with and negotiate appropriate security arrangements as part of their lease transactions with the airlines. In the case of the aircraft at issue in these appeals, many if not all of the leases provided for substantial security deposits. For example, the total amount posted by Canada 3000 to the ILFC as security deposits for airport fees and charges was approximately \$15,305,500. It is unnecessary to catalogue all of the possible security arrangements, but these deposits demonstrate a legal titleholder's ability to negotiate protection at a time when the airline is solvent to cover the amounts in overdue charges that the airline may

[TRADUCTION] Le Mersey Docks and Harbour Board est légalement autorisé à retenir le navire jusqu'à l'acquittement des droits de port et de tonnage. Il s'agit d'un droit expressément conféré par la loi, et le Board n'a rien à voir avec la vente du navire, qui ne concerne que ceux qui détiennent un intérêt sur ce navire. Le Board est étranger à cette mesure. Il a le droit de retenir le navire, quel qu'en soit le propriétaire, jusqu'à ce que les droits soient payés. L'ordonnance portée en appel le prive de ce droit et, sans qu'il y ait consenti, elle lui donne la possibilité de tenter de revendiquer un quelconque privilège ou droit lui permettant d'être payé par préférence aux autres sur le produit consigné de la vente. Le Board ne possède pas de tel privilège ou droit. Si le navire avait été autorisé à quitter le port, il ne serait plus resté au Board qu'à présenter au tribunal une réclamation futile sur le produit consigné de la vente. [Je souligne.]

Une disposition de ce genre n'est pas inhabituelle dans le commerce du transport aérien, voir p. ex. les décisions rendues en application d'une loi du Royaume-Uni formulée différemment telles *Channel Airways Ltd. c. Manchester Corp.*, [1974] 1 Lloyd's Rep. 456 (Q.B.), p. 461, dans laquelle la Cour a déclaré que la *Manchester Corporation Act* [TRADUCTION] « dit ce qu'elle veut dire » et a statué que la ville pouvait retenir un aéronef jusqu'au paiement des redevances imposées à son égard. Les propriétaires en titre sont aux prises avec ce problème de l'autre côté de l'Atlantique. Là-bas, c'est un risque qu'ils gèrent. Ils n'ont pas indiqué pourquoi ils ne peuvent le gérer ici.

Les propriétaires en titre peuvent mieux se protéger contre les pertes de ce genre que les administrations aéroportuaires ou NAV Canada. Ils sont en mesure de choisir les transporteurs aériens avec lesquels ils sont disposés à traiter et d'inclure des garanties acceptables dans les baux qu'ils négocient avec les transporteurs aériens. Dans le cas des aéronefs en cause dans ces appels, bon nombre des baux, sinon la totalité, prévoyaient des dépôts de garantie substantiels. Par exemple, le montant total du dépôt fourni par Canada 3000 pour protéger ILFC contre le non-paiement des redevances aéroportuaires s'élevait à environ 15 305 500 dollars. Il n'est pas nécessaire de dresser l'inventaire de toutes les formules de garantie possibles, mais ces dépôts démontrent que les propriétaires en titre peuvent négocier des mesures de protection avec

eventually be required to pay to the statutory service providers.

les transporteurs aériens lorsque ceux-ci sont solvables afin de couvrir les montants des redevances en souffrance que le transporteur aérien peut éventuellement être requis de payer aux fournisseurs de services prévus par la loi.

73

I agree with Cronk J.A. (at para. 133) that the detention remedy under the statutes is subject to several constraints: (i) the remedy is not automatic and requires prior court authorization; (ii) the remedy is discretionary and may be subject to such terms as the court considers necessary; (iii) under s. 9(3) of the *Airports Act* and s. 56(3)(c) of *CANSCA*, the court also has a discretion to limit the duration of the remedy by requiring the applicable authority to release a detained aircraft from detention prior to payment of the amount with respect to which the seizure was made; (iv) in any event, an authority that obtains an order under the detention provisions is required to release a detained aircraft upon payment of the outstanding amount or charges in respect of which the seizure was made or upon the provision of acceptable security therefor (ss. 9(3) and 9(4) of the *Airports Act* and ss. 56(1) and 56(3) of *CANSCA*); and (v) an order is not available under the detention provisions if the aircraft in respect of which the order is sought is exempt from seizure and detention under provincial law (s. 10(1) of the *Airports Act* and s. 57(1) of *CANSCA*) or, in the case of the *Airports Act*, under a regulation made by the Governor in Council (s. 10(2)).

Je suis d'accord avec la juge Cronk qui expose (au par. 133) les nombreuses restrictions applicables au recours en rétention prévu par la loi : (i) ce recours n'est pas automatique et doit être autorisé par la cour; (ii) il est discrétionnaire et le tribunal peut l'assujettir aux conditions qu'il estime nécessaires, (iii) aux termes des par. 9(3) de la *LCA* et 56(3) de la *LCSNAC*, le tribunal peut aussi limiter la durée de la saisie en ordonnant à l'administration en cause de donner mainlevée avant le paiement de la somme pour laquelle l'aéronef avait été saisi; (iv) en tout état de cause, une administration qui obtient une ordonnance autorisant la rétention est tenue de donner mainlevée sur paiement des sommes ou des redevances dues pour lesquelles la saisie a été pratiquée, ou contre remise d'une garantie satisfaisante (par. 9(3) et (4) de la *LCA* et 56(1) et (3) de la *LCSNAC*), et (v) une ordonnance de saisie ne peut être accordée si l'aéronef en cause est insaisissable en vertu du droit provincial (par. 10(1) de la *LCA* et 57(1) de la *LCSNAC*) ou, dans le cas de la *LCA*, si un règlement du gouverneur en conseil exempte l'aéronef de la saisie ou de la rétention (par. 10(2)).

74

On the other hand, the conclusion of Juriansz J., dissenting in part, was correct that “the wording of the Detention Provisions makes apparent that aircraft may be seized and detained without regard to the property interests of persons who are neither the registered owners nor the operators of the aircraft under the legislation. As long as the aircraft is owned or operated by a person liable to pay the outstanding charges, it may be the subject of an application to seize and detain it. The fact that there may be other persons, who are not liable to pay the outstanding charges but have property interests in the aircraft, is of no consequence” (para. 239).

Le juge Juriansz, dissident en partie, avait toutefois raison de conclure qu'il [TRADUCTION] « ressort clairement du libellé des dispositions relatives à la saisie et à la rétention qu'un aéronef peut être saisi et retenu sans égard aux droits de propriété des personnes qui ne sont ni propriétaires enregistrés ni utilisateurs de l'aéronef au sens des lois en cause. Tant que le débiteur des redevances en souffrance est propriétaire ou utilisateur de l'aéronef, une demande de saisie et de rétention de l'aéronef peut être présentée. Le fait que d'autres personnes, qui ne sont pas tenues de payer les redevances en souffrance, puissent avoir un droit de propriété sur l'aéronef n'entre pas en ligne de compte » (par. 239).

I turn, then, to a number of additional arguments raised on both sides which, in my view, with respect, unnecessarily complicate a straightforward task of statutory interpretation.

(1) Whether or Not a Lien Existed

In the Ontario case, there was considerable debate about whether the detention remedy created a lien. However, as the English Court of Appeal commented in *Mersey Docks*, there was no need for the port authority “to . . . make some claim to a lien” (p. 821). Nor is it necessary here. In this case, as in *Mersey Docks*, the remedy is purely a creature of statute. Whether or not a lien could be said to arise by operation of law is perhaps of theoretical interest but it has no practical bearing on the result in these appeals.

(2) Effect of the Bankruptcy Proceedings

The intervention of bankruptcy proceedings in both Quebec and Ontario created procedural complications. For present purposes, it is sufficient to note that the detention remedies in Quebec were applied for well before the assignment in bankruptcy. In Ontario, the detention remedies were applied for while the CCAA stay was in effect and Canada 3000 remained the registered owner of the aircraft in question. In neither case did the aircraft become part of the bankrupt estate (because ultimate ownership was in the legal titleholder). The aircraft were nevertheless legitimate targets of the detention remedies as they were still sitting on a Canadian airport tarmac and were still “owned or operated” (within the meaning of the relevant statutes) by the airlines at the relevant date.

(3) Resort to the Civil Code of Québec

In the Quebec Superior Court, Tremblay J. held that the seizure and detention provisions create a right similar to that found in arts. 1592 and 1593 of

J’aborde maintenant un certain nombre d’arguments soulevés de part et d’autre qui, à mon avis, compliquent inutilement un simple exercice d’interprétation des lois.

(1) L’existence d’un privilège

Les parties au litige ontarien ont beaucoup débattu la question de savoir si le recours en rétention créait un privilège. Cependant, comme la Cour d’appel anglaise l’a indiqué dans *Mersey Docks*, l’administration portuaire n’avait pas à [TRADUCTION] « revendiquer un quelconque privilège » (p. 821). Une telle revendication n’est pas nécessaire non plus en l’espèce. Comme dans l’affaire *Mersey Docks*, l’origine du recours en l’espèce est exclusivement législative. Bien que la question de savoir si un privilège a pu naître par l’effet de la loi puisse revêtir un intérêt théorique, elle n’a aucune incidence concrète sur l’issue des présents pourvois.

(2) L’effet des procédures de faillite

Les procédures de faillite tant au Québec qu’en Ontario ont engendré des complications procédurales. Pour les besoins de la présente espèce, il suffit de remarquer qu’au Québec, les recours en rétention ont été entamés bien avant la cession de faillite. En Ontario, les recours en rétention ont été entamés au cours de la période de suspension ordonnée en application de la LACC, et Canada 3000 est restée propriétaire enregistré des aéronefs en question. Dans ces deux cas, les aéronefs n’ont jamais fait partie de l’avoir de la faillie (parce que le titre de propriété appartenait aux propriétaires en titre). Néanmoins, les aéronefs pouvaient légitimement être visés par le recours en rétention puisqu’ils se trouvaient encore sur le tarmac d’un aéroport au Canada et que les transporteurs aériens en étaient encore « propriétaires ou usagers » (au sens des lois en cause) aux dates pertinentes.

(3) Le recours au Code civil du Québec

Le juge Tremblay de la Cour supérieure du Québec a statué que les dispositions relatives à la saisie et à la rétention créent un droit analogue à

75

76
2006 SCC 24 (CanLII)

77

78

the *Civil Code of Québec*. However, with respect, there is no need to make reference to provincial law or, more specifically, to the *Civil Code*, and to do so here is inappropriate. Section 56 of *CANSCA* and s. 9 of the *Airports Act* specifically state that the remedy is to be “in addition to any other remedy”, which includes remedies under provincial law.

celui que prévoient les art. 1592 et 1593 du *Code civil du Québec*. À mon avis cependant, il n'est pas nécessaire de recourir au droit provincial ou, plus spécifiquement, au *Code civil*, et il est inopportun d'y recourir en l'espèce. L'article 56 de la *LCSNAC* et l'art. 9 de la *LCA* énoncent expressément que ce recours s'exerce « en sus de tout autre recours », ce qui comprend les recours prévus par le droit provincial.

79 The *Aeronautics Act*, the *Airports Act* and *CANSCA* are federal statutes that create a unified aeronautics regime. Parliament endeavoured to create a comprehensive code applicable across the country and not to vary from one province to another. This uniformity is especially vital since aircraft are highly mobile and move easily across jurisdictions.

La *Loi sur l'aéronautique*, la *LCA* et la *LCSNAC* sont des lois fédérales qui établissent un régime unifié en matière d'aéronautique. Le législateur a voulu constituer un code exhaustif qui soit applicable dans tout le pays de façon uniforme d'une province à l'autre. Cette uniformité est d'autant plus essentielle que l'extrême mobilité des aéronefs leur permet de passer facilement d'un territoire à l'autre.

80 NAV Canada also relied on ss. 8.1 and 8.2 of the *Interpretation Act*, R.S.C. 1985, c. I-21, to urge that s. 56 of *CANSCA* provides for a *civiliste* right of retention. However, neither section applies in this case. Section 8.1 states that

NAV Canada a également invoqué les art. 8.1 et 8.2 de la *Loi d'interprétation*, L.R.C. 1985, ch. I-21, au soutien de l'argument selon lequel l'art. 56 de la *LCSNAC* crée un droit de rétention civiliste. Toutefois, aucun de ces articles ne s'applique en l'espèce. L'article 8.1 prévoit ce qui suit :

if in interpreting an enactment it is necessary to refer to a province's rules, principles or concepts forming part of the law of property and civil rights, reference must be made to the rules, principles and concepts in force in the province at the time the enactment is being applied.

... s'il est nécessaire de recourir à des règles, principes ou notions appartenant au domaine de la propriété et des droits civils en vue d'assurer l'application d'un texte dans une province, il faut [...] avoir recours aux règles, principes et notions en vigueur dans cette province au moment de l'application du texte.

If it were *necessary* to resort to provincial law, then the provincial law to be used is that of the province in which the provision is being applied: *Peoples Department Stores Inc. (Trustee of) v. Wise*, [2004] 3 S.C.R. 461, 2004 SCC 68. Here, for reasons stated, resort to provincial law is not necessary.

S'il est *nécessaire* d'avoir recours au droit provincial, c'est le droit de la province où la disposition est appliquée qui doit servir : *Magasins à rayons Peoples inc. (Syndic de) c. Wise*, [2004] 3 R.C.S. 461, 2004 CSC 68. En l'espèce, il n'est pas nécessaire, pour les motifs déjà exposés, de recourir au droit provincial.

81 Section 8.2 of the *Interpretation Act* states that

L'article 8.2 de la *Loi d'interprétation* énonce notamment :

when an enactment contains both civil law and common law terminology, or terminology that has a different meaning in the civil law and the common law, the civil law terminology or meaning is to be adopted in the Province of Quebec and the common

... est entendu dans un sens compatible avec le système juridique de la province d'application le texte qui emploie à la fois des termes propres au droit civil de la province de Québec et des termes propres à la common law des autres provinces, ou qui emploie des termes

law terminology or meaning is to be adopted in the other provinces.

The issue here is not one of conflicting terminology. The language used in relation to the detention remedy is perfectly apt to make Parliament's intention clear bilingually and bijuridically. In short, resort to the *Civil Code* was neither necessary nor appropriate.

(4) Existence of a Power of Sale

The appellants argue that the existence of a seizure and detention implies (in their favour) a power of sale. No such power is contained in *CANSCA* or the *Airports Act*. Nor is it necessarily implied in the creation of a power to seize and detain. The only claim that the authorities have under federal aeronautics law is the claim to possession of the aircraft until their user charges are paid.

(5) Presumption Against Interference With Private Rights

The Ontario motions judge applied a narrow approach to the Detention Remedy on the basis that it invades what would otherwise be the proprietary rights of the legal titleholders. Reference was made to *Royal Bank of Canada v. Sparrow Electric Corp.*, [1997] 1 S.C.R. 411, where it was held that the legislation at issue in that case did not impose a charge in the nature of a lien because of the absence of clear and unambiguous language. However, only if a provision is ambiguous (in that after full consideration of the context, multiple interpretations of the words arise that are equally consistent with Parliamentary intent), is it permissible to resort to interpretive presumptions such as "strict construction". The applicable principle is not "strict construction" but s. 12 of the *Interpretation Act*, which provides that every enactment "is deemed remedial, and shall be given such fair, large and liberal construction and interpretation as best ensures the attainment of its objects"; see *Bell ExpressVu*, at para. 28:

qui ont un sens différent dans l'un et l'autre de ces systèmes.

Nous ne sommes pas en présence de termes contradictoires en l'espèce. Les termes employés relativement au recours en rétention sont tout à fait propres à exprimer clairement l'intention du législateur dans les deux langues et dans les deux systèmes de droit. Bref, il n'était ni nécessaire ni indiqué de recourir au *Code civil*.

(4) L'existence d'un pouvoir de faire vendre

Les appelantes soutiennent que la saisie et la rétention emportent (en leur faveur) un pouvoir de faire vendre. Ni la *LCSNAC* ni la *LCA* ne prévoient un tel pouvoir. Il ne découle pas non plus nécessairement de la création du pouvoir de saisir et retenir. Tout ce que les administrations peuvent revendiquer sous le régime du droit aéronautique fédéral, c'est la possession des aéronefs jusqu'à l'acquittement de leurs redevances.

(5) La présomption de non-atteinte aux droits privés

Le juge des requêtes saisi de l'affaire ontarienne a appliqué une démarche restrictive au recours en rétention parce que ce recours empiète sur ce qui serait autrement des droits de propriété des propriétaires en titre. Il a cité l'arrêt *Banque Royale du Canada c. Sparrow Electric Corp.*, [1997] 1 R.C.S. 411, dans lequel la Cour a statué qu'en raison de l'absence de texte clair et sans équivoque, les dispositions en cause n'imposaient pas un privilège. Toutefois, le recours à des présomptions comme le principe de « l'interprétation stricte » ne se justifie que si une disposition est ambiguë (au sens où, à l'issue d'un examen exhaustif du contexte, le libellé peut donner lieu à diverses interprétations également compatibles avec l'intention du législateur). Ce n'est pas le principe de « l'interprétation stricte » qui s'applique mais l'art. 12 de la *Loi d'interprétation* qui énonce que tout texte « est censé apporter une solution de droit et s'interprète de la manière la plus équitable et la plus large qui soit compatible avec la réalisation de son objet »; voir *Bell ExpressVu*, par. 28 :

82

83

84

Other principles of interpretation — such as the strict construction of penal statutes and the “*Charter values*” presumption — only receive application where there is ambiguity as to the meaning of a provision. (On strict construction, see: *Marcotte v. Deputy Attorney General for Canada*, [1976] 1 S.C.R. 108, at p. 115, *per* Dickson J. (as he then was); *R. v. Goulis* (1981), 33 O.R. (2d) 55 (C.A.), at pp. 59-60; *R. v. Hasselwander*, [1993] 2 S.C.R. 398, at p. 413; *R. v. Russell*, [2001] 2 S.C.R. 804, 2001 SCC 53, at para. 46. . . .)

In my view, there is no ambiguity in the statutory language creating the detention remedy and thus resort to “strict construction” is not called for.

(6) Limitation of Debts on an Aircraft by Aircraft Basis

85 The titleholders argue that it would be extremely unfair that one titleholder’s aircraft, however recently leased, may ultimately be held hostage for all of the unpaid user charges of the airline that flew it. They contend that if (which they deny) the titleholders must pay charges in order to recover an aircraft, they should only be required to pay the charges incurred by the individual aircraft sought to be released, as opposed to the charges outstanding in relation to the whole fleet of the defaulting airline.

86 However, the statute says that an aircraft operated by the person liable to pay the amount can be seized and, absent further court order, need not be released until the entire amount owed by that operator has been paid. This point is made clearly by the release provisions in s. 9(3) of the *Airports Act* and s. 56(3) of *CANSCA*. The authorities must only release the aircraft if “the amount in respect of which the seizure was made is paid”. Since s. 9(1) and s. 56(1) do not distinguish between the amounts accumulated by specific aircraft operated by a defaulting owner or operator, it seems clear that the amount in respect of which the seizure was made is the entire amount owed by that registered owner or operator.

D’autres principes d’interprétation — telles l’interprétation stricte des lois pénales et la présomption de respect des « valeurs de la *Charte* » — ne s’appliquent que si le sens d’une disposition est ambigu. (Voir, relativement à l’interprétation stricte : *Marcotte c. Sous-procureur général du Canada*, [1976] 1 R.C.S. 108, p. 115, le juge Dickson (plus tard Juge en chef du Canada); *R. c. Goulis* (1981), 33 O.R. (2d) 55 (C.A.), p. 59-60; *R. c. Hasselwander*, [1993] 2 R.C.S. 398, p. 413, et *R. c. Russell*, [2001] 2 R.C.S. 804, 2001 CSC 53, par. 46. . . .)

Selon moi, les dispositions créant le recours en rétention ne sont aucunement ambiguës, et il n’y a donc pas lieu de recourir à « l’interprétation stricte ».

(6) Fractionnement de la dette aéronef par aéronef

Selon les propriétaires en titre, il serait extrêmement injuste qu’un aéronef puisse, quelle que soit la date, même récente, de sa location, être retenu comme gage du paiement de la totalité des redevances dues par le transporteur aérien qui l’a utilisé. Ils prétendent que si les propriétaires en titre doivent acquitter des redevances pour recouvrer un appareil (ce qu’ils contestent), ils ne devraient avoir à payer que les redevances imposées à l’égard de l’appareil pour lequel mainlevée est demandée, et non celles qui se rapportent à la flotte entière du transporteur en défaut.

Les textes de loi prévoient toutefois qu’un aéronef utilisé par le débiteur des redevances impayées peut être saisi et, en l’absence de nouvelle ordonnance judiciaire, peut être retenu jusqu’au paiement du montant total dû par cet *utilisateur*. C’est ce qu’indiquent clairement les dispositions relatives à la mainlevée aux par. 9(3) de la *LCA* et 56(3) de la *LCSNAC*. Les administrations ne sont pas tenues de donner mainlevée de la saisie des aéronefs « tant que les sommes dues n’ont pas été acquittées ». Puisque les par. 9(1) et 56(1) ne font pas de distinction en fonction des redevances accumulées à l’égard de chaque aéronef d’un propriétaire enregistré ou utilisateur défaillant, il semble clair que la dette à l’égard de laquelle la saisie a été pratiquée est le montant total dû par ce propriétaire ou utilisateur.

(7) Limitation of Seizure to Exclude Engines

Two of the respondents, RRP Engine Leasing Ltd. and Flight Logistics Inc. (the “engine lessors”), leased to Canada 3000 the engines attached to two of the aircraft which, when seized, were airworthy. The engine lessors argue that they should be entitled to repossess their engines because seizure of the aircraft is not seizure of the engines. They cite Laskin J. (as he then was) in *Firestone Tire & Rubber Co. of Canada v. Industrial Acceptance Corp.*, [1971] S.C.R. 357, for the proposition that the doctrine of accession does not apply to a removable and identifiable object such as the engines.

In my view, the engines are part of the aircraft for present purposes. Engines and equipment such as onboard computers fall under the definition of “aeronautical product” in the *Aeronautics Act* (s. 3(1)). If the engines could be removed, third-party lessors could cannibalize any “aircraft propeller or aircraft appliance or part or the component parts of any of those things, including any computer system and software”; see *Aeronautics Act*, s. 3(1).

Firestone Tire is not of assistance here. In that case, a truck was repossessed under a conditional sales contract. The vendor in possession of the seized truck sought to retain the tires mounted on the truck as against the claim of the unpaid conditional seller of the tires. Laskin J. was concerned about the windfall one creditor might receive when repossessing the property of another unpaid creditor for which he “has given no value” (p. 359). Here, no beneficial interest is implicated. The engines are attached to the aircraft in respect of which charges were incurred and that are the subject of the detention. The Act does not envisage the dismantling of the aircraft (and thus of its value as a security) on the tarmac.

(7) Exclusion des moteurs

Deux des intimées, RRP Engine Leasing Ltd. et Flight Logistics Inc. (les « locateurs de moteurs »), ont donné à bail à Canada 3000 les moteurs installés dans deux des aéronefs saisis, lesquels étaient en bon état de vol au moment de la saisie. Elles prétendent avoir droit de reprendre possession de leurs moteurs parce que la saisie d’aéronefs diffère de la saisie de moteurs. S’appuyant sur les motifs du juge Laskin (plus tard Juge en chef) dans *Firestone Tire & Rubber Co. of Canada c. Industrial Acceptance Corp.*, [1971] R.C.S. 357, elles font valoir que la doctrine de l’accession ne s’applique pas à un objet amovible et identifiable comme un moteur.

Selon moi, pour les besoins de la présente espèce, les moteurs sont des composantes des aéronefs. Les moteurs et les pièces d’équipement comme les ordinateurs de bord entrent dans la définition de « produits aéronautiques » énoncée dans la *Loi sur l’aéronautique* (par. 3(1)). Si les moteurs pouvaient être enlevés, les tiers locateurs pourraient aussi enlever « les hélices et appareillages d’aéronefs, ainsi que leurs pièces ou autres éléments constitutifs, y compris les matériels et logiciels informatiques »; voir *Loi sur l’aéronautique*, par. 3(1).

Firestone Tire n’est d’aucun secours en l’espèce. Cette affaire portait sur la reprise d’un camion aux termes d’un contrat de vente conditionnelle. Le vendeur en possession du véhicule opposait son droit de conserver les pneus installés sur le camion à la réclamation du vendeur conditionnel de ces pneus. Le juge Laskin a estimé injustifiable l’avantage inattendu dont aurait joui un créancier en prenant possession de choses appartenant à un autre créancier impayé sans avoir « donné [...] aucune contrepartie » (p. 359). En l’espèce, aucun intérêt bénéficiaire n’est en cause. Les moteurs sont fixés aux aéronefs à l’égard desquels des redevances ont été imposées et qui sont visés par la rétention. Les dispositions législatives n’envisagent pas le démontage des appareils sur le tarmac (et, par conséquent, le morcellement de leur valeur en tant que garantie).

87

88

89

(8) Effect of Sub-Leases(8) L'effet de la sous-location à bail

90 The respondents Ansett Worldwide Aviation, U.S.A. and MSA V leased three aircraft to Canada 3000, two of which, in turn, had been leased by those respondents from other persons under head leases. These sub-lessors stand in no better position than the legal titleholders, and the aircraft in which they have a leasehold interest were subject to seizure.

Les intimées Ansett Worldwide Aviation, U.S.A. et MSA V ont loué trois aéronefs à Canada 3000, et elles avaient elles-mêmes loué deux de ces appareils d'autres personnes aux termes de baux principaux. Elles ne sont pas en meilleure position, à titre de sous-locateurs, que les propriétaires en titre, et les aéronefs sur lesquels elles détiennent un intérêt à bail étaient visés par la saisie.

C. *The Important Role of the Motions Judge*C. *L'importance du rôle du juge des requêtes*

91 The detention remedy does not create any rights unless, and until, a court order is made authorizing the seizure and detention of an aircraft. Instead, the provisions create potential remedies, available at the discretion of the court and subject to such conditions as the court considers necessary, as Cronk J.A. noted, at para. 134.

Le recours en rétention ne crée pas de droits sauf si une ordonnance autorise la saisie et la rétention d'un aéronef, et à compter de cette ordonnance. Les dispositions législatives en cause prévoient plutôt un recours potentiel, soumis au pouvoir discrétionnaire du tribunal et subordonné aux conditions que le tribunal estime nécessaires, comme l'a signalé la juge Cronk au par. 134.

92 Much of the potential unfairness which the titleholders envisage in the operation of the detention remedy can be addressed by the motions judge. Section 56(3)(c) of *CANSCA* states that NAV Canada must release the aircraft "if . . . an order of a court directs the Corporation to do so". Similarly, s. 9(3) of the *Airports Act* states that an airport authority need not release the aircraft until the charges are paid, "except where otherwise directed by an order of a court". Parliament has left the door open for the motions judge to work out an arrangement that is fair and reasonable to all concerned, provided that the object and purpose of the remedy (to ensure the unpaid user fees are paid) is fulfilled. It would be open to a judge on a detention remedy hearing to determine an allocation amongst the titleholders that reflected such factors as the number of seized aircraft, the amount of charges in relation to a particular aircraft or the short duration of an aircraft's life spent in the doomed fleet. The judge need not make each aircraft hostage for the full amount of the unpaid charges, provided the result is that the authority is paid in full. In this way, what may otherwise be portrayed as a draconian

Le juge des requêtes peut examiner bon nombre des possibles effets injustes du recours en rétention qu'ont évoqués les propriétaires en titre. Le paragraphe 56(3) de la *LCSNAC* énonce que NAV Canada doit donner mainlevée de la saisie « si la juridiction lui ordonne de le faire ». De la même façon, le par. 9(3) de la *LCA* prévoit qu'une administration aéroportuaire n'est pas tenue de donner mainlevée de la saisie tant que les sommes dues n'ont pas été acquittées, « [s]auf ordonnance contraire de la juridiction ». Le législateur a donné au juge des requêtes la latitude nécessaire pour élaborer des solutions justes et raisonnables pour toutes les parties en cause, dans la mesure où elles sont compatibles avec la réalisation de l'objet et de l'esprit du recours (assurer le paiement des redevances dues). Il serait loisible au juge qui entend une demande de saisie et de rétention de procéder à une répartition entre propriétaires en titre qui tienne compte de facteurs comme le nombre d'aéronefs saisis, le montant des redevances afférentes à un appareil en particulier ou la courte période pendant laquelle un appareil a fait partie de la flotte du transporteur défaillant. Le juge n'a pas à retenir chaque aéronef en gage du paiement de la totalité des redevances dues pourvu que

remedy can be reduced to a fair and proportionate judicial response to the airline collapse.

D. *Interest*

The *Airports Act* explicitly authorizes the airport authorities to charge interest on the overdue amounts. Section 9(1) defines the amount on account of which the seizure was made as the “amount of any landing fees, general terminal fees or other charges related to the use of an airport, and interest thereon”. While *CANSCA* makes no explicit mention of interest, ss. 32 to 35 lay out a broad authority for NAV Canada to set and charge its fees. A procedure has been established under s. 35(1)(a), whereby the Minister of Transport approves the charges imposed by NAV Canada. The Minister has approved a regulation imposing interest. Notice was provided to airline operators (although not the legal titleholders) and no judicial review of this regulation was sought.

The time value of money is universally accepted in ordinary commercial practice; see *Bank of America Canada v. Mutual Trust Co.*, [2002] 2 S.C.R. 601, 2002 SCC 43. There is no reason for this principle to be excluded in the case of privatized aeronautics services, and it is not surprising that NAV Canada has been permitted to incorporate interest on unpaid charges into its charging scheme.

The question then turns to how long the interest can run. The airport authorities and NAV Canada have possession of the aircraft until the charge or amount in respect of which the seizure was made is paid. It seems to me that this debt must be understood in real terms and must include the time value of money.

Given the authority to charge interest, my view is that interest continues to run to the first of the

l’administration soit entièrement payée. Ainsi, une mesure qu’on pourrait autrement dépeindre comme draconienne peut devenir une réponse juste et mesurée à l’effondrement du transporteur aérien.

D. *Les intérêts*

La *LCA* autorise expressément les administrations aéroportuaires à exiger des intérêts sur les sommes en souffrance. Le paragraphe 9(1) définit la créance fondant la saisie comme les « frais généraux d’aérogare ou d’atterrissage ou toute redevance se rapportant à l’utilisation d’un aéroport, ainsi que les intérêts y afférents ». Bien que les intérêts ne soient pas explicitement mentionnés dans la *LCSNAC*, les art. 32 à 35 accordent à NAV Canada un pouvoir étendu de fixer et d’imposer des redevances. Suivant une procédure établie en application de l’al. 35(1)a) en vue de l’approbation, par le ministre des Transports, des redevances imposées par NAV Canada, le Ministre a approuvé un règlement imposant des intérêts. Les transporteurs aériens (mais non les propriétaires en titre) ont reçu avis du règlement, lequel n’a fait l’objet d’aucune demande de contrôle judiciaire.

En matière commerciale, la valeur temporelle de l’argent est universellement reconnue; voir *Banque d’Amérique du Canada c. Société de Fiducie Mutuelle*, [2002] 2 R.C.S. 601, 2002 CSC 43. Rien ne justifie d’écarter ce principe dans le cas des services aéronautiques privatisés, et il n’est pas surprenant que NAV Canada ait été autorisée à inclure dans sa tarification l’intérêt sur les redevances en souffrance.

Il s’agit donc alors de se demander pendant combien de temps les intérêts peuvent courir. Les administrations aéroportuaires et NAV Canada peuvent demeurer en possession des aéronefs tant que les redevances ou les sommes à l’égard desquelles la saisie a été pratiquée n’ont pas été acquittées. Il me semble que cette créance doit être envisagée dans son contexte et doit inclure la valeur temporelle de l’argent.

Vu l’existence du pouvoir d’exiger des intérêts, je suis d’avis que les intérêts courent jusqu’à la date

93

2006 SCC 24 (CanLII)

94

95

96

date of payment, the posting of security or bankruptcy. If interest were to stop accruing before payment has been made, then the airport authorities and NAV Canada would not recover the full amount owed to them in real terms. Once the owner, operator or titleholder has provided security, the interest stops accruing. The legal titleholder is then incurring the cost of the security and losing the time value of money. It should not have to pay twice. While a CCAA filing does not stop the accrual of interest, the unpaid charges remain an unsecured claim provable against the bankrupt airline. The claim does not accrue interest after the bankruptcy: ss. 121 and 122 of the *Bankruptcy and Insolvency Act*.

du paiement des redevances, de la remise d'une sûreté ou de la faillite, selon celui de ces événements qui survient en premier. Si les intérêts cessaient de courir avant le paiement de la créance, les administrations aéroportuaires et NAV Canada ne recouvreraient pas le montant total réel qui leur est dû. La remise d'une sûreté par le propriétaire, l'utilisateur ou le propriétaire en titre met fin à l'accumulation des intérêts. Le propriétaire en titre supporte alors le coût de la sûreté et perd la valeur temporelle de l'argent ainsi engagé. Il ne devrait pas avoir à payer deux fois. Alors que le fait de se prévaloir de la *LACC* ne met pas fin à l'accumulation de l'intérêt, les redevances impayées restent une créance non garantie prouvable à l'égard du transporteur aérien failli. La réclamation n'accumule pas d'intérêts après la faillite : art. 121 et 122 de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité*.

97 A particular issue is raised in the Quebec appeals regarding proper notice of the interest charges. This is an issue to be dealt with by the motions judge when these matters are returned for further consideration and disposition.

Les pourvois québécois soulèvent une question particulière concernant l'avis des frais d'intérêt qui doit être donné. Cette question sera examinée par le juge des requêtes lorsque ces affaires lui seront renvoyées pour qu'il en poursuive l'examen et qu'il rende une décision.

V. Disposition*

V. Décision*

98 For these reasons, I would allow the appeals and cross-appeals in part, as follows:

Pour ces motifs, je suis d'avis d'accueillir en partie les pourvois et les pourvois incidents ainsi qu'il suit :

1. I would dismiss the appeals of NAV Canada seeking to hold the respondents liable in their personal/corporate capacity;
2. I would allow the appeals of NAV Canada and the airport authorities of the dismissal of their seizure and detention applications and remit those applications to the respective motions judges to be dealt with in accordance with these reasons;
3. I would set aside the orders requiring NAV Canada and the airport authorities to reim-

1. les pourvois de NAV Canada visant à faire reconnaître la responsabilité personnelle des intimées sont rejetés;
2. les pourvois formés par NAV Canada et les administrations aéroportuaires contre le rejet de leurs demandes de saisie et de rétention sont accueillis et ces demandes sont renvoyées aux juges des requêtes respectifs pour qu'ils les tranchent conformément aux présents motifs;
3. les ordonnances enjoignant NAV Canada et les administrations aéroportuaires de défrayer les

* The amendments to para. 98, issued on August 16, 2006, are included in these reasons.

* Les modifications qui ont été apportées au par. 98 le 16 août 2006 sont incorporées dans les présents motifs.

burse the respondents for the aircraft detention costs;

4. I would allow the appeals of NAV Canada and the GTAA of the ruling that the engine lessors are entitled to repossess the leased engines;
5. Interest on overdue charges continues to run to the first of the date of payment, the posting of security or bankruptcy.

In other respects, the appeals and cross-appeals will be dismissed. Aéroports de Montréal, St. John's International Airport Authority Inc. and Charlottetown Airport Authority Inc. are entitled to their costs in the Quebec appeals. All other parties shall bear their own costs.

Appeals and cross-appeals allowed in part.

Solicitors for NAV Canada (30214): Gowling Lafleur Henderson, Toronto.

Solicitors for Greater Toronto Airports Authority (30214): Osler Hoskin & Harcourt, Toronto.

Solicitors for Winnipeg Airports Authority Inc., Halifax International Airport Authority, Edmonton Regional Airports Authority, Calgary Airport Authority, Aéroports de Montréal, Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority, Vancouver International Airport Authority and St. John's International Airport Authority (30214): Ogilvy Renault, Toronto.

Solicitors for International Lease Finance Corporation, Hyr Här I Sverige Kommanditbolag, IAI X, Inc., Triton Aviation International LLC, Sierra Leasing Limited, ACG Acquisition XXV LLC, ILFC International Lease Finance Canada Ltd. and U.S. Airways Inc. (30214): Torys, Toronto.

Solicitors for G.E. Capital Aviation Services Inc., as Agent and Manager for Polaris Holding

intimées des coûts afférents à la rétention des aéronefs sont annulées;

4. les pourvois formés par NAV Canada et la GTAA contre la décision portant que les locateurs de moteurs ont le droit de reprendre possession des moteurs loués sont accueillis;
5. les intérêts sur les sommes en souffrance courent jusqu'à la date du paiement des redevances, de la remise d'une sûreté ou de la faillite, selon celui de ces événements qui survient en premier.

Pour le reste, les pourvois et pourvois incidents seront rejetés. Aéroports de Montréal, St. John's International Airport Authority Inc. et Charlottetown Airport Authority Inc. ont droit à leurs dépens dans les pourvois québécois. Toutes les autres parties supporteront leurs propres dépens.

Pourvois et pourvois incidents accueillis en partie.

Procureurs de NAV Canada (30214) : Gowling Lafleur Henderson, Toronto.

Procureurs de Greater Toronto Airports Authority (30214) : Osler Hoskin & Harcourt, Toronto.

Procureurs de Winnipeg Airports Authority Inc., Halifax International Airport Authority, Edmonton Regional Airports Authority, Calgary Airport Authority, Aéroports de Montréal, Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority, Vancouver International Airport Authority et St. John's International Airport Authority (30214) : Ogilvy Renault, Toronto.

Procureurs d'International Lease Finance Corporation, Hyr Här I Sverige Kommanditbolag, IAI X, Inc., Triton Aviation International LLC, Sierra Leasing Limited, ACG Acquisition XXV LLC, ILFC International Lease Finance Canada Ltd. et U.S. Airways Inc. (30214) : Torys, Toronto.

Procureurs de G.E. Capital Aviation Services Inc., en qualité de mandataire et gestionnaire de

Company and AFT Trust-Sub I, Pegasus Aviation Inc., and PALS I, Inc. (30214): Cassels Brock & Blackwell, Toronto.

Solicitors for Ansett Worldwide Aviation, U.S.A., and MSA V (30214): Fraser Milner Casgrain, Toronto.

Solicitors for RRPf Engine Leasing Limited (30214): Heenan Blaikie, Toronto.

Solicitors for Flight Logistics Inc. (30214): Morrison Brown Sosnovitch, Toronto.

Solicitors for C.I.T. Leasing Corporation and NBB-Royal Lease Partnership One (30214): Blake Cassels & Graydon, Toronto.

Solicitors for GATX/CL Air Leasing Cooperative Association (30214): Borden Ladner Gervais, Toronto.

Solicitors for NAV Canada (30729, 30730, 30731, 30732): Lapointe Rosenstein, Montréal.

Solicitors for Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority, St-John's International Airport Authority and Charlottetown Airport Authority Inc. (30731, 30732, 30742, 30749, 30750, 30751): Ogilvy Renault, Montréal.

Solicitors for Aéroports de Montréal (30731, 30732, 30738, 30740, 30742): Langlois Kronström Desjardins, Montréal.

Solicitors for Greater Toronto Airports Authority (30731, 30732, 30742, 30743, 30745): Osler Hoskin & Harcourt, Montréal.

Solicitors for Wilmington Trust Company, Wilmington Trust Corporation, Renaissance Leasing Corporation, Heather Leasing Corporation, G.I.E. Avions de transport régional and ATR Marketing Inc. (30729, 30730, 30731, 30732, 30738, 30740, 30742, 30743, 30745, 30749, 30750): Brouillette Charpentier Fortin, Montréal.

Solicitors for Newcourt Credit Group (Alberta) Inc., Canada Life Assurance Company and CCG Trust Corporation (30740, 30742, 30745, 30750,

Polaris Holding Company et AFT Trust-Sub I, Pegasus Aviation Inc., et PALS I, Inc. (30214) : Cassels Brock & Blackwell, Toronto.

Procureurs d'Ansett Worldwide Aviation, U.S.A., et MSA V (30214) : Fraser Milner Casgrain, Toronto.

Procureurs de RRPf Engine Leasing Limited (30214) : Heenan Blaikie, Toronto.

Procureurs de Flight Logistics Inc. (30214) : Morrison Brown Sosnovitch, Toronto.

Procureurs de C.I.T. Leasing Corporation et NBB-Royal Lease Partnership One (30214) : Blake Cassels & Graydon, Toronto.

Procureurs de GATX/CL Air Leasing Cooperative Association (30214) : Borden Ladner Gervais, Toronto.

Procureurs de NAV Canada (30729, 30730, 30731, 30732) : Lapointe Rosenstein, Montréal.

Procureurs d'Ottawa Macdonald-Cartier International Airport Authority, St-John's International Airport Authority et Charlottetown Airport Authority Inc. (30731, 30732, 30742, 30749, 30750, 30751) : Ogilvy Renault, Montréal.

Procureurs d'Aéroports de Montréal (30731, 30732, 30738, 30740, 30742) : Langlois Kronström Desjardins, Montréal.

Procureurs de Greater Toronto Airports Authority (30731, 30732, 30742, 30743, 30745) : Osler Hoskin & Harcourt, Montréal.

Procureurs de Wilmington Trust Company, Wilmington Trust Corporation, Renaissance Leasing Corporation, Heather Leasing Corporation, G.I.E. Avions de transport régional et ATR Marketing Inc. (30729, 30730, 30731, 30732, 30738, 30740, 30742, 30743, 30745, 30749, 30750) : Brouillette Charpentier Fortin, Montréal.

Procureurs de Newcourt Credit Group (Alberta) Inc., Compagnie d'Assurance du Canada sur la Vie et CCG Trust Corporation (30740, 30742,

30751): *Desjardins Ducharme Stein Monast, Montréal.*

Solicitors for Canadian Imperial Bank of Commerce (30214): Blake Cassels & Graydon, Toronto.

Solicitors for Inter-Canadian (1991) Inc. and Ernst & Young Inc., in its capacity as trustee for the bankruptcy of Inter-Canadian (1991) Inc. (30730, 30731, 30732, 30738, 30740, 30742, 30743, 30745, 30749, 30750, 30751): Kugler Kandestin, Montréal.

Solicitors for Greater London International Airport Authority and Saint John Airport Inc. (30742): Ogilvy Renault, Montréal.

Solicitors for Canadian Regional Airlines Ltd. and Canadian Regional (1998) Ltd. (30742): Fraser Milner Casgrain, Montréal.

30745, 30750, 30751) : *Desjardins Ducharme Stein Monast, Montréal.*

Procureurs de Banque Canadienne Impériale de Commerce (30214) : Blake Cassels & Graydon, Toronto.

Procureurs d'Inter-Canadien (1991) Inc. et Ernst & Young Inc., en qualité de syndic à la faillite d'Inter-Canadien (1991) Inc. (30730, 30731, 30732, 30738, 30740, 30742, 30743, 30745, 30749, 30750, 30751) : Kugler Kandestin, Montréal.

Procureurs de Greater London International Airport Authority et Saint John Airport Inc. (30742) : Ogilvy Renault, Montréal.

Procureurs de Lignes aériennes Canadien régional Ltée et Canadian Regional (1998) Ltd. (30742) : Fraser Milner Casgrain, Montréal.

Tab 10

CITATION: CUPE v. HMQ, 2017 ONSC 4874
COURT FILE NO.: CV-16-565423
DATE: 20170814

ONTARIO

SUPERIOR COURT OF JUSTICE

BETWEEN:

THE CANADIAN UNION OF PUBLIC
EMPLOYEES, FRED HAHN On His Own
Behalf And On Behalf Of All Members Of
The Canadian Union Of Public Employees
In Ontario, JOHN CLARKE, and DIANNE
DOWLING

Plaintiffs

*Steven Shrybman and Louis Century for the
Plaintiffs*

*Christopher P. Thompson, Sunil Mathai, and
Brent Kettles, for the Defendants*

– and –

HER MAJESTY THE QUEEN IN RIGHT
OF ONTARIO AS REPRESENTED BY
THE PREMIER OF ONTARIO, THE
MINISTER OF FINANCE AND THE
MINISTER OF ENERGY

Defendants

HEARD: June 12, 2017

CAVANAGH J.

REASONS FOR JUDGMENT

Introduction

[1] The plaintiffs in this action are Hydro One electricity ratepayers. The plaintiffs claim that the conduct of and decisions taken by the Premier of Ontario, the Minister of Finance and the Minister of Energy (the “defendants” or the “Ministers”) representing Her Majesty the Queen in right of Ontario (the “Crown”) in respect of the sale of shares in Hydro One were motivated by improper and ulterior purposes, specifically, to reward private investors who were benefactors of the Ontario Liberal Party (the “OLP”), solicit their ongoing support for the OLP, and enrich the OLP. The plaintiffs seek remedies against the defendants for misfeasance in public office including declaratory relief, an accounting, and damages.

[2] The defendants move for an order striking out the plaintiffs' Statement of Claim (the "Claim") and dismissing the action on the ground that the claim is an attack on legislation passed by the Legislative Assembly of Ontario and, in turn, on a core policy decision made by Cabinet to broaden ownership of Hydro One, and that this policy decision is not reviewable by the court in a civil tort action. The defendants also submit that, in any event, the Claim should be struck out because it is barred by the doctrine of parliamentary privilege, it is an abuse of process, and it discloses no reasonable cause of action.

[3] For the following reasons, I have concluded that the Claim is an impermissible attack on a core policy decision taken by the Ministers that is immune from judicial review in a civil tort action and that the Claim should be struck out and the action dismissed.

Analysis

[4] The defendants move pursuant to rules 21 and 25 of the *Rules of Civil Procedure* for an order striking out the Claim without leave to amend and dismissing the action. The grounds for this motion are:

- a. The Claim is not justiciable because it amounts to an impermissible attack on legislation enacted by the Legislative Assembly of Ontario and a policy decision made by the Executive Council of Ontario (the "Cabinet") to pursue a course of action explicitly permitted under the *Electricity Act, 1998* S.O. 1998, c. 15, Sch A (the "*Electricity Act, 1998*").
- b. The Claim is barred by principles of parliamentary privilege.
- c. The Claim constitutes an abuse of this Court's process because (i) it constitutes a collateral attack on a decision of the Integrity Commissioner under the *Members' Integrity Act, 1994*, S.O. 1994, c. 38 (the "*MIA*"), and (ii) the claims made in the Claim are frivolous, vexatious and abusive on their face.
- d. The Claim discloses no reasonable cause of action for misfeasance in public office.

[5] Each of these grounds is addressed, in turn.

a. *Is the Claim justiciable?*

Positions of the defendants and of the plaintiffs

[6] The defendants submit that the Claim is not justiciable because:

- a. The Claim, at its core, is an attack on the Legislature's decision, as reflected in the *Electricity Act, 1998*, to authorize the broadening of ownership of Hydro One and the manner in which the share sale was structured. The manner and structure of the sale of shares of Hydro One is expressly authorized in the *Electricity Act, 1998*. This is a legislative decision and cannot be attacked in a tort action.

- b. To the extent that the Claim is an attack on policy decisions of the defendants, such decisions are not justiciable provided they are not taken in bad faith. The Claim does not allege conduct amounting to bad faith because (i) the plaintiffs do not allege that the Ministers targeted the plaintiffs in an attempt to injure them; and (ii) the plaintiffs do not allege that the Ministers acted without statutory authority or in a manner so markedly inconsistent with the relevant legislative context that a court cannot reasonably conclude that they were performed in good faith.

[7] The plaintiffs disagree with the defendants' submissions, and submit that the Claim is justiciable because:

- a. Even assuming that the impugned decisions and conduct concern core government policy, as opposed to operational matters, all government decisions are reviewable for bad faith or improper purpose.
- b. The Claim alleges that the impugned decisions and conduct were unlawful because they were made by the Ministers "in bad faith and for an improper purpose, and were in breach of, and in conflict with, the duties of their public office". The plaintiffs submit that the Ministers' bad faith lies in their decision-making for the improper and ulterior purposes of rewarding a group of private benefactors and enriching the OLP and in their subjective knowledge that their decisions were both unlawful and likely to harm the plaintiffs.
- c. The concept of bad faith is flexible and refers to a wide range of conduct in legislatively delegated authority, including, among other things, dishonesty, fraud, bias, conflict of interest, discrimination, abuse of power, corruption, and conduct based on an improper motive, or undertaken for an improper, indirect or ulterior purpose. The plaintiffs submit that several of these are the subject of the Claim.

Legal principles in respect of justiciability

[8] A challenge to the judiciability of a claim involves a review of the subject matter of the claim to determine whether it is appropriate for judicial consideration: Lorne M. Sossin, *Boundaries of Judicial Review: The Law of Judiciability in Canada*, 2d ed. (Toronto: Carswell, 2012), at p. 9. In considering whether the issues raised in a claim are justiciable, a court must examine whether the claim engages issues that are purely political in nature or whether the claim raises issues that have a sufficient legal component to warrant judicial intervention: *Reference Re Canada Assistance Plan (B.C.)*, [1991] 2 S.C.R. 525, at para. 26.

[9] The wisdom of government policy through legislation is not a justiciable issue unless it can be demonstrated that the legislation was made without authority or raises constitutional issues: *Ontario Federation of Anglers & Hunters v. Ontario (Ministry of Natural Resources)*, [2002] O.J. No. 1445 (C.A.), at para. 49; leave to appeal denied [2002] S.C.C.A. No. 252.

[10] In *R. v. Imperial Tobacco Canada Ltd.*, 2011 SCC 42 the Supreme Court of Canada struck a claim against Canada that involved claims by tobacco companies against Canada for negligent

misrepresentation on the basis of pleaded allegations that Canada represented to consumers and to tobacco companies that light or mild cigarettes were less harmful. McLachlin C.J.C., for the Court, held that the alleged statements are protected expressions of government policy that do not give rise to tort liability. McLachlin C.J.C. wrote, at para. 87:

Generally, policy decisions are made by legislators or officers whose official responsibility requires them to assess and balance public policy considerations. The decision is a considered decision that represents a “policy” in the sense of a general rule or approach, applied to a particular situation. It represents “a course or principle of action adopted or proposed by a government”: *New Oxford Dictionary of English* (1998), at p. 1434. When judges are faced with such a course or principle of action adopted by a government, they generally will find the matter to be a policy decision.

McLachlin C.J.C. concluded, at para. 90, that “ ‘core policy’ government decisions protected from suit are decisions as to a course or principle of action that are based on public policy considerations, such as economic, social and political factors, provided they are neither irrational nor taken in bad faith.”

[11] The content of the concept of bad faith in relation to policy decisions taken by elected public bodies was addressed by the Supreme Court of Canada in *Enterprises Sibeca Inc. v. Frelighsburg (Municipality)*, 2004 SCC 61. In *Enterprises Sibeca*, Deschamps J. delivered the judgment for the majority and wrote, at paras. 25-26:

25. No problem arises when the bad faith test is applied in civil law. That concept is not unique to public law. In fact, it applies to a wide range of fields of law. The concept of bad faith is flexible, and its content will vary from one area of law to another. As Lebel J. noted in *Finney v. Barreau du Québec* [citation omitted], the content of the concept of bad faith may go beyond intentional fault (at para. 39):

Bad faith certainly includes intentional fault, a classic example of which is found in the conduct of the Attorney General of Québec that was examined in *Roncarelli v. Duplessis*, [1959] S.C.R. 121. Such conduct is an abuse of power for which the State, or sometimes a public servant, may be held liable. However, recklessness implies a fundamental breakdown of the orderly exercise of authority, to the point that absence of good faith can be deduced and bad faith presumed. The act, in terms of how it is performed, is then inexplicable and incomprehensible, to the point that it can be regarded as an actual abuse of power, having regard to the purposes for which it is meant to be exercised

26. Based on this interpretation, the concept of bad faith can encompass not only acts committed deliberately with intent to harm, which corresponds to the classical concept of bad faith, but also acts that are so markedly inconsistent with

the relevant legislative context that a court cannot reasonably conclude that they were performed in good faith. What appears to be an extension of bad faith is, in a way, no more than the admission in evidence of facts that amount to circumstantial evidence of bad faith where a victim is unable to present direct evidence of it.

[12] Political motivations, including those aimed at gaining public support, do not amount to bad faith. Actions taken by political actors for reasons of political expediency involve considerations that are accepted, expected, and legitimate aspects of the political process: *Ontario Federation of Anglers*, at paras. 50-51.

[13] The non-justiciability of decisions taken based upon political motivations was described by Cameron J. in *Ontario Black Bear/Ontario Sportsmen & Resources Users Assn v. Ontario*, [2000] O.J. No. 263, at para. 46:

The political history of Canada is replete with government decisions to do, or to refrain from doing, some act within its powers for purely or substantially political reasons. It is not the business of the courts to interfere in such decisions, subject to passing on their validity based on compliance with the Constitution Act and constitutional conventions. The government is answerable directly to the voters for politically motivated decisions. The voters render their decision at the ballot box.

[14] The qualification to immunity from suit of a government core policy decision because it was taken in bad faith was considered by the Ontario Court of Appeal in *Trillium Power Wind Corp. v. Ontario (Minister of Natural Resources)*, 2013 ONCA 683. In *Trillium*, the Province of Ontario cancelled off-shore wind power projects that were progressing under the regulatory structure set up under provincial legislation during a provincial election campaign. The plaintiff, Trillium, commenced an action for misfeasance in public office and pleaded that in making this decision the Premier, his Ministers and staff acted in bad faith (a) for purely political motives of electoral expediency in order to win more seats in the upcoming election, when they knew that their actions would harm Trillium, and (b) in a way that specifically targeted Trillium.

[15] The Court of Appeal in *Trillium*, at para. 48, agreed that “core policy decisions” are generally immune from review by the courts in the context of a civil tort action and wrote that the exception for irrational and bad faith decisions is quite narrow.

[16] With respect to the pleading of bad faith based upon political motives of electoral expediency, the Court in *Trillium* accepted that the Ontario Government’s decision was a core policy decision and that, even if the government actors were aware that such a decision might negatively impact the interests of Trillium, knowledge of such harm is an insufficient basis on which to conclude that the defendant acted in bad faith. The Court wrote, at para. 52:

Nor can the impugned decision be said to have been made in bad faith for purposes of the “political/electoral expediency” claim, in our view. A core policy decision made by the Executive based on political considerations or electoral

expediency does not, on its own, constitute “bad faith” for purposes of a tort claim based on misfeasance in public office.

The Court allowed Trillium’s claim to proceed based on allegations that the Ontario Government’s actions were specifically meant to injure it because it could not be said, at the pleadings stage of the action, that it was plain and obvious that those allegations would not succeed at trial: *Trillium*, at paras. 55-57.

[17] Having regard to these legal principles, the defendants submit both that the Claim (i) is an attack on legislatively enacted legislation and in turn a core policy decision made by Cabinet, and (ii) the Claim does not plead that the Ministers acted in bad faith in respect of their conduct and decisions in relation to privatization of Hydro One. The plaintiffs do not accept that the Ministers’ decisions were core policy decisions, and they submit that the defendants’ contention that they have failed to plead or make out a claim in bad faith must be rejected.

Is it plain and obvious that the plaintiffs have not adequately pleaded that the impugned decisions and conduct of the Ministers in respect of the sale of shares of Hydro One are not decisions and conduct concerning “core policy”?

[18] On a motion to strike out a claim at the pleadings stage, the facts pleaded must be assumed to be true, unless the facts are manifestly incapable of being proven. It is incumbent on the claimant to clearly plead the facts upon which it relies in making its claim. A claimant is not entitled to rely on the possibility that new facts may turn up as the case progresses. The claimant may not be in a position to prove the facts pleaded at the time of the motion, but plead them it must. The facts pleaded are the firm basis upon which the possibility of success of the claim must be evaluated. This is not unfair to the claimant. The presumption that the facts pleaded are true operates in the claimant’s favour. The claimant chooses what facts to plead, with a view to the cause of action it is asserting: *Imperial Tobacco*, at paras. 22-25.

[19] The acts taken to proceed with privatization or, as the defendants describe it, broadening of ownership, of Hydro One were authorized by amendments to the *Electricity Act, 1998*, a legislative act. The Ministers are high ranking political actors whose official responsibility requires them to assess and balance public policy considerations. The decision to proceed with privatization of Hydro One was a considered decision that represents a “policy” in the sense of a general rule or approach, applied to a particular situation. It represents a course or principle of action adopted or proposed by the Ontario government.

[20] When I consider the factors identified by McLachlin C.J.C. in *Imperial Tobacco*, I conclude that it is plain and obvious that the plaintiffs have not pleaded facts that plausibly support the conclusion that the conduct and decisions in respect of the sale of Hydro One shares that are challenged in this action are not properly characterized as ones involving the weighing of social, economic, and political considerations to arrive at a course or principle of action. Such decisions are protected from suit in a tort action provided that they are neither irrational nor taken in bad faith: *Imperial Tobacco*, at para. 90.

[21] The plaintiffs do not submit that the decisions were irrational, but they submit that the decisions were taken in bad faith, and that the Claim clearly alleges bad faith.

Is it plain and obvious that plaintiffs have not adequately pleaded that the Ministers acted in bad faith in making the impugned decisions in respect of the sale of shares of Hydro One?

[22] The Claim does not allege that the Ministers committed acts deliberately with the intent to specifically harm the plaintiffs. For example, in paragraph 69 of the Claim, the plaintiffs plead that the Ministers “knew that the negative impacts of reducing the long-term flow of Hydro One profits into general government revenue in this manner would adversely affect and harm the Plaintiffs, and Ontario residents, by diminishing the availability of funding for public services and programs”. For this reason, the Claim does not allege conduct that is encompassed by the category of acts committed deliberately with intent to harm the plaintiffs, what the Supreme Court of Canada in *Enterprises Sibeca* described, at para. 26, as the “classical concept of bad faith”.

[23] The second category of acts encompassed by the concept of bad faith was described by the majority decision delivered by Deschamps J. in *Enterprises Sibeca* as “acts that are so markedly inconsistent with the relevant legislative context that a court cannot reasonably conclude that they were performed in good faith”. The plaintiffs rely upon the statement of Deschamps J. that bad faith may be proved by “the admission in evidence of facts that amount to circumstantial evidence of bad faith where a victim is unable to present direct evidence of it”. They submit that they have pleaded facts and circumstances surrounding the Ministers’ acts from which bad faith can be inferred, and that whether the Minister’s actions were committed in bad faith is a matter of proof for trial. The plaintiffs submit that they are only required to plead material facts that “might give rise to inferences or conclusions of bad faith”, and that they have done so.

[24] Assuming the facts pleaded to be true, where it is plain and obvious that an impugned government decision is a policy decision and neither irrational nor taken in bad faith, the claim may properly be struck on the ground that it cannot ground an action in tort. If it is not plain and obvious, the matter must be allowed to go to trial: *Imperial Tobacco* at paras. 70 and 91. The legal issue is whether the defendants’ actions give rise to a claim in law, based on the facts as pleaded: *Trillium*, at para. 46.

[25] In this case, the question of whether it is plain and obvious that the plaintiffs have failed to plead that the impugned policy decisions by the Ministers to exercise their statutory authority under the *Electricity Act, 1998* in respect of the sale of shares of Hydro One are not immune from attack through a tort action turns on whether it is plain and obvious that the plaintiffs have not pleaded facts that plausibly support the conclusion or inference that the Ministers acted in bad faith in making such decisions.

[26] Because the legal standard for bad faith requires the court to consider the acts of political actors in the relevant legislative context, it is necessary to consider the provisions of the *Electricity Act, 1998* that they relate to the acts of the Ministers that are alleged to have been committed in bad faith.

[27] The amendments to the *Electricity Act, 1998* significantly broadened the powers of the Minister of Energy to dispose of or otherwise deal with securities or property of Hydro One. The purposes of the *Electricity Act, 1998*, explicitly address the Crown's ability to sell its assets:

1. The purposes of this Act include the following:

...

(g.2) to facilitate the disposition, in whole or in part, of the Crown's interest in corporations that transmit, distribute or retail electricity, and to make the proceeds of any such disposition available to be appropriated for any Government of Ontario purpose;

[28] Subject to the ownership restrictions set out in section 48.2 of the *Electricity Act, 1998*, section 49 of the *Electricity Act, 1998* gives discretionary powers to the Crown to dispose of its interest in Hydro One:

49. (1) The Minister, on behalf of Her Majesty in right of Ontario, may acquire, hold, dispose of and otherwise deal with securities or debt obligations of, or any other interest in, Hydro One Inc. or any of its subsidiaries subject to the restrictions set out in section 48.2.

(2) The Minister, on behalf of Her Majesty in right of Ontario, may enter into any agreement or arrangement that the Minister considers necessary or incidental to the exercise of a power under subsection (1).

[29] Sections 50.1 to 50.3 give the Crown discretionary powers over the manner in which it may hold and dispose of its interests in Hydro One.

[30] I address the plaintiffs' pleadings (upon which they rely in support of their submission that the facts pleaded support a conclusion or an inference that the Ministers acted in bad faith) in three groups.

(a) *Is it plain and obvious that the pleadings of factual matters (other than as pleaded in para. 62 and in paras. 4-5 and 58-61 of the Claim which are addressed separately) do not support a conclusion or an inference that the Ministers acted in bad faith?*

[31] The plaintiffs have specified the particular paragraphs of the Claim from which they submit the Ministers' subjective knowledge and bad faith may be inferred and they have summarized the pleadings in these paragraphs. I address these paragraphs and the plaintiffs' summary of them.

[32] The plaintiffs plead:

- a. The decision to sell off Hydro One shares contradicted the stated commitment of the 2014 Provincial Budget, to "give preference to continued government ownership of all core strategic assets", as well as the initial finding of the

Premier's Advisory Council on Government Assets, that Hydro One was a core asset (paragraphs 24-28).

- b. Amendments to the *Electricity Act, 1998* to facilitate the privatization of Hydro One also removed oversight by several Officers of the Legislative Assembly of Ontario (paragraphs 30-31, 63-64).

[33] With respect to these pleadings, the Government of Ontario was entitled to follow or not to follow policy preferences expressed in the 2014 Budget and in the Premier's Advisory Council on Government Assets. The legislative changes to the *Electricity Act, 1998* in respect of oversight are matters that are immune from challenge in a civil tort action because the wisdom of government policy through legislation is not a justiciable issue: *Ontario Federation of Anglers*, at para 49.

[34] In my view, the facts pleaded in these paragraphs do not plausibly support the conclusion or inference that the Ministers acted in bad faith.

[35] The plaintiffs plead:

- a. The Provincial Government could have issued bonds to finance transit and other infrastructure at a cost of 2.9%, far less than the effective cost of 8% for revenues derived from the sale of Hydro One shares (paragraph 70).
- b. According to the Financial Accountability Office of Ontario, the sale of 60% of Hydro One shares would result in a net loss of income to the Province substantially in excess of the monies that would be saved by using the proceeds of sale to reduce the Province's long-term debt, and worsen the Province's financial position by \$500 million per year (paragraphs 67-69).
- c. Immediately prior to the Initial Public Offering of Hydro One shares (the "IPO"), the Provincial Government purchased \$2.6 billion of common shares in Hydro One. The purchase provided no tangible benefit to the Government because at the time, it already owned 100% of Hydro One shares. The beneficiaries of that purchase were the private investors and new shareholders of Hydro One (paragraphs 37, 61(c), 66(a), 82-85).
- d. The \$2.6 billion purchase of common shares resulted in Hydro One ratepayers having to pay more than \$1.2 billion in excess charges to cover debt that would otherwise have been discharged (paragraphs 5, 9, 84-85).

[36] With respect to these pleadings, I rely on the following passage from the decision of Iacobucci J. in *Odhavji Estate v. Woodhouse*, 2003 SCC 69, at para. 28:

In a democracy, public officers must retain the authority to make decisions that, where appropriate, are adverse to the interests of certain citizens. Knowledge of harm is thus an insufficient basis on which to conclude that the defendant has acted in bad faith or dishonestly. A public officer may in good faith make a

decision that she or he knows to be adverse to interests of certain members of the public. In order for the conduct of fall within the scope of the tort [of misfeasance in public office], the officer must deliberately engage in conduct that he or she knows to be inconsistent with the obligations of the office.

[37] The pleadings that challenge (i) the process leading to amendments to the *Electricity Act, 1998*, (ii) the structure and effectiveness of transactions that implemented policy decisions that are explicitly authorized by that statute (including the decision that the Government would purchase common shares of Hydro One before the IPO and the effect of this decision on the “residual stranded debt” charged to ratepayers), and (iii) the effect of statutorily authorized policy decisions on members of the public, including taxpayers and ratepayers, do not, in my view, plausibly lead to an inference that the Ministers acted for improper purposes and in bad faith.

[38] In my view, these pleadings are, in substance, policy objections to policy decisions made to privatize Ontario Hydro. Such objections may or may not be well founded from a policy perspective, but they are precisely the types of objections to which the immunity afforded to core policy decisions from civil tort claims is intended to apply.

[39] The plaintiffs plead:

- a. Major financial institutions and OLP donors supported and stood to benefit from the privatization of Hydro One (paragraph 59).
- b. The firms retained to effect the sale of Hydro One shares were paid more than \$75 million for their services (paragraph 7).
- c. An unnecessarily large number of underwriters were selected to participate in the share sales, thereby increasing the opportunity to fund raise from those who profited from the sale (paragraphs 34-42).

[40] The transactions to implement the policy choices authorized by the *Electricity Act, 1998* were sophisticated ones that required assistance from advisors with specialized skills and experience. There is nothing unusual about the fact that a number of professional advisors were used on the Hydro One transactions and that these advisors were paid substantial amounts for their services. The number of advisors whose services were needed and the substantial amounts paid to these advisors are matters with which the plaintiffs may disagree, but the pleaded allegations do not plausibly support a conclusion or inference that decisions in respect of such matters were taken in bad faith.

[41] The plaintiffs also plead:

- a. Soon after the IPO, and because he was employed by one of the main underwriters, a senior bank executive was asked by the OLP to chair an invitation-only fundraising event to be attended by Ministers Sousa and Chiarelli. Minister Chiarelli’s office played a lead role in organizing the event described as “an appreciation of the transaction, nothing more nothing less” to which all of the

financial institutions and law firms involved in the Hydro One share sale were invited. The transaction referred to was the Hydro One IPO (paragraphs 51-53).

- b. Ministers Chiarelli and Sousa attended that fundraising event, as did representatives of many of the firms that had profited from the IPO, each of whom paid \$7500 to attend. The OLP raised \$165,000 that evening (paragraphs 54-56).
- c. Many other fundraising events were organized to solicit contributions to the OLP from the beneficiaries of the IPO and subsequent Hydro One share sales, promising and providing exclusive access to the Ministers and Premier. As one former Minister of the Liberal Government acknowledged, such privileged access for major donors inevitably influenced Government decisions in respect of matters the contributors had an interest in (paragraph 48).

[42] Political fundraising is a known and legitimate part of the political process. The Claim does not allege that any of the named ministers received direct or personal donations or contributions. The facts pleaded that the Ministers engaged in political fundraising activities, including by targeting financial institutions and law firms that were involved in the Hydro One IPO share sale, are pleadings that the Ministers engaged in activities in furtherance of the political interests of the OLP that are not unlawful. In my view, such pleadings do not plausibly support the conclusion or an inference that, in so doing, the Ministers acted in bad faith.

- (b) *With respect to para. 62 of the Claim, does the Court lack jurisdiction to decide (i) whether the Ministers violated s. 2 of the MIA, and (ii) whether the Ministers' knowledge that their conduct was unlawful under s. 2 of the MIA supports a conclusion or an inference that the Ministers acted in bad faith?*

[43] The plaintiffs also plead in paragraph 62 of the Claim:

62. The Ministers also knew, or were recklessly indifferent or wilfully blind to the fact, that their conduct was also unlawful under section 2 of the *Members' Integrity Act, 2004*. In making decisions relating to the sale of Hydro One shares, while also actively soliciting funds on behalf of the Ontario Liberal Party from the financial institutions that supported and stood to benefit from the sale, the Ministers knew or ought to have known that there was an opportunity to improperly further the private interests of the Ontario Liberal Party.

The plaintiffs rely upon the facts pleaded in this paragraph (together with facts pleaded in other paragraphs of the Claim) as those from which bad faith may be inferred, and as a further and additional unlawful act underlying the tort of misfeasance in public office.

[44] With respect to this paragraph of the Claim, the defendants submit that the *MIA* is an extension of the Legislative Assembly's privilege to discipline members and that its purpose is to regulate the conduct of members of the Assembly and discipline members for offending conduct. They submit that the plaintiffs' pleading that the Ministers knew that their conduct was unlawful

under section 2 of the *MIA* infringes on parliamentary privilege, specifically, the Legislature's exclusive jurisdiction to regulate members' conduct and to discipline members for conduct including conflicts of interest.

[45] Section 2 of the *MIA* provides:

2. A member of the Assembly shall not make a decision or participate in making a decision in the execution of his or her office if the member knows or reasonably should know that in the making of the decision there is an opportunity to further the member's private interest or improperly to further another person's private interest.

[46] The provisions governing investigations under the *MIA* are:

- a. The conduct prohibited by the *MIA* solely relates to members of the Legislative Assembly and members or former members of the Executive Council (sections 2 to 4, 6 to 8, 10 to 12, or 14 to 18).
- b. The Integrity Commissioner is appointed as an officer of the Assembly (section 23).
- c. Only a member (section 30(1)) or the Executive Council (section 30(5)) can request that the Integrity Commissioner investigate an alleged violation of the *MIA*.
- d. Only the Integrity Commissioner is empowered under the *MIA* to investigate an alleged violation (section 31(1)).
- e. For member complaints, the Integrity Commissioner reports directly to the Speaker of the House (section 31(2)).
- f. If the Integrity Commissioner finds no violation of the *MIA*, then no penalty is recommended and the matter is concluded (section 30(6)).
- g. Where a non-trivial violation has occurred, the Integrity Commissioner is required to make a recommendation on penalty (section 34(1)).
- h. If the Integrity Commissioner recommends that a penalty be imposed, the Assembly may approve the recommendation and order that the penalty be imposed, or may reject the recommendation, in which case no penalty shall be imposed (section 34(4)).
- i. The Legislative Assembly does not have the power to conduct an inquiry or impose a penalty where the Integrity Commissioner has made an inquiry and recommended that none be imposed, or to impose a penalty other than the one recommended (sections 30(6) and 34(4)).

j. The Assembly's decision is final and conclusive (section 34(5)).

[47] The defendants submit that the Claim infringes on the Legislature's exclusive jurisdiction to regulate members' conduct and to discipline members for conduct including conflicts of interest.

[48] In *New Brunswick Broadcasting Co. v. Nova Scotia (Speaker of the House of Assembly)*, [1993] 1 S.C.R. 319, McLachlin J. (as she then was), writing for the majority, explained the importance of proper deference of each branch of government to the other, at paras. 141-142:

I add this. Our democratic government consists of several branches: the Crown, as represented by the Governor General and the provincial counterparts of that office; the legislative body; the executive; and the courts. It is fundamental to the working of government as a whole that all these parts play their proper role. It is equally fundamental that no one of them overstep its bounds, that each show proper deference for the legitimate sphere of activity of the other.

[49] The role of the courts is to determine the existence and scope of categories or spheres of parliamentary privilege. However, after the courts have recognized a category of matters as privileged, they have no jurisdiction to deal with claims relating to conduct falling within that privilege category. In *Canada (House of Commons) v. Vaid*, [2005] 1 S.C.R. 667, Binnie J., writing for the Court, held, at para. 4: "The purpose of privilege is to recognize parliament's *exclusive* jurisdiction to deal with complaints within its privileged sphere of activity" (emphasis in original).

[50] Where the existence and scope of a category of privilege have not been established, the court must apply the test of necessity in respect of a given matter. This test was described by McLachlin J. in *New Brunswick Broadcasting*, at para. 123:

The test of necessity is not applied as a standard for judging the content of a claim to privilege, but for the purpose of determining the necessary sphere of exclusive or absolute "parliamentary" or "legislative" jurisdiction. If a matter falls within this necessary sphere of matters without which the dignity and efficiency of the House cannot be upheld, courts will not inquire into questions concerning such privilege. All such questions will instead fall to the exclusive jurisdiction of the legislative body.

Whether a matter falls within a category or sphere of matters without which the "dignity and efficiency" of the House cannot be upheld is for the court to decide.

[51] In *Vaid*, Binnie J. explained how the test of necessity is applied, at para. 29(9):

Proof of necessity is required only to establish the existence and scope of a category of privilege. Once the category (or sphere of activity) is established, it is for Parliament, not the courts, to determine whether in a particular case the exercise of the privilege is necessary or appropriate. In other words, within

categories of privilege, Parliament is the judge of the occasion and manner of its exercise and such exercise is not reviewable by the courts: “Each specific instance of the exercise of a privilege need not be shown to be necessary” (*New Brunswick*, at p. 343 (emphasis added) [by Binnie J.]).

The party who seeks to rely on the immunity provided by parliamentary privilege has the onus of establishing its existence: *Vaid*, at para. 29(8).

[52] The regulation of a member’s conduct and the disciplining of members has been conclusively established as a recognized category of parliamentary privilege: *Vaid*, para. 29(10); *Harvey v. New Brunswick (Attorney General)*, [1996] 2 S.C.R. 876 at paras. 64-67; *Tafler v. British Columbia (Commissioner of Conflict of Interest)*, [1998] B.C.J. No. 1332; 161 D.L.R. (4th) (C.A.) at para. 17.

[53] In *Tafler*, the British Columbia Court of Appeal held that the privileges of the Legislative Assembly to discipline its members extend to Commissioner reports on alleged conflicts of interest and, as a result, the Court did not have the jurisdiction to hear an application for judicial review challenging the Commissioner’s conflict report:

[...] In my opinion, the privileges of the Legislative Assembly extend to the Commissioner who was expressly made an officer of the Assembly by subsection 10 (1) of the Members’ Conflict of Interest Act. In my opinion, decisions made by the Commissioner in carrying out of the Commissioner’s powers under the Act are decisions made within, and with respect to, the privileges of the Legislative Assembly and are not reviewable in the courts.

[54] The plaintiffs submit that the *MIA* provides no standing or remedy to persons who are not members of the legislature for harm caused by Ministerial misconduct and that the court is required to test the claim against the doctrine of necessity before allowing such an unprecedented expansion of parliamentary privilege. I disagree. The test of necessity has no application in this case because, as Binnie J. wrote in *Vaid*, “[o]nce the category (or sphere of activity) is established, it is for Parliament, not the courts, to determine whether in a particular case the exercise of the privilege is necessary or appropriate”. Each specific exercise of a privilege need not be shown to be necessary.

[55] The plaintiffs plead that the Ministers knew that their conduct was unlawful under s. 2 of the *MIA*. In order to prove this allegation, the plaintiffs would need to prove to the satisfaction of the court that the Ministers acted unlawfully under s. 2 of the *MIA*. This would require the court to intrude into matters that are protected by parliamentary privilege, and within the exclusive jurisdiction of the Legislative Assembly.

[56] I conclude that the defendants have discharged their onus of establishing that the regulation of a member’s conduct and the disciplining of members is an established category of parliamentary privilege and that the *MIA* is an extension of the Legislative Assembly’s privilege to discipline members. Whether the Ministers acted in violation of s. 2 of the *MIA*, as pleaded in

paragraph 62 of the Claim, is a matter within the exclusive jurisdiction of the Legislative Assembly.

[57] The court lacks jurisdiction to adjudicate on the matters pleaded in paragraph 62 of the Claim, including whether knowledge by the Ministers that their conduct was unlawful under s. 2 of the *MIA* is a valid circumstance from which an inference may be drawn that the Ministers acted in bad faith and whether such knowledge is an additional unlawful act underlying the tort of misfeasance in public office.

(c) *Is it plain and obvious that the pleadings in paragraphs 4-5 and 58-61 of the Claim do not support a conclusion or an inference that the Ministers acted in bad faith?*

[58] The plaintiffs also rely on paragraphs 4-5 and 58-61 of the Claim in support of their submission that the Claim pleads facts that support a conclusion or an inference that the Ministers acted in bad faith in respect of the privatization of Hydro One. In these paragraphs of the Claim, the plaintiffs plead:

- a. The Ministers knew that major financial institutions actively supported and stood to benefit from the privatization of Hydro One, including several that were important contributors to the OLP.
- b. Acting on this knowledge, the Ministers exercised their authority in respect of the privatization of Hydro One, in whole or in part, for the improper purposes of rewarding key benefactors of the OLP in the financial services industry, encouraging their ongoing support and financial contributions to the OLP, and enriching the OLP.
- c. By exercising their authority in this manner, the Ministers “acted in bad faith, for an improper purpose, in conflict of interest, and contrary to the duties of their public office”. The Ministers knew, or were recklessly indifferent or wilfully blind to the fact that their decisions and conduct in relation to the Hydro One sale of shares were improper and unlawful.
- d. In conducting themselves in this manner, the Ministers knew, or were recklessly indifferent or wilfully blind to the likelihood of harm to the plaintiffs. Among other things, the Ministers knowingly structured the transaction to reward private investors at the expense of ratepayers in breach of their statutory obligations; imposed more than \$1.2 billion in unnecessary charges on ratepayers; and deprived the public purse of fees and profits arising from the transaction and from the future operations of Hydro One.

[59] The plaintiffs accept that, in *Trillium*, the Court of Appeal held that policy decisions made on the basis of political expediency are part and parcel of the policymaking process and, without more, there is nothing unlawful or in the nature of bad faith about a government taking into account public response to a policy matter and reacting accordingly. As the Court wrote in

Trillium, “[t]hat is what governments do, in pursuit of their political and partisan goals in a democratic society”: *Trillium*, at para 54.

[60] In this case, the plaintiffs submit that there is more, specifically, their pleadings that money changed hands for the purposes of rewarding private investors and encouraging them to financially support the OLP in the future. The plaintiffs submit that, as pleaded, the facts alleged are not legally different than allegations that payments were made in exchange for someone’s vote and that decisions taken for such purposes are improper and in bad faith must be open to challenge in a civil tort action.

[61] I disagree. The pleadings in paragraphs 4-5 and 59-61 are not pleadings of something “more” that is akin to a pleading of vote buying. If a pleaded allegation that a political actor engaged in political fundraising efforts directed to targeted donors who may have benefited from one or more policy decisions suffices to constitute a pleading of bad faith that would allow one or more members of a constituency that is affected by the policy decision to challenge it in a civil tort action, the door to allowing challenges to government policy decisions in the civil courts, as opposed to through the political process, would be thrown wide open, and the right of an elected government to implement policy decisions that, where appropriate, are adverse to the interests of certain citizens, without a challenge in the civil courts, would be lost.

[62] I do not accept that through the simple device of including in a pleading a bald allegation that a political actor subjectively knew or was recklessly indifferent or wilfully blind to the fact that conduct and decisions in respect of a core policy (that are not objectively inconsistent with the relevant legislative context) were engaged in and taken for ulterior, dishonest or improper purposes, a plaintiff is able to transform a pleading of acts that were not committed in bad faith into a pleading of acts that were committed in bad faith. If this could be done, there would be no obstacle preventing a person who wishes to challenge a core policy decision made by a government with which he or she may disagree from doing so through a civil tort action. If such a bald pleading could have this effect, then the protection afforded to a core policy decision made by a government from interference through a civil tort action would be illusory.

[63] In this regard, I agree with the comments made by Stratas J.A. of the Federal Court of Appeal in *St. John’s Port Authority v. Adventure Tours Inc.*, 2011 FCA 198, at para. 63, that a bald pleading is especially problematic in cases alleging abuse in public office because “it is all too easy for a plaintiff who is aggrieved by governmental conduct to assert, perhaps without any evidence at all, that ‘the government’ acted, ‘knowing’ it did not have the authority to do so, ‘intending’ to harm the plaintiff”. This passage was referenced by the Ontario Court of Appeal in *Trillium*, at para. 60, where the Court concluded that the pleading in that case was sufficiently detailed and fact-specific, including allegations linked to actual events, documents and people, to “pass muster as a valid pleading of misfeasance in public office”.

[64] The pleadings in paragraphs 4-5 and 58-61 of the Claim of subjective knowledge by the Ministers that they acted for improper purposes and in bad faith are, in my view, nothing more than bald pleadings of conclusions or inferences that the plaintiffs allege should be drawn from the facts they have pleaded. I disagree with the plaintiffs’ submission that the facts pleaded in the Claim can plausibly support an inference that the Ministers acted in bad faith because of pleaded

allegations that they knew that their decisions were made for the improper purposes of rewarding key benefactors of the OLP in the financial services industry, encouraging their ongoing support and financial contributions to the OLP, and enriching the OLP. In this case, the Claim does not contain sufficiently detailed and fact-specific allegations linked to actual events, documents and people, to pass muster as a valid pleading of bad faith conduct by the Ministers.

Conclusion on whether the Claim is justiciable

[65] As McLachlin C.J.C. wrote in *Imperial Tobacco*, the weighing of social, economic, and political considerations to arrive at a course or principle of action is the proper role of the government, not the courts. Decisions and conduct based on these considerations cannot ground an action in tort, provided they are neither irrational nor taken in bad faith.

[66] When I read the Claim generously and assume the facts pleaded in the Claim to be true, I conclude that:

- a. It is plain and obvious that the plaintiffs have not pleaded facts that plausibly support the conclusion that the impugned conduct and decisions were not in respect of core policy matters that were authorized by the *Electricity Act, 1998*.
- b. It is plain and obvious that the plaintiffs have not pleaded facts that plausibly support the conclusion or inference that the Ministers acted in bad faith in engaging in the impugned conduct and making the impugned decisions in respect of the sale of shares of Hydro One.

[67] This claims made in this action are not justiciable and, for this reason, the Claim should be struck out and the action should be dismissed.

b. If the Claim is justiciable, is it, nevertheless, barred as a whole because it is subject to parliamentary privilege and beyond the Court's jurisdiction?

[68] The defendants submit that a claim in misfeasance in public office must plead, among other things, that a public officer engaged in deliberate and unlawful conduct. They submit that, in this case, the only unlawful conduct alleged is a contravention of s. 2 of the *MIA* and that the only specific allegation detailed in the Claim is that fundraising efforts by the Minister of Energy and the Minister of Finance created a conflict of interest. The defendants submit that if the court concludes that the Claim is justiciable, the Claim as a whole infringes on parliamentary privilege and should, nevertheless, be dismissed.

[69] The plaintiffs submit that the defendants have misconstrued the Claim as being based only upon, and relating only to, an allege contravention of section 2 of the *MIA*. They submit that the fact that one aspect of a wrongful act may be construed as falling within the scope of the *MIA* cannot put a civil claim in misfeasance in public office relating to that act beyond judicial scrutiny.

[70] The Claim must be given a fair and liberal interpretation on a motion to strike and, on such a reading, it does not depend entirely on the reference in paragraph 62 of the Claim to

section 2 of the *MIA*. The facts pleaded in the Claim, in addition to an alleged breach of section 2 of the *MIA*, relate to the sale and disposition of Hydro One shares, and allegations that the Ministers made unlawful decisions in the exercise of their statutory discretion because they were carried out for improper purposes, in bad faith, and in breach of, and in conflict with, the obligations of Ministerial office.

[71] I do not, therefore, accept the defendants' alternative submission that the Claim, if it is justiciable, must be struck out because, as a whole, it is subject to parliamentary privilege and beyond the court's jurisdiction.

c. If the Claim is justiciable, is it, nevertheless, a collateral attack on the Integrity Commissioner's Report and an abuse of the court's process?

[72] The defendants submit that if the Claim is justiciable, it includes numerous allegations that directly conflict with findings made by the Integrity Commissioner in his report dated August 9, 2016 and that the doctrine of abuse of process should be applied to preclude relitigation of these findings because the Claim is a collateral attack on the Integrity Commissioner's report and to permit relitigation of the Integrity Commissioner's findings would undermine the integrity of the adjudicative process.

[73] The plaintiffs submit that the doctrine of collateral attack does not apply and, in any event, the Claim does not seek to challenge factual or legal findings of the Integrity Commissioner.

[74] A complaint was made to the Integrity Commissioner on April 6, 2016 under section 6 of the *MIA* against Minister Chiarelli and Minister Sousa in relation to the privatization of Hydro One. The complaint claimed that the Ministers acted improperly given their roles in the decision-making process related to the privatization of Hydro One and their participation at a fundraising event for the OLP on December 7, 2015. The complaint alleged that political donations received at the fundraising event from financial institutions that successfully participated in the sale of Hydro One shares violated section 6 of the *MIA*. The Integrity Commissioner also considered whether there was a violation of section 2 of the *MIA* and found no violation of either section.

[75] The Integrity Commissioner considered the selection process for the financial institutions and the nature of the fundraising event. The Integrity Commissioner concluded that the Ministers had not received a gift, and distinguished personal benefits from political donations:

The attendees of the Event donated money to the Liberal party and as such no doubt gave the ministers a "political benefit", in that the Liberal party had funds available for use. However, I am not able to conclude that the attendees of the Event gave a gift or personal benefit to the Ministers because there is no [sic] that the donated money was ever in either Minister's possession or control. ...

When it comes to political parties, there is a tendency to view political donations negatively; I think this is a mistake. As former Conflict of Interest Commissioner of British Columbia Ted Hughes wrote in a 1993 opinion about whether political

donations could create the appearance of a conflict of interest, “in our system of parliamentary democracy, campaign contributions are to be encouraged and fostered and must be seen in a positive light as an interest accruing not only to a political party but also to the public generally.”

[76] The Integrity Commissioner went on to find that there was no conflict of interest:

I accept the Ministers’ submissions about the control mechanism introduced into the decision-making process relating to the Hydro One offering, including the use of an external reviewer. Given this process in the absence of any proof that the Ministers’ private interests were advanced by the involvement in the Event, I am not able to conclude that the Ministers were in an *actual* conflict of interest.

[77] The Integrity Commissioner also wrote that it was not clear to him that the Legislature intended the conflict provisions of the *MIA* to apply to the appearance of conflicts of interest. The Integrity Commissioner was unable to conclude that the Ministers contravened section 2 of the *MIA*.

[78] I have already concluded that the plaintiffs’ pleading in paragraph 62 of the Claim that the Ministers knew, or were recklessly indifferent or wilfully blind to the fact, that their conduct was also unlawful under section 2 of the *MIA* relates to a matter that is within an established category of parliamentary privilege and, therefore, within the exclusive jurisdiction of the Legislative Assembly and, by extension, the Integrity Commissioner. I do not, therefore, find it necessary to decide whether, if I had concluded otherwise, the doctrine of abuse of process would apply to preclude relitigation of the findings made by the Integrity Commissioner in his August 9, 2016 report.

d. If the Claim is justiciable, should it, nevertheless, be struck out as disclosing no reasonable cause of action for misfeasance in public office?

[79] In this portion of my reasons, I assume that, contrary to my conclusion, the Claim adequately pleads that the Ministers engaged in the impugned conduct and made the impugned decisions for improper purposes and in bad faith. The defendants submit that even if I were to so conclude, the Claim discloses no reasonable cause of action for misfeasance in public office such that it should, nevertheless, be struck out pursuant to rule 21.01(1)(b) of the *Rules of Civil Procedure*.

[80] On a motion to strike out a pleading on the ground that it discloses no reasonable cause of action, the test to be applied is whether, assuming the facts stated in the statement of claim can be proved, it is “plain and obvious” that the statement of claim discloses no reasonable cause of action: *Hunt v. Carey Canada Inc.*, [1990] 2 S.C.R. 959, at p. 980.

[81] In *Imperial Tobacco*, the Supreme Court of Canada observed that the power to strike out such claims “is a valuable housekeeping measure essential to effective and fair litigation. It unclutters the proceedings, weeding out the hopeless claims and ensuring that those that have some chance of success go on to trial.” The Supreme Court of Canada cautioned, however, that

“the motion to strike is a tool that must be used with care. The law is not static and unchanging. Actions that yesterday were deemed hopeless may tomorrow succeed.” The Supreme Court of Canada held that the “approach must be generous and err on the side of permitting a novel but arguable claim to proceed to trial”: *Imperial Tobacco*, at paras. 19-21.

[82] The tort of misfeasance in public office can take two forms. Each form of the tort involves two elements. First, the public officer must have engaged in deliberate and unlawful conduct in his or her capacity as a public officer. Second, the public officer must have been aware both that his or her conduct was unlawful and that it was likely to harm the plaintiff. What distinguishes one form of misfeasance in public office from the other is the manner in which the plaintiff proves each ingredient of the tort. In Category A, the fact that the public officer has acted for the express purpose of harming the plaintiff is sufficient to satisfy each ingredient of the tort, owing to the fact that a public officer does not have the authority to exercise his or her powers for an improper purpose, such as deliberately harming a member of the public. In Category B, the plaintiff must prove the two ingredients of the tort independently of one another: *Odhavji Estate*, at para. 22.

[83] The requirement that the alleged misconduct was likely to injure the plaintiffs is satisfied by an allegation that the defendant had such knowledge and by an allegation that the defendant was subjectively reckless or wilfully blind as to the possibility that harm was a likely consequence of the alleged misconduct: *Odhavji Estate*, at para. 38.

[84] The plaintiffs do not submit that the Claim discloses a reasonable cause of action for the Category A form of the tort. They submit that the Claim discloses a reasonable cause of action for Category B misfeasance in public office.

[85] I address the pleadings in the Complaint, having regard to the assumption I have made, in relation to each of the elements of the Category B form of the tort.

Is it plain and obvious that the plaintiffs have not adequately pleaded that the Ministers deliberately and unlawfully conducted themselves in the exercise of public functions and that they subjectively knew that such conduct was deliberate and unlawful?

[86] The defendants submit that the core conduct complained of in the Claim, the sale of shares in Hydro One, is expressly authorized by the *Electricity Act, 1998* and that, therefore, this conduct is not unlawful. The defendants submit that an exercise of authority made in bad faith or for an improper purpose is not, in and of itself, sufficient to establish misfeasance in public office. They submit that allegations of bad faith or improper motives are irrelevant if they do not allege malicious targeting of the plaintiff.

[87] I disagree with the defendants’ submissions in this respect.

[88] In *Odhavji Estate*, in describing the nature of the misconduct, Iacobucci J. identified the essential question to be determined as whether the alleged misconduct is deliberate and unlawful, and quoted from the opinion of Lord Hobhouse in *Three Rivers District Council v. Bank of England (No. 3)*, [2000] 2 W.L.R. 1220 (one of five concurring opinions in support of a decision

to adjourn for further argument the part of the appeal dealing with the tort of misfeasance in public office¹), at p. 1269:

The relevant act (or omission, in the sense described) must be unlawful. This may arise from a straightforward breach of the relevant statutory provisions or from acting in excess of the powers granted or for an improper purpose.

[89] Mr. Justice Iacobucci in *Odhavji Estate* also quoted from the decision of Lord Steyn in *Three Rivers*, at p. 1230, that “[t]he rationale of the tort is that in a legal system based on the rule of law executive or administrative power ‘may be exercised only for the public good’ and not for ulterior and improper purposes.” The tort is directed at a public officer who could have discharged his or her public obligations, yet wilfully chose to do otherwise: *Odhavji Estate*, at para. 26.

[90] The plaintiffs rely upon the decision of the Ontario Court of Appeal in *Castrillo v. Workplace Safety and Insurance Board*, 2017 ONCA 121. In *Castrillo*, the plaintiffs claimed that they were wrongfully denied by the responsible board the full extent of benefits to which they were entitled by statute and they brought a class action pleaded in misfeasance in public office, bad faith and negligence. The board disputed the adequacy of the pleading as it relates to “improper purpose” and argued that cutting costs was a legitimate purpose under the applicable statute. Lauwers J.A., for the Court, found the pleading of an improper purpose to be adequate since there is a line of authority supporting the proposition that a public authority cannot use its spending power in a manner inconsistent with its mandate. This, he wrote, “is a specific application of the more general proposition that a statutory power must only be used for a proper purpose”: *Castrillo*, at para. 45.

[91] Based upon the reasoning in the passages from the opinions of Lord Hobhouse and Lord Steyn in *Three Rivers* to which I have referred that were cited by Iacobucci J. in *Odhavji Estate* and the decision in *Castrillo*, I conclude there is no requirement that a pleading of a cause of action for misfeasance in public office must allege that the plaintiff was maliciously targeted.

[92] If, contrary to my conclusion, the plaintiffs have adequately pleaded that the Ministers acted for an improper purpose and in bad faith in respect of the impugned conduct and decisions in relation to the sale of Hydro One shares, I would conclude that the Claim adequately pleads that the Ministers deliberately and unlawfully conducted themselves in the exercise of public functions and that they subjectively knew that such conduct was deliberate and unlawful.

Is it plain and obvious that the plaintiffs have not pleaded facts that plausibly support the conclusion or an inference that the Ministers subjectively knew that their unlawful conduct was likely to harm the plaintiffs?

[93] The defendants submit that the Claim does not plead any injury caused by the alleged misfeasance which is specific to the plaintiffs in this case, as distinct from any other member of

¹ In a subsequent decision, the House of Lords held that the claim founded in misfeasance in public office could proceed: *Three Rivers District Council v. Governor and Company of the Bank of England*, [2001] UKHL 16.

the public. They submit that pleading that the officeholder knew that some or all members of the public may suffer loss or injury is insufficient for a proper pleading of a cause of action founded in misfeasance in public office.

[94] The defendants submit that the plaintiffs' pleading of harm or damages, set out in paragraphs 65-90 of the Claim, is that with the sale: (i) the Province of Ontario will have a net loss of income and face increased borrowing costs, and (ii) the OEFC will have a higher residual stranded debt and therefore increase charges to electricity ratepayers. They submit that a failure to plead or allege specific harm or damage to the plaintiffs, as distinct from members of the general public, is fatal to a cause of action in misfeasance in public office.

[95] In support of their submission, the defendants rely upon a decision of the Ontario Court of Appeal in *L.(A.) v. Ontario (Minister of Community and Social Services)*, 83 O.R. (3d) 512 (C.A.). In that case, a disabled child and his mother and litigation guardian sued in a class action for damages and alleged that Ontario had followed a policy not to enter into statutorily authorized agreements to provide services to a child whose parent or custodian is unable to provide the services required by his or her special needs.

[96] The Court of Appeal concluded that the amended statement of claim failed to plead facts sufficient to satisfy the requirements of the tort of misfeasance in public office because it makes bald allegations that recite the basic elements of the tort in very general terms but fails to provide material facts sufficient to demonstrate an intentional wrongdoing by a specific public officer aimed at the respondents. For the Court, Sharpe J.A. wrote:

The pleading does not allege that a specific public officer knowingly abused his or her statutory duties for the unlawful purpose of harming these respondents. The pleading alleges only that Ontario adopted a general policy not to enter new s. 30 agreements that apply to all members of the public. This lack of specificity is not merely a technical defect - it goes to the core of the respondents' claim. Stripped to its essentials, the misfeasance in public office claim consists of a general allegation that terminating s. 30 agreements was unlawful. Although this allegation gives rise to a public law claim which may form the basis for an application for judicial review or an action for declaratory relief, it does not provide a foundation for a tort action for misfeasance in public office.

[97] The defendants also rely upon the following passage from *Odhavji Estate*, at para. 30, in support of their submission that there is a requirement that a plaintiff plead damage or harm specific to him or her:

In sum, I believe that the underlying purpose of the tort is to protect each citizen's reasonable expectation that a public officer will not intentionally injure a member of the public through deliberate and unlawful conduct in the exercise of public functions.

[98] The defendants also cite the *Three Rivers* where Lord Hobhouse, at p. 43, identified three alternative "limbs" with regard to the effect of the official's act upon other people. The first limb

is what Lord Hobhouse called “targeted malice”, where the official does the act intentionally for the purpose of causing loss to the plaintiff. The second and third limbs involve, respectively, intentional or reckless “untargeted malice” where “the official does the act being aware that it will in the ordinary course directly cause loss to the plaintiff or an identifiable class to which the plaintiff belongs”.

[99] In relation to the official’s state of mind in respect of these alternative limbs, Lord Hobhouse wrote, at p. 44:

The tort is historically an action on the case. It is not generally actionable by any member of the public. The plaintiff must have suffered special damage in the sense of loss or injury which is specific to him and which is not being suffered in common with the public in general. The three alternative limbs reflect this. The plaintiff has to be complaining of some loss or damage to him which completes the special connection between him and the official’s act.

The use of the word “directly” has a similar connotation. The act of the official may have a widespread economic effect, indirectly affecting to some extent a wide range of diverse persons. This does not suffice to give any of them a cause of action. The relevant plaintiff must be able to bring himself within one of the three alternative limbs.

The defendants submit that the plaintiffs have not demonstrated any real stake, or direct, personal interest, which entitles them to bring this claim.

[100] The plaintiffs submit that (i) there is no requirement that there must be subjective knowledge of harm to the plaintiff in particular for a cause of action founded in misfeasance in public office, (ii) there is a requirement that the public officer have subjective knowledge of the likelihood of harm to the plaintiff or a class of persons to which the plaintiff belongs, and (iii) they plead in the Claim that harm was caused to “ratepayers” and this is a limited and identifiable class of persons who are obliged to pay debt retirement charges to the OEFC to which the plaintiffs belong.

[101] With respect to this requirement for adequately pleading a cause of action for misfeasance in public office, I do not regard this case as analogous to the *L.(A.) v. Ontario* case because, there, the policy decision in question affected all members of the public. I regard this case as more like *Three Rivers*, where thousands of depositors of an insolvent bank were permitted to bring an action against the banking regulator, Bank of England, for misfeasance in public office. The fact that the class of ratepayers to which the plaintiffs belong, who the Ministers are alleged to have intended to harm, is large cannot defeat an otherwise adequately pleaded cause of action for misfeasance in public office.

[102] If the plaintiffs had adequately pleaded facts that establish (i) deliberate and unlawful conduct by the Ministers in the exercise of their public functions, and (ii) that they subjectively knew that their conduct was unlawful, I would conclude that it is not plain and obvious that the plaintiffs have not adequately pleaded that the Ministers subjectively knew that their conduct

would likely directly harm the plaintiffs because, as ratepayers, they are members of an identifiable class of persons who, in the ordinary course, would directly be harmed by the Ministers' conduct.

Is it plain and obvious that the plaintiffs have not adequately pleaded that the damages they claim were caused by the alleged unlawful conduct?

[103] The defendants submit that the damages claimed by the plaintiffs of higher taxes and electricity rates were not caused by the alleged unlawful conduct (the Ministers' conflict of interest) but, rather, by the lawful sale of shares of Hydro One. They submit that, accordingly, the alleged tortious conduct did not cause the "damages" and, therefore, an essential element of the cause of action of misfeasance in public office is absent on the facts pleaded.

[104] The plaintiffs submit that the defendants misapprehend the nature of the alleged unlawful conduct. They submit that the alleged unlawful conduct is the Ministers' exercise of discretion to sell and dispose of Hydro One shares under the *Electricity Act, 1998*, which, they submit, would be lawful but for the improper purposes and bad faith being alleged. The plaintiffs submit that material facts going to causation are extensively pleaded at paragraphs 65-90 of the Claim.

[105] I agree that the plaintiffs' Claim is not limited to a claim that the Ministers' were in a conflict of interest when they engaged in conduct and made decisions in respect of privatization of Hydro One. The Claim that the plaintiffs wish to pursue is that the Ministers acted for improper purposes and in bad faith in respect of such conduct and decisions. In my view, it is not plain and obvious that the plaintiffs have not adequately pleaded that the damages they claim were caused by the Ministers acts in respect of the privatization which, the plaintiffs allege, were unlawful because they were committed in bad faith.

Conclusion on whether it is plain and obvious that the Claim discloses no reasonable cause of action for misfeasance in public office

[106] Assuming, contrary to my conclusion, that the plaintiffs have adequately pleaded in the Claim that the Ministers acted for improper purposes and in bad faith, I would conclude that it is not plain and obvious that the Claim discloses no reasonable cause of action for misfeasance in public office.

Disposition

[107] For the foregoing reasons, I order that the Claim is struck out and the action is dismissed.

[108] If the parties are unable to reach agreement as to costs, the defendants may make written submissions within 20 days (no longer than 10 pages, excluding costs outline). The plaintiffs may make responding submissions within 15 days of receipt of the defendants' submissions (also no longer than 10 pages). If so advised, the defendants may make reply submissions within 10 days thereafter (no longer than 3 pages).

Cavanagh J.

Released: August 14, 2017

CITATION: CUPE v. HMQ, 2017 ONSC 4874
COURT FILE NO.: CV-16-565423
DATE: 20170814

ONTARIO

SUPERIOR COURT OF JUSTICE

BETWEEN:

THE CANADIAN UNION OF PUBLIC EMPLOYEES,
FRED HAHN On His Own Behalf And On Behalf Of
All Members Of The Canadian Union Of Public
Employees In Ontario, JOHN CLARKE, and DIANNE
DOWLING

Plaintiffs

– and –

HER MAJESTY THE QUEEN IN RIGHT OF
ONTARIO AS REPRESENTED BY THE PREMIER
OF ONTARIO, THE MINISTER OF FINANCE AND
THE MINISTER OF ENERGY

Defendants

REASONS FOR JUDGMENT

Cavanagh J.

Released: August 14, 2017

Tab 11

CITATION: Coachman Insurance Company v. Lombard Canada, 2009 ONCA 80

DATE: 20090127
DOCKET: C49311

COURT OF APPEAL FOR ONTARIO

Gillese, MacFarland and LaForme JJ.A.

BETWEEN:

Coachman Insurance Company

Applicant (Respondent)

and

Lombard Canada

Respondent (Appellant)

Jamie Trimble, for the appellant

Michael Best, for respondent

Heard: January 27, 2009

On appeal from the order of Justice Rose Boyko of the Superior Court of Justice dated July 31, 2008.

APPEAL BOOK ENDORSEMENT

[1] This appeal must be allowed. There was no evidence before the motion judge on which she could make the determinations she was asked to make or purported to make.

[2] In light of the complete absence of evidence, it was a palpable and overriding error to make findings of fact. Furthermore, even if the documents before the motion judge

had been properly before her, the conclusory nature of the reasons make them impossible of review. The reasons are wholly inadequate.

[3] Moreover, the reasons themselves are logically inconsistent. For example, the same document is found first to be an agreement and then to be nothing more than an invoice.

[4] In the circumstances, it is not possible to decide the questions of law on which the parties seek a determination.

[5] Costs of the appeal to the appellant at the agreed on sum of \$5,000, all inclusive. Costs below to the appellant, which were also agreed on, fixed at \$4,000, all inclusive.

Tab 12

CITATION: Dam Investments Inc. v. Ontario (Finance), 2007 ONCA 527
DATE: 20070710
DOCKET: C44338

COURT OF APPEAL FOR ONTARIO

FELDMAN, GILLESE AND MACFARLAND J.J.A.

BETWEEN:

DAM INVESTMENTS INC.

Appellant (Respondent in Appeal)

And

MINISTER OF FINANCE

Respondent (Appellant in Appeal)

Dona M. H. Y. Salmon for the appellant

Myron W. Shulgan, Q.C. and Crista L. Rea for the respondent

Heard: June 21, 2007

On appeal from the judgment of Justice Richard C. Gates of the Superior Court of Justice dated September 23, 2005, with reasons reported at [2005] O.J. No. 4050.

BY THE COURT:

[1] At the conclusion of argument on this appeal we informed counsel that the appeal would be allowed for reasons to follow. These are those reasons.

[2] The Minister appeals the judgment of Gates J. which resulted in the respondent Dam Investments Inc. (DAM) being entitled to defer the payment of land transfer tax in

relation to its acquisition of three properties in Windsor, Ontario from Mady Family Holdings Ltd. (MFHL).

[3] David Mady is the sole shareholder of DAM; his father, Charles Mady is the majority shareholder of MFHL. The evidence discloses that the two companies carry on business together in the nature of a joint venture. It is not disputed that Charles Mady is in *de facto* control of both companies. He makes all decisions in relation to both corporations and his son, David has no decision-making authority.

[4] The respondent requested a deferment of land transfer tax on the basis that the two companies were affiliates controlled by the same person pursuant to s. 3(9) of the *Land Transfer Tax Act*, R.S.O. 1990, c. L.6 (*LTTA*) which provides:

3(9) Deferred payment

(9) If the disposition of a beneficial interest in land is from one corporation to another corporation, each of which is an affiliate of the other immediately before and at the time of the disposition, the Minister may defer the payment of the tax payable by virtue of this section by the corporation acquiring the beneficial interest ...

[5] To determine whether companies are “affiliates”, one looks to the language of s. 3(14) which, at the relevant time, read:

3(14) Affiliate

(14) For the purposes of this section,

- (a) a corporation shall be deemed to be an affiliate of another corporation if one of them is the subsidiary of the other or if both are subsidiaries of the same corporation or if each of them is controlled by the same person or persons;

[6] Thus it will be seen that pursuant to s. 3(14), a company is deemed to be an affiliate of another in one of three circumstances:

1. if it is a subsidiary of the other;
2. if both are subsidiaries of the same corporation; or

3. if each of the companies is controlled by the same person or persons.

[7] There is no dispute that this case does not concern subsidiary corporations; the sole issue is whether the corporations are controlled by the same person within the meaning of s. 3(14).

[8] Section 3(14)(c) of the *LTTA* provides that subsections 1(3) through 1(6) of the *Securities Act*, R.S.O. 1990, c. S.5 apply in determining whether one corporation is an affiliate of another. Section 1(3) deals with control. It reads as follows:

1(3) A company shall be deemed to be controlled by another person or company or by two or more companies if,

- (a) voting securities of the first-mentioned company carrying more than 50 per cent of the votes for the election of directors are held, otherwise than by way of security only, by or for the benefit of the other person or company or by or for the benefit of the other companies; and
- (b) the votes carried by such securities are entitled, if exercised, to elect a majority of the board of directors of the first-mentioned company.

[9] Clearly, on the evidence here, the corporations are not controlled, as that term is defined, by the same person or persons. David holds all the voting shares of DAM, while his father holds the majority of the voting shares of MFHL.

[10] The issue boils down to whether, as a matter of statutory interpretation, the deeming definition of “affiliate” in subsection 3(14) is exhaustive. If it is, then it does not include *de facto* control and deferment is not available; if it is not, deferment may be available.

[11] The modern approach to statutory interpretation is simply stated:

[T]he words of an Act are to be read in their entire context and in their grammatical and ordinary sense harmoniously with the scheme of the Act, the object of the Act and the intention of Parliament.

See *Re Rizzo & Rizzo Shoes Ltd.*, [1998] 1 S.C.R. 27 at para. 21, quoting Elmer A. Driedger, *Construction of Statutes*, 2d ed. (Toronto: Butterworths, 1983) at p. 87.

[12] Further this approach has been held to apply to taxation statutes no less than it does to other statutes: *Stubart Investments Ltd. v. The Queen*, [1984] 1 S.C.R. 536 at 578. As LeBel J., writing for a unanimous court, noted in *Placer Dome Canada Ltd. v. Ontario (Minister of Finance)*, [2006] 1 S.C.R. 715 at para. 21:

... because of the degree of precision and detail characteristic of many tax provisions, a greater emphasis has often been placed on textual interpretation where taxation statutes are concerned: *Canada Trustco Mortgage Co. v. Canada*, [2005] 2 S.C.R. 601, 2005 S.C.C. 54, at para. 11. Taxpayers are entitled to rely on the clear meaning of taxation provisions in structuring their affairs. Where the words of a statute are precise and unequivocal, those words will play a dominant role in the interpretive process.

and at para. 23:

The interpretive approach is thus informed by the level of precision and clarity with which a taxing provision is drafted. Where such a provision admits of no ambiguity in its meaning or in its application to the facts, it must simply be applied.

and at para. 24:

Although there is a residual presumption in favour of the taxpayer, it is residual only and applies in the exceptional case where application of the ordinary principles of interpretation does not resolve the issue. Any doubt about the meaning of a taxation statute must be reasonable, and no recourse to the presumption lies unless the usual rules of interpretation have been applied, to no avail, in an attempt to discern the meaning of the provision at issue.

[13] The issue to be determined is whether s. 1(3) of the *Securities Act* effectively defines the term “control” or just sets out two examples of the circumstances that constitute control for the purpose of determining whether companies are affiliates and

entitled to deferment of tax. More particularly, do the words “shall be deemed to be controlled...if” indicate that the conditions listed are exclusive? A useful comparison can be made to the language of s. 1(6) of the *Securities Act* which provides:

1(6) A company shall be deemed to own beneficially securities beneficially owned by its affiliates.

[14] The defining language in this section is “shall be deemed to”. This language indicates that without this section, one company does not beneficially own securities actually owned by another company. But for the purpose of determining whether one company controls another and is therefore an affiliate of the other within the definition in this section and for the purposes of the Act, s. 1(6) deems something to be the case, which is otherwise in fact not the case. It is a section that deems a thing to fall within a definition or category for the purpose of the section or the Act, when it would not otherwise be so characterized. In contrast, the use of the conditional word “if” in conjunction with “shall be deemed to be”, signifies an exclusive definition.

[15] It may have been more helpful had the legislature included a phrase such as was included in the legislation considered in *Regulvar Canada Inc. v. Ontario* (2004), 70 O.R. (3d) 641. That language read: “a body corporate shall be deemed to be controlled by another person or by two or more bodies corporate if, but only if...”. Although the latter words are not present in s. 3(14), nevertheless, in our view, the effect of the language is the same. The words “but only if” would be mere surplusage.

[16] The deeming provision in subsection 1(3) of the *Securities Act* states how ‘control’ is defined for the purposes of the *LTTA* – on the basis of majority voting rights. It says nothing of *de facto* control. Had the legislature intended that ‘control’ would include *de facto* control in addition to *de jure* control, as defined in subsection 1(3), it would have said so and not made specific reference to subsection 1(3) of the *Securities Act* which references only *de jure* control. See *Regulvar Canada Inc.*, *supra*, at para. 14. The language is clear and admits of no ambiguity.

[17] We also observe that in *Duha Printers (Western) Ltd. v. Canada*, [1998] 1 S.C.R. 795, the Supreme Court affirmed that under the *Income Tax Act*, “control” of a corporation normally refers to *de jure* and not *de facto* control. Writing for a unanimous court, Iacobucci J. noted that “*de jure* control has emerged as the Canadian standard, with the test for such control generally accepted to be whether the controlling party enjoys, by virtue of its shareholdings, the ability to elect the majority of the board of directors” (at para. 36). Both the *Income Tax Act* and the *LTTA* deal with the same general subject – tax – and are therefore presumed to operate together harmoniously. See Ruth Sullivan, *Sullivan and Driedger on the Construction of Statutes*, 4th ed. (Toronto: Butterworths, 2002) at p. 328. In our view, it would be undesirable for a different

standard to apply to “control” under the *LTTA* than to “control” under the *Income Tax Act*.

[18] Furthermore, in Acts such as the *LTTA* and the *Securities Act*, being deemed to be an affiliate has significant legal consequences, some of which accord rights while others impose obligations. It is essential that the definition of the term “affiliate” be clear and unambiguous so that a company may look to the definition and be able to know whether it has an obligation arising out of its affiliate status. It would be unworkable if the definition were to be applicable on an *ad hoc* basis.

[19] The appeal is therefore allowed, the decision of Gates J. is set aside and the decision of the Minister is restored.

[20] The application judge awarded costs against the Minister on a substantial indemnity scale. The respondent concedes in this court that there was no conduct on the part of the Ministry that would justify an award on that scale. That said, this case raised a novel point of statutory interpretation. When awarding costs, the novelty of an issue is a proper consideration both at first instance and on appeal. See *Re Canada 3000* (2006), 83 O.R. (3d) 766 at paras. 9 - 10. In addition to the novelty of the issue, we note that the positions of both parties were reasonable and there is a public interest in having the relevant statutory provisions clarified. In these circumstances, in our view, it is appropriate that each side bear its own costs. Accordingly, we make no order as to costs, here or below.

RELEASED: July 10, 2007 “KNF”

“K. Feldman J.A.”

“E.E. Gillese J.A.”

“J. MacFarland J.A.”

Tab 13



**EB-2006-0322
EB-2006-0338
EB-2006-0340**

MOTIONS TO REVIEW THE NATURAL GAS ELECTRICITY INTERFACE REVIEW DECISION

DECISION WITH REASONS

May 22, 2007

EB-2006-0322
EB-2006-0338
EB-2006-0340

IN THE MATTER OF the *Ontario Energy Board Act*,
1998, S.O. 1998, c.15, (Schedule B);

AND IN THE MATTER OF a proceeding initiated by the
Ontario Energy Board to determine whether it should
order new rates for the provision of natural gas,
transmission, distribution and storage services to gas-
fired generators (and other qualified customers) and
whether the Board should refrain from regulating the
rates for storage of gas;

AND IN THE MATTER OF Rules 42, 44.01 and 45.01 of
the Board's *Rules of Practice and Procedure*.

BEFORE: Pamela Nowina
Vice Chair, Presiding Member

Paul Vlahos
Member

Cathy Spoel
Member

DECISION WITH REASONS

May 22, 2007

EXECUTIVE SUMMARY

In November of 2006 the Board issued a Decision with Reasons in the Natural Gas Electricity Interface Review proceeding (the “NGEIR Decision”). This proceeding was initiated by the Ontario Energy Board in response to issues first raised in the Board’s Natural Gas Forum Report issued in 2004. The NGEIR Decision addressed the key issues of natural gas storage rates and services for gas-fired generators, and storage regulation.

In the NGEIR Decision, the Board determined that it would cease regulating the prices charged for certain storage services but that the rates for storage services provided to Union and Enbridge distribution customers will continue to be regulated by the Board.

The Board received three Notices of Motion for review of certain parts of the NGEIR Decision. The Board held an oral hearing to consider the threshold questions that the Board should apply in determining whether the Board should review those parts of the NGEIR Decision and whether the moving parties met the test or tests.

The Board finds that the motions do not pass the threshold tests applied by the Board, except in two areas.

First, the Board finds that the decision to cap the storage available to Union Gas Limited’s in-franchise customers at regulated rates to 100 PJ is reviewable.

Second, the Board finds that the decisions regarding additional storage requirements for Union Gas Limited’s in-franchise gas-fired generator customers and Enbridge’s Rate 316 are reviewable.

TABLE OF CONTENTS

Section A: Introduction.....	1
The NGEIR Decision	2
Organization of the Decision.....	3
Section B: Board Jurisdiction to Hear the Motions.....	5
Section C: Threshold Test.....	16
Section D: Board Process	19
Section E: Board Jurisdiction under Section 29	26
Section F: Status Quo.....	34
Section G: Onus	37
Section H: Competition in the Secondary Market	38
Section I: Harm to Ratepayers	42
Section J: Union’s 100 PJ Cap.....	45
Section K: Earnings Sharing	50
Section L: Additional Storage for Generators and Enbridge’s Rate 316.....	54
Section M: Aggregate Excess Method of Allocating Storage	59
Section N: Orders.....	62
Section O: Cost Awards	63

Section A: Introduction

The Board received three Notices of Motion for review of its Decision in the Natural Gas Electricity Interface Review proceeding¹ (“NGEIR”). Motions were filed by the City of Kitchener (“Kitchener”) and the Association of Power Producers of Ontario (“APPrO”). There was also a joint notice by the Industrial Gas Users’ Association (“IGUA”), the Vulnerable Energy Consumers Coalition (“VECC”) and the Consumers Council of Canada (“CCC”)

On January 25, 2007, the Board issued a Notice of Hearing and Procedural Order which established a schedule for the filing of factums by the moving parties, any responding parties’ factums, and an oral hearing date for hearing the threshold question. On February 8, 2007, factums were filed by Kitchener, APPrO, IGUA, and jointly by CCC and VECC.

Responding factums were filed on February 15, 2007 by Board Staff, Union Gas Limited, Enbridge Gas Distribution Inc., Market Hub Partners Canada Ltd., School Energy Coalition, The Independent Electricity System Operator and BP Canada Energy Company.

In its Procedural Order No.2, the Board indicated that, at the upcoming oral hearing, parties should confine their submissions to the material in their factums and to responding to the factums of other parties. The Board also stated that parties should address only the issues set out in the Board’s Procedural Order No. 1, namely:

- 1) What are the threshold questions that the Board should apply in determining whether the Board should review the NGEIR Decision? and
- 2) Have the Moving Parties met the test or tests?

¹ EB-2008-0551 (November 7, 2006)

On March 5 and 6, 2007, the Board heard the oral submissions of all the parties with the exception of the Independent System Operator and BP Canada who had advised the Board that they would not be appearing at the oral hearing.

The NGEIR Decision

On November 7, 2006 the Board issued its Decision with Reasons in the Natural Gas Electricity Interface Review proceeding (the “NGEIR Decision”). This proceeding was initiated by the Ontario Energy Board in response to issues first raised in the Board’s Natural Gas Forum Report issued in 2004. The 123-page NGEIR Decision addressed the key issues of:

- 1) Rates and services for gas-fired generators, and
- 2) Storage regulation.

The parties reached settlements with Enbridge and Union on most of the issues related to rates and services for gas-fired generators. These settlements were approved by the Board. The oral hearing and the NGEIR Decision addressed the broad issue of storage regulation and any issues that were not settled in the settlement negotiations.

The issue concerning storage regulation was whether the Board should refrain from regulating the prices charged for storage services under section 29 (1) of the Ontario Energy Board Act, 1998. The Board found that the storage market is workably competitive and that neither Union nor Enbridge have market power in the storage market. The Board determined that it would cease regulating the prices charged for certain storage services; however, the Board found that rates for storage services provided to Union and Enbridge distribution customers will continue to be regulated by the Board.

The motions requested the following decisions made in the NGEIR Decision be either reviewed and changed; cancelled, or clarified, in a new Board proceeding:

Kitchener

- The aggregate excess methodology for allocating storage space
- The 100 PJ cap on Union's regulated storage

APPrO

- Whether short notice balancing service should be included on the tariffs of Union and Enbridge

IGUA/CCC/VECC

- Parts of the NGEIR Decision pertaining to storage, storage regulation and storage allocation be cancelled
- Review to be heard by a different Board panel

The parties outlined the grounds for the motions which included allegations of errors of fact and in some cases, errors of law.

Organization of the Decision

In this Decision, the Board organized the issues raised by the parties into sections that cover the same or similar topics. In each section following the section on the threshold test, the Board identifies the issue or issues raised, and makes a finding whether the issues are reviewable by applying the threshold test.

The sections of this Decision are:

- A. Introduction (this section)
- B. Board Jurisdiction to Hear Motions
- C. Threshold Test
- D. Board Process

- E. Board Jurisdiction under Section 29
- F. Status Quo
- G. Onus
- H. Competition in the Secondary Market
- I. Harm to Ratepayers
- J. Union's 100 PJ Cap
- K. Earnings Sharing
- L. Additional Deliverability for Generators and Enbridge's Rate 316
- M. Aggregate Excess Method of Allocating Storage
- N. Orders
- O. Cost Awards

The Board has reviewed the factums and arguments of all parties but has chosen to set out or summarize the factums or arguments by parties only to the extent necessary to provide context to its findings.

Section B: Board Jurisdiction to Hear the Motions

Under Rule 45.01, the Board may determine as a threshold question whether the matter should be reviewed before conducting any review on the merits.

In the case of IGUA's motion, which raises questions of law and jurisdiction, counsel for Board Staff argued that the Board should not, and indeed could not, review the NGEIR Decision as these grounds are not specifically enumerated in Rule 44.01 as possible grounds for review. Counsel for Board Staff argued that the Board has no inherent power to review its decisions and the manner in which it exercises such power must fall narrowly within the scope of the *Statutory Powers Procedure Act* (SPPA), which grants the Board this power.

The Board's power to review its decisions arises from Section 21.1(1) of the SPPA which provides that:

A tribunal may, if it considers it advisable and if its rules made under section 25.1 deal with the matter, review all or any part of its own decision or order, and may confirm, vary, suspend or cancel the decision or order.

Part VII (sections 42 to 45) of the Board's Rules of Practice and Procedure deal with the review of decisions of the Board. Rule 42.01 provides that "any person may bring a motion requesting the Board to review all or part of a final order or decision, and to vary, suspend or cancel the order or decision". Rule 42.03 requires that the notice of motion for a motion under 42.01 shall include the information required under Rule 44. Rule 44.01 provides as follows:

Every notice of motion made under Rule 42.01, in addition to the requirements of Rule 8.02, shall:

- (a) set out the grounds for the motion that raise a question as to the correctness of the order or decision, which grounds may include:

- (i) error in fact;
 - (ii) change in circumstances;
 - (iii) new facts that have arisen;
 - (iv) facts that were not previously placed in evidence in the proceeding and could not have been discovered by reasonable diligence at the time; and
- (b) if required, and subject to Rule 42, request a stay of the implementation of the order or decision, or any part pending the determination of the motion.

Counsel for Board Staff argued that while the grounds for review do not have to be exactly as those described, they must be of the same nature, and that to the extent the grounds for review include other factors such as error of law, mixed error of fact and law, breach of natural justice, or lack of procedural fairness, they are not within the Board's jurisdiction. He argued that Rule 44 should be interpreted as an exhaustive list, and that as section 21.1(1) of the SPPA requires that the tribunal's rules deal with the matter of motions for review, the Board's jurisdiction is limited to the matters specifically set out in its Rules.

In support of this interpretation of the Rule 44.01, Counsel relied on the fact that an earlier version of the Board's rules specifically allowed grounds which no longer appear in Rule 44.01. Therefore, it must be assumed that the current Rules are not intended to allow motions for review based on those grounds. The relevant section of the earlier version of the Rules read as follows:

63.01 Every notice of motion made under Rule 62.01, in addition to the requirements of Rule 8.02, shall:

(a) set out the grounds for the motion that raise a question as to the correctness of the order or decision, which grounds may include:

- (i) error of law or jurisdiction, including a breach of natural justice;
- (ii) error in fact;
- (iii) a change in circumstances;
- (iv) new facts that have arisen;
- (v) facts that were not previously placed in evidence in the proceeding and could not have been discovered by reasonable diligence at the time;
- (vi) an important matter of principle that has been raised by the order or decision;

(b) request a delay in the implementation of the order or decision, or any part pending the determination of the motion, if required, ...

Counsel for Board Staff argued that the “presumption of purposeful change” rule of statutory interpretation should be applied to the Board’s Rules. This rule applies generally to legislative instruments and is based on the presumption that legislative bodies do not go to the bother and expense of making changes to legislative instruments unless there is a specific reason to do so. Applied to Rule 44, this means that the Board should be presumed to have intended to eliminate the possibility of motions for review based on grounds which are no longer enumerated. He further argued that because the SPPA requires the Board’s Rules “to deal with the matter”, the

Board can only deal with them in the manner allowed for by its Rules, and any deviation from the Rules will cause the Board to go beyond its power to review granted by Section 21.1(1) of the SPPA.

In general Union and Enbridge supported the argument made by counsel for Board Staff.

Other parties made several arguments to counter those put forward by counsel for Board Staff. These included:

- as the Board's rules are not statutes or regulations but deal with procedural matters the rules of statutory interpretation such as the presumption of purposeful change have little if any application
- to the extent rules of statutory interpretation apply, section 2 of the SPPA specifically requires that the Act and any rules made under it be liberally construed:

This Act, and any rule made by a tribunal under subsection 17.1(4) or section 25.1, shall be liberally construed to secure the just, most expeditious and cost-effective determination of every proceeding on its merits

- that the *Interpretation Act* requires that the word “may” be construed as permissive, whereas “shall” is imperative, so the list of grounds in Rule 44 should be considered as examples. In support of this argument, counsel for CCC referred to Sullivan and Dreiger on the Construction of Statutes, Fourth Edition, Butterworths, pp 175ff which cites the Supreme Court of Canada decision in *National Bank of Greece (Canada) v. Katsikonouris* (1990), 74 D.L.R. (4th) 197

- that the Ontario Court of Appeal decision in *Russell v. Toronto(City)* (2000), 52 O.R. (3d) 9 provides that a tribunal (in that case the Ontario Municipal Board) cannot use its own policy or practice to restrict the range of matters which it will consider on a motion to review
- that the *Russell* decision gives tribunals a broad jurisdiction to review in contradistinction to the narrow right of appeal to the Divisional Court.

Findings

In the Board's view, in addition to the specific sections of the SPPA and the Board's Rules dealing with motions to review, it is helpful to look at the overall scheme of the SPPA and the Rules to determine the scope of the Board's jurisdiction to review a decision.

Originally, the SPPA was enacted to ensure that decision making bodies such as the Board provided certain procedural rights to parties that were affected by those decisions. These basic requirements apply regardless of whether a tribunal has enacted rules of practice and procedure. They include such requirements as:

- Parties must be given reasonable notice of the hearing (s 6)
- Hearings must be open to the public, except where intimate personal or financial matters may be disclosed (s 9)
- The right to counsel (s 10)
- The right to call and examine witnesses and present evidence and submissions and to conduct cross-examinations of witnesses at the hearing reasonably required for a full and fair disclosure of all matters relevant to the issues in the proceeding (s 10.1)

- That decisions be given in writing with reasons if requested by a party (s 17 (1))
- That parties receive notice of the decision (s 18)
- That the tribunal compile a record of the proceeding (s 20).

In addition to these requirements there are several practices and procedures that tribunals are allowed to adopt, if provision is made for them in an individual tribunal's rules. These include:

- Alternative dispute resolution. Section 4.8 provides that a tribunal may direct parties to participate in ADR if "it has made rules under section 25.1 respecting the use of ADR mechanisms..."
- Prehearing conferences. Section 5.3 provides that "if the tribunal's rules under section 25.1 deal with prehearing conferences, the tribunal may direct parties to participate in a pre-hearing conference..."
- Disclosure of documents. Section 5.4 provides that "if the tribunal's rules made under section 25.1 deal with disclosure, the tribunal may,..., make orders for (a) the exchange of documents, ..."
- Written hearings. Section 5.1 (1) provides that "a tribunal whose rules made under section 25.1 deal with written hearings may hold a written hearing in a proceeding."
- Electronic hearings. Section 5.2 provides that "a tribunal whose rules made under section 25.1 deal with electronic hearings may hold an electronic hearing in a proceeding."

- Motions to review. Section 21.1(1) provides that “a tribunal may, if it considers it advisable and if its rules made under section 25.1 deal with the matter, review all or any part of its own decision or order, and may confirm, vary, suspend or cancel the decision or order.”

Beyond stating that a tribunal’s rules have to “deal with” each of these procedures in order for the tribunal to avail itself of them, there are no restrictions on the way in which they do so. In this regard nothing distinguishes motions to review from the other “optional” procedural matters listed above. A tribunal is free to create whatever procedures it thinks appropriate to handle them, provided they are consistent with the SPPA.

The Board notes that there are situations where the SPPA does not give tribunals full discretion in developing their rules to deal with “optional” procedural powers. For example, section 4.5(3) allows tribunals or their staff to make a decision not to process a document relating to the commencement of a proceeding. This section not only requires a tribunal to have “made rules under section 25.1 respecting the making of such decisions” but also requires that “those rules shall set out ... any of the grounds referred to in subsection 1 upon which the tribunal or its administrative staff may decide not to process the documents relating to the commencement of the proceeding;...” While a tribunal can prescribe the grounds for such a decision in its rules, the grounds must come from a predetermined list found in the SPPA. In that case, it is clear that only certain grounds are permitted, and a tribunal must restrict itself to those grounds enumerated in its rules.

The SPPA could put similar restrictions on the development of a tribunal’s rules dealing with motions to review, but it does not.

While the Court of Appeal’s decision in *Russell v. Toronto* dealt with motions to review under the *Ontario Municipal Board Act* rather than under the SPPA, the power granted to review decisions is effectively the same, so the principles enunciated in the *Russell* decision are applicable to the Board. The Court of Appeal found that the OMB could not

use its own policies and guidelines to restrict the scope of the power to review which was granted to it by statute. The Board therefore finds that it cannot use its Rules to limit the scope of the authority given to it by the SPPA.

The SPPA allows each tribunal to make its own Rules, so as to allow it to deal more effectively with the specific needs of its proceedings. The SPPA does not give the Board the authority to limit the substantive matters within the Board's purview.

The provisions of the SPPA dealing with the making of rules, give tribunals a very wide latitude to meet their own needs, both in the context of creating rules and in each individual proceeding:

25.0.1 A tribunal has the power to determine its own procedure and practices and may for that purpose,

- (a) make orders with respect to the procedures and practices that apply in any particular proceeding; and
- (b) establish rules under section 25.1

25.1 (1) A tribunal may make rules governing the practice and procedure before it.

- (2) The rules may be of general or particular application.
- (3) The rules shall be consistent with this Act and with the other Acts to which they relate.
- (4) The tribunal shall make the rules available to the public in English and in French.
- (5) Rules adopted under this section are not regulations as defined in the *Regulations Act*.
- (6) The power conferred by this section is in addition to any other power to adopt rules that the tribunal may have under another Act.

In the Board's view these sections of the SPPA give the Board very broad latitude to determine the procedure best suited to it from time to time. While consistency with the Act is required, the Rules are not regulations, and can be amended from time to time by the Board to suit its evolving needs.

The Board finds that there is nothing in the SPPA to suggest that rules dealing with motions to review should be interpreted or applied any differently from other provisions of the Board's Rules.

The Board's Rules

In addition to Section 2 of the SPPA which provides for a liberal interpretation of the Act and the Rules, the Board's Rules include the following provisions as a guide to their interpretation.

- 1.03 The Board may dispense with, amend, vary or supplement, with or without a hearing, all or any part of any rule at any time, if it is satisfied that the circumstances of the proceeding so require, or it is in the public interest to do so.
- 2.01 These Rules shall be liberally construed in the public interest to secure the most just, expeditious and cost-effective determination of every proceeding before the Board.
- 2.02 Where procedures are not provided for in these Rules, the Board may do whatever is necessary and permitted by law to enable it to effectively and completely adjudicate on the matter before it.

As these provisions are of general application to all of the Board's Rules of Practice and Procedure, the Board finds that each of its individual rules should be read as if the above rules 1.03, 2.01 were part of them, except of course where restricted by the SPPA or another Act. Therefore, the Rules which "deal with the matter" of motions to

review, i.e. Rules 42 to 45, should be read in conjunction with Rules 1.03 and 2.01. Similarly, the rules dealing with alternative dispute resolution, written hearings and so on include Rules 1.03 and 2.01.

The Board finds that it should interpret the words “may include” in Rule 44.01 as giving a list of examples of grounds for review for the following reasons:

- It is the usual interpretation of the phrase;
- It is consistent with section 2 of the SPPA which requires a liberal interpretation of the Rules;
- It is consistent with Rule 1.03 of the Board's rules which allows the Board to amend, vary or supplement the rules in an appropriate case; and
- If the SPPA had intended to require that the power to review be restricted to specific grounds it would have required the rules to include those grounds and would have required the use of the word “shall”.

With respect to the application of the principle of presumption of purposeful change urged by counsel for Board Staff, the Board notes that at the same time that its rules were amended to remove certain grounds of appeal from Rule 44.01, Rule 1.03 was also amended. The previous version of Rule 1.03 (then 4.04) read as follows:

The Board may dispense with, amend, vary, or supplement, with or without a hearing, all or any part of any Rule, at any time by making a procedural order, if it is satisfied that the special circumstances of the proceeding so require, or it is in the public interest to do so.

When compared with the current Rule 1.03, it is apparent that the old rule was more restrictive – amendments had to be made by procedural order, and the circumstances of the proceeding had to be “special”. Given the need for a procedural order, it is reasonable to interpret the old rule as applying only to the sorts of matters dealt with in procedural orders, the conduct of the proceeding and not to other provisions of the rules. No such restriction applies in the current Rule 1.03.

The Board finds that to the extent the Rules were amended to remove specific grounds from the list for motions to review, the contemporaneous amendments to Rule 1.03 give the Board the necessary discretion to supplement this list in an appropriate case. The Board presumably was aware of that at the time of the amendments.

The Board therefore finds that it has the jurisdiction to consider the IGUA motion to review even though the grounds are errors of mixed fact and law which do not fall squarely within the list of enumerated grounds in Rule 44.01.

Even if this interpretation of Rule 44.01 is incorrect, the Board can apply Rule 1.03 to supplement Rule 44.01 to allow the grounds specified by IGUA. Given the number of motions for review, the timing involved, the nature of the hearing and the nature of the alleged errors, the Board concludes that it is in the public interest to avoid splitting this case into Motions reviewed by some parties and appealed by others.

This panel is also aware that Appeals to the Divisional Court can only be based on matters of law including jurisdiction. If the position advanced by counsel for the Board staff was accepted, errors of mixed fact and law could not be effectively reviewed or appealed by any body. This, the Board believes is not consistent with Section 2 of the SPPA.

Section C: Threshold Test

Section 45.01 of the Board's Rules provides that:

In respect of a motion brought under Rule 42.01, the Board may determine, with or without a hearing, a threshold question of whether the matter should be reviewed before conducting any review on the merits.

Parties were asked by the panel to provide submissions on the appropriate test for the Board to apply in making a determination under Rule 45.01.

Board Staff argued that the issue raised by a moving party had to raise a question as to the correctness of the decision and had to be sufficiently serious in nature that it is capable of affecting the outcome. Board Staff argued that to qualify, the error must be clearly extricable from the record, and cannot turn on an interpretation of conflicting evidence. They also argued that it's not sufficient for the applicants to say they disagree with the Board's decision and that, in their view, the Board got it wrong and that the applicants have an argument that should be reheard.

Enbridge submitted that the threshold test is not met when a party simply seeks to reargue the case that the already been determined by the Board. Enbridge argued that something new is required before the Board will exercise its discretion and allow a review motion to proceed.

Union agreed with Board Staff counsel's analysis of the scope and grounds for review.

IGUA argued that to succeed on the threshold issue, the moving parties must identify arguable errors in the decision which, if ultimately found to be errors at the hearing on the merits will affect the result of the decision. IGUA argued that the phrase "arguable errors" meant that the onus is on the moving parties to demonstrate that there is some reasonable prospect of success on the errors that are alleged.

CCC and VECC argued that the moving parties are required to demonstrate, first, that the issues are serious and go to the correctness of the NGEIR decision, and , second, that they have an arguable case on one or more of these issues. They argued that the moving parties are not required to demonstrate, at the threshold stage, that they will be successful in persuading the Board of the correctness of their position on all the issues.

MHP argued that the threshold question relates to whether there are identifiable errors of fact or law on the face of the decision, which give rise to a substantial doubt as to the correctness of the decision, and that the issue is not whether a different panel might arrive at a different decision, but whether the hearing panel itself committed serious errors that cast doubt on the correctness of the decision. MHP submitted that a review panel should be loathe to interfere with the hearing panel's findings of fact and the conclusions drawn there from except in the clearest possible circumstances.

Kitchener argued that jurisdictional or other threshold questions should be addressed on the assumption that the record in NGEIR establishes the facts asserted.

School Energy Coalition argued that an application for reconsideration should only be denied a hearing on the merits in circumstances where the appeal is an abuse of the Board's process, is vexatious or otherwise lacking objectively reasonable grounds.

Findings

It appears to the Board that all the grounds for review raised by the various applicants allege errors of fact or law in the decision, and that there are no issues relating to new evidence or changes in circumstances. The parties' submissions addressed the matter of alleged error.

In determining the appropriate threshold test pursuant to Rule 45.01, it is useful to look at the wording of Rule 44. Rule 44.01(a) provides that:

Every notice of motion... shall set out the grounds for the motion that raise a question as to the correctness of the order or decision...

Therefore, the grounds must “raise a question as to the correctness of the order or decision”. In the panel’s view, the purpose of the threshold test is to determine whether the grounds raise such a question. This panel must also decide whether there is enough substance to the issues raised such that a review based on those issues could result in the Board deciding that the decision should be varied, cancelled or suspended.

With respect to the question of the correctness of the decision, the Board agrees with the parties who argued that there must be an identifiable error in the decision and that a review is not an opportunity for a party to reargue the case.

In demonstrating that there is an error, the applicant must be able to show that the findings are contrary to the evidence that was before the panel, that the panel failed to address a material issue, that the panel made inconsistent findings, or something of a similar nature. It is not enough to argue that conflicting evidence should have been interpreted differently.

The applicant must also be able to demonstrate that the alleged error is material and relevant to the outcome of the decision, and that if the error is corrected, the reviewing panel would change the outcome of the decision.

In the Board’s view, a motion to review cannot succeed in varying the outcome of the decision if the moving party cannot satisfy these tests, and in that case, there would be no useful purpose in proceeding with the motion to review.

Section D: Board Process

IGUA's grounds for review included the following alleged errors in the process used by the panel:

1. The Board has no jurisdiction to conduct what amounts to its own public inquiry in the midst of a contested rates and pricing proceeding between utilities and their ratepayers,
2. In embarking on its own public inquiry with respect to matters in issue between the parties with respect to storage regulation, the Board erred in law in exceeding its adjudicative mandate and engaged in a process which disqualifies it as an adjudicator and invalidates its decision with respect to forbearance.

In particular, IGUA argued that the process adopted by the Board was flawed as it did not adhere to traditional notions of the adversarial process. IGUA's position was that a "contested rates and pricing proceeding between utilities and their ratepayers" is required to be conducted by the Board as if it were litigation between the parties as it is fundamentally an issue between them as to what the rates should be.

In IGUA's view, the Board departed from appropriate practice at the prehearing stage by

- Setting the agenda based on its priorities
- Defining the issues without input from the parties
- Directing the utilities to file evidence pertaining to some of the issues identified by the Board
- Directing that settlement discussions take place on all issues except storage regulation
- Directing all parties to file their evidence at the same time rather than dividing them by interest and having them file evidence in support of and then opposed to the issues identified by the Board

IGUA's largest area of concern however was that once evidence had been filed, "the Board did not confine its future participation in the process to the performance of the adjudicative functions of hearing and determining the matters of fact and law in dispute". IGUA's overriding complaint is that the Board was engaging in its own fact finding mission and was not confining itself to hearing and determining the disputed matters of fact and law which had been raised by parties opposite in interest to one another.

IGUA argued that once a dispute became clear as between the utilities and the ratepayers the Board had to "stay out of the arena" and allow these parties to determine how to present and argue the case, in effect constraining the Board to choose between the cases put forward by the various parties.

Examples of the alleged behaviour objected to by IGUA include:

- The Board advising the parties that it had retained its own expert, but then not filing a report from this expert nor having him made available for cross examination.
- Board members posing questions which indicated that they were searching for a forbearance solution to the Storage Regulation issues, but not asking questions about the ability of the existing regulatory regime to address the concerns which the Board raised.
- The Board advising BP Canada, a party to the hearing, that it wished to hear evidence from it on certain issues and providing a list of questions in advance – at the time counsel for ratepayer interests objected to the question as "rather leading".
- Counsel for the Board hearing team taking a position in argument adverse in interest to the evidence it had led.

Counsel for Board Staff argued that IGUA's complaints ignore critical differences between the Board and the courts and they confuse the role of the hearing panel with the roles of staff counsel in Board proceedings.

Counsel for Board Staff argued that the Board is not a court of record. It is a highly specialized tribunal that has a strong and important policy-making function. The Board is entitled to commence or initiate proceedings in its own right. It is not required to sit passively as an independent adjudicator and wait for parties to initiate proceedings before it, nor is the Board required to play a purely passive adjudicative role during the course of proceedings once they have been commenced, and particularly once they have been commenced at the instigation of the Board itself.

Counsel for Board Staff also argued that hearing panels of the Board are fully entitled to ask probing questions of witnesses who appear before them, and there is nothing whatsoever untoward about doing so.

The other parties largely supported the position of Board Staff.

Findings

At a minimum, the Board is required to comply with the provisions of the SPPA and the *Ontario Energy Board Act, 1998* ("OEB Act"). The SPPA provides parties with certain procedural rights, none of which IGUA has alleged has been disregarded by the Board in this case:

- Parties must be given reasonable notice of the hearing (s 6)
- Hearings must be open to the public, except where intimate personal or financial; may be disclosed (s 9)
- Parties have the right to counsel (s 10)
- Parties have the right to call and examine witnesses and present evidence and submissions and to conduct cross-examinations of witnesses at the hearing reasonably required for a full and fair disclosure of all matters relevant to the issues in the proceeding (s 10.1)

- Tribunals must give decisions in writing and must provide reasons if requested by a party (s 17 (1))
- Parties are entitled to notice of the decision (s 18)
- The tribunal must compile a record of the proceeding (s 20)

Beyond these basic requirements, the SPPA specifically allows tribunals to require parties to participate in various other procedures. With respect to prehearing conferences, section 5.3 of the SPPA provides that a tribunal may direct parties to participate in a prehearing conference to consider the settlement of any or all of the issues.

Section 19(4) of the OEB Act specifically allows the Board to determine matters on its own motion:

The Board of its own motion may, and if so directed by the Minister under section 28 or otherwise, shall determine any matter that under this Act or the regulations it may upon an application determine, and in so doing the Board has and may exercise the same powers as upon an application.

Section 21 of the OEB Act provides that:

The Board may at any time, on its own motion and without a hearing, give directions or require the preparation of evidence incidental to the exercise of the powers conferred upon the Board by this or any other Act.

Therefore as well as the power to initiate proceedings, the Board is also given the statutory right to require the preparation of evidence incidental to the exercise of its powers.

While the Board accepts IGUA's argument that in a hearing under Section 36 of the OEB Act it has the jurisdiction to hear and determine all questions of law and fact, it does not agree with IGUA's characterization of the limits on its exercise of this adjudicative function.

As the Board has an over-riding responsibility to make its decisions in the public interest the parties cannot have the final word in determining the nature of the dispute and the options open to the Board. The Board is not required to accept the position of any of the parties, provided that its process is transparent and open and the parties have a fair opportunity to exercise their rights under the SPPA.

IGUA cited several authorities in support of its argument. The Board found them of little assistance as they arose in quite different contexts, generally that of civil disputes between the parties. That is not the context within which the Board operates. We are not judges in civil disputes and the Board's mandate is much broader than determining rights between the parties.

With respect to the specific allegations made by IGUA, the Board's findings follow.

The Board was fully entitled to issue a notice of proceeding on its own motion in December of 2005 and to delineate the issues it expected the parties and the intervenors to address in the proceeding.

Pursuant to the Board's settlement guidelines and the SPPA, the Board is entitled to exclude from the ambit of a settlement conference particular issues that it believes should be heard in full in the hearing which is what the hearing panel did in this case. This is another example of an area where the Board's practice is fundamentally different from that of the courts.

The Board is fully entitled under its Rules to develop procedural orders to meet the needs of any particular proceeding and there is nothing in the Rules or the SPPA which would restrict it from directing all parties to file their evidence simultaneously. This does

not in any way impede the parties from exercising their statutory rights to have access to the evidence and to cross-examine witnesses.

In a proceeding initiated by the Board, as this one was, where there is no applicant, this procedure is an appropriate one.

With respect to the expert witness retained by Board Staff, Section 14 of the OEB Act expressly permits the Board “to appoint persons having technical or special knowledge to assist the Board.” As there is no suggestion that the Board’s expert played a role in the deliberations of the hearing panel or that the hearing panel relied in any way on the advice of the expert, there is nothing improper arising out of his retainer. Experts consulted by Board Staff are in the same position as staff and are not required to file evidence, or to submit to questioning by any of the parties.

The Board also finds that IGUA’s complaints that the NGEIR panel members asked questions of witnesses, which IGUA complains indicated that they were searching for a forbearance solution to the storage regulation issue, are without merit. Adjudicators are entitled to ask probing questions of witnesses who testify before them, including leading questions. The fact that questions are asked or not asked does not mean that the panel has made up its mind one way or the other on an issue.

The Board also finds that the NGEIR panel was fully entitled as a result of the powers granted in section 21 of the OEB Act to act as it did in putting questions to a witness from BP Canada. It is also not an unusual occurrence for the Board to agree to hear evidence in camera, where there is confidential or sensitive commercial information involved.

The Board also finds no error in the fact that counsel for the Board hearing team made final argument in which she took a position adverse to the expert evidence that the Board hearing team led. The Board hearing team is entitled to take whatever position it chooses based on the evidence that was adduced during the hearing and nothing that Board hearing counsel did could possibly ground a complaint of breaches of the rules of

natural justice against the NGEIR hearing panel itself.

Section E: Board Jurisdiction under Section 29

The joint factum of CCC and VECC and the factum of the IGUA both allege that the original NGEIR panel erred in misinterpreting or overreaching in respect of its jurisdiction under section 29 of the OEB Act.

In particular, the CCC/VECC factum states as follows at paragraph 8:

8. The moving parties submit that the NGEIR Decision raises the following issues:

(i) Whether the Board correctly interpreted Section 29 of the Ontario Energy Board Act (the “Act”). It is the position of the moving parties that the Board erred in its interpretation of Section 29 of the Act, thereby depriving itself of jurisdiction;

(ii) Whether the Board gave effect to the legislative intent underlying Section 29 of the Act. It is the position of the moving parties that the Board failed to give effect to the intention of the Legislature in enacting Section 29 of the Act;

In its factum, IGUA alleged that the Board had no jurisdiction to conduct what IGUA characterized as the Board’s “own public inquiry in the midst of a contested rates and pricing proceeding between utilities and their ratepayers”. (IGUA factum par. 84(a))

IGUA also alleged that:

...the Board erred in law in exceeding its adjudicative mandate and engaged in a process which disqualifies it as an adjudicator and invalidates its Decision with respect to forbearance. (IGUA factum par. 84(b))

In addition to these general submissions by CCC/VECC and IGUA about the NGEIR panel's interpretation of its jurisdiction under Section 29, these parties also argued specifically that the NGEIR panel exceeded its jurisdiction under Section 29 by restructuring the storage businesses of Union and Enbridge. They asserted that the power to restructure the storage business comes under section 36 of the legislation. (Tr. Vol. 1, pp. 28 and 56-57)

Findings

The NGEIR panel's interpretation and application of section 29 is central to the NGEIR Decision. The NGEIR Decision therefore deals extensively with the question of the legal test to be applied under section 29, the analytical framework for assessing whether the natural gas market is competitive and finally, the assessment of market power in the natural gas sector in Ontario.

The starting point for the NGEIR Decision is the Board's interpretation of section 29 which is set out in Chapter 3 of the Decision and reads as follows:

On an application or in a proceeding, the Board shall make a determination to refrain, in whole or part, from exercising any power or performing any duty under this Act if it finds as a question of fact that a licensee, person, product, class of products, service or class of services is or will be subject to competition sufficient to protect the public interest

In Chapter 3 of the NGEIR Decision, the NGEIR panel discussed the statutory test to be used in the assessment of competition in the storage market and applies the analytical framework mandated by that statutory test. In particular, the panel reviews the history of section 29 and of the concept of forbearance and light-handed regulation.

The NGEIR panel's review of Section 29 is described at two levels. The first is the assessment of competition, which is done by applying the market power tests, and the second is the relationship between competition and the public interest.

The NGEIR panel interprets “competition” within section 29 at page 24 of the NGEIR Decision as follows:

There are degrees of competition in any market. They range from a monopoly, where there is a sole seller, to perfect competition, where there are many sellers and no one seller can influence price and quantity in the market. It is not necessary to find that there is perfect competition in a market to meet the statutory test of “competition sufficient to protect the public interest”; what economists refer to as a “workably competitive” market may well be sufficient.

It is also important to remember that competition is a dynamic concept. Accordingly, in section 29 the test is whether a class of products “is or will be” subject to sufficient competition. In this respect parties often rely on qualitative evidence to estimate the direction in which the market is moving.

The NGEIR panel further interprets its mandate at page 44 as follows:

...Section 29 says that the Board shall make a determination to refrain “in whole or part” which the Board believes allows considerable flexibility in this regard. In addition, the Board concludes that it is required by the statute to address the public interest trade-offs, for example, between price impacts and the development of storage and the Ontario market generally.

The NGEIR panel then proceeds to assess the “level of competition” using the market power tests and finds the storage market in Ontario is subject to “workable competition”.

Following this, it then addresses the question of whether the level of competition is sufficient to protect the public interest. In so doing, the panel addresses what should be

encompassed in its consideration of the public interest in the context of the assessing competition as follows:

The public interest can incorporate many aspects including customers, investors, utilities, the market, and the environment. Union and Enbridge argued for a narrow definition of the public interest. In their view, competition itself protects the public interest, and once the Board has satisfied itself that the market is competitive, the public interest is protected by definition. The Board finds this to be an inappropriate narrowing of the concept. Competition is better characterized as a continuum, not a simple “yes” or “no”. The Board would not be fulfilling its responsibilities if it limited the review in the way suggested without considering the full range of impacts and the potential need for transition mechanisms and other means by which to ensure forbearance proceeds smoothly.

Some of the intervenors took the position that the public interest review should be focussed on the financial impacts. For example, Schools argued that the Board should look at the benefits and costs of forbearance, and in its view, the costs include a possible transfer of between \$50 million and \$174 million from ratepayers to shareholders (arising from the proposed end to the margin-sharing mechanisms and the potential re-pricing of cost-based storage to market prices). The Board agrees that the financial impacts are a relevant consideration, but does not agree that an assessment of the public interest should be limited to an assessment of the immediate rate impacts. [Emphasis added] (pages 42 and 43)

The NGEIR panel then proceeds to balance the Board’s public interest mandate against its legislative objectives and describes the trade-offs. It does this by reviewing each of the relevant objectives (i.e., to facilitate competition in the sale of gas to users, to protect the interests of consumers with respect to prices and the reliability and quality of gas service, to facilitate rational development and safe operation of gas storage) and

conducting an assessment of whether the level of storage competition is sufficient to protect the public interest in light of each of those objectives.

At page 56 of Chapter 5, having determined that part of the storage market is workably competitive and having considered some of the key elements of the public interest, the panel addresses whether and in what circumstances the Board should refrain from setting storage prices and approving storage contracts.

In terms of a section 29 analysis, the goal would be to continue to regulate (and set cost-based rates) for those customers who do not have competitive storage alternatives and to refrain from regulating (allow market-based prices) for those who do have competitive alternatives.

The NGEIR panel then applies its interpretation of the legislative intent of section 29 to the facts before it. That panel's understanding of its mandate under section 29 and its careful application of that mandate are evidenced in its findings at pages 56 and 57 of the decision. The NGEIR panel's application of the requisite elements of section 29 is evident in the balancing between considerations of competition with aspects of public interest.

The parties recognized that bundled customers, in particular, do not acquire storage services separately from distribution services, do not control their use of storage, and do not have effective access to alternatives in either the primary or secondary markets. Competition has not extended to the retail end of the market, and therefore is not sufficient to protect the public interest. However, the Board finds that customers taking unbundled or semi-unbundled service should have equivalent access to regulated cost-based storage for their reasonable needs. The Board finds that it would not further the development of the competitive market, or facilitate the development of unbundled and semi-unbundled services, if these unbundled and semi-unbundled services were to include current storage services at unregulated rates. The Board also agrees with

the parties that noted that re-pricing existing storage will not provide an incentive for investment in new storage and therefore cannot be said to provide that public interest benefit.

However, customers taking unbundled and semi-unbundled services do have greater control over their acquisition and use of storage than do bundled customers. It is also the Board's expectation that these customers will have access to and use services from the secondary market. Therefore, the Board concludes it is particularly important to ensure that the allocation of cost-based regulated storage to these customers is appropriate. This issue is addressed in Chapter 6.

MHP Canada has suggested that the Board adopt full forbearance in storage pricing as a policy direction. Similarly, Union has characterized its allocation proposal and Enbridge has characterized its "exemption" approach for in-franchise customers as being "transitions" to full competition. The Board has found that the current level of competition is not sufficient to refrain from regulating all storage prices; nor do we see evidence that it would be appropriate to refrain from regulating all storage prices in the future. The current structure (for example, the full integration of Union's storage and transportation businesses and the full integration of Union as a provider of storage services and as a user of storage services) is not conducive to full forbearance from storage rate setting. In addition, there would be significant direct and indirect rate impacts associated with full forbearance from rate setting, and there is little evidence of significant attendant public interest benefits. The current situation is that these customers are not subject to competition sufficient to protect the public interest; nor is there a reasonable prospect that they will be at some future time.

The submissions of both CCC/VECC and of IGUA are that the Board misinterpreted and misapplied section 29 of the OEB Act. This panel finds that there is no reviewable error

associated with the NGEIR panel's interpretation of section 29. The NGEIR Decision clearly evidences that the NGEIR panel knew and understood that section 29 was not a section that the Board had invoked in any previous decisions or analyses. For that reason, the Decision provides extensive background regarding the section and goes into significant detail regarding the appropriate framework and analysis required to be undertaken. The Decision shows that the NGEIR panel reviewed the elements of section 29 and considered each of those elements in considerable detail. Where moving parties raised specific questions regarding the application of Section 29, for example, with respect to whether the NGEIR panel had sufficient evidence upon which to make a finding that there was competition sufficient to protect the public interest and whether the NGEIR panel erred in setting a cap on the amount of natural gas storage available to in-franchise customers, the Board makes specific findings elsewhere in this Decision.

With respect to the allegation by CCC/VECC and IGUA that the NGEIR panel exceeded its jurisdiction by restructuring the storage businesses of Union and Enbridge, something which they assert should come under section 36 of the legislation, the Board also finds there is no reviewable error.

The NGEIR panel confined its considerations related to the application of the test under Section 29 in determining whether and to what extent there was competition in the natural gas storage market sufficient to protect the public interest. The portions of the decision that go on to discuss the impacts of the Section 29 decision on the structure of the natural gas storage market flow from the determination under Section 29, but the NGEIR panel does not, in its Decision, describe these as arising out of their Section 29 jurisdiction. The NGEIR proceeding was commenced pursuant to sections 19, 29 and 36 of the *Ontario Energy Board Act, 1998*. As such, the NGEIR panel acted under the authority of Section 29 and 36 in making the determinations in the NGEIR Decision. The decisions made by the NGEIR panel with respect to the allocation of storage available at cost-based rates and the treatment of the premium on market-based storage transactions were made based on evidence filed by the parties to the proceeding and the NGEIR panel considers this evidence as part of the NGEIR Decision.

The Board finds that the allegations of CCC/VECC and IGUA on this point do not raise a question as to the correctness of the decision. The NGEIR panel clearly confined itself to its legislative mandate as provided in Section 29 in determining whether the natural gas market was subject to competition sufficient to protect the public interest. The NGEIR's findings that flow from the Section 29 determination align with the evidence that was before it, did not fail to address any material issue and did not make any inconsistent findings with respect to the evidence before it, except as otherwise noted in this decision.

Section F: Status Quo

The factums and submission of both CCC/VECC and of IGUA allege that the NGEIR panel erred by failing to consider the option of retaining the current regulatory regime in respect of natural gas storage regulation. CCC/VECC and IGUA articulate this alleged error in a number of different ways in different parts of their factums and submissions.

For example, at paragraph 3 of their joint factum, CCC and VECC take the position that:

“... the Board was obligated to consider whether a change in the status quo with respect to the regulation of storage was required and that it erred in failing to do so.” IGUA’s factum states that “...reasonable people, objectively examining the process which led to the Decision, will likely conclude that retaining the status quo was not a decision-making option which the Board considered, either fairly or at all, and that the Board itself was a proponent for forbearance relief.”

Findings

The NGEIR Decision provides evidence in various places, of the NGEIR panel’s recognition of both the current regulatory status with respect on natural gas storage in Ontario and the dynamic nature of competition generally.

In particular, Chapter 2 is described at page 5 of the decision as “...an overview of gas storage in Ontario today – the existing storage facilities, the use of storage by Union’s and Enbridge’s “in-franchise” customers, the “ex-franchise” market for storage, and the prices charged for storage services.”

Later in the NGEIR Decision, as part of its findings on the assessment of assessment of storage competition, the Board expressly disagrees with Mr. Stauff’s testimony that the regulated cost-base price for storage is a reasonable proxy for the competitive price of

storage. Implicit in this finding is the NGEIR panel's consideration of the current regulatory regime.

At page 46 of the Decision, the NGEIR Panel also considered the current regulatory regime in the context of question of the sharing of the premium which exists between the price of market-based storage and the underlying costs. The Board acknowledged the current state as follows:

Currently, that premium is shared between utility ratepayers and utility shareholders. Under the utilities' proposals for forbearance, the premium would be retained by the shareholders. This would result in significant transfer of funds in the case of Union (2007 estimate is \$44.5 million); less so in the case of Enbridge (2007 estimate is \$5 million to \$6 million). The intervenors in general rejects these proposals and, as a result, opposed forbearance.

At page 47, the NGEIR panel specifically considered and expressly acknowledged the importance of the change from the status quo, but ultimately rejected these submissions as follows:

The Board agrees that the distribution of the premium is a significant consideration. In many ways, it has been the underlying focus of the NGEIR Proceeding. However, the impact of removing the premium from rates is the result of removing a sharing of economic rents; it is not the result of competition bringing about a price increase. So while it is an important consideration which the Board must address (see Chapter 7), it is not a sufficient reason, in and of itself, to continue regulating storage prices.

There are a number of other examples throughout the NGEIR Decision that satisfy the Board that the NGEIR panel was conscious of the status quo regulatory regime and bore this in mind throughout its analysis on the narrow issue of competition and the s.

29 analysis as well as in considering the impacts upon both shareholders and ratepayers, of a completely or partial forbearance decision.

The Board also feels that the decision by the NGEIR panel to continue to regulate and set cost-based rates for existing storage services provided to in-franchise customers up to their allocated amounts evidences a clear understanding of the current regulatory framework and under what circumstances, based upon the evidentiary record before the NGEIR panel, it was appropriate to deviate from that current framework.

The Board is not convinced, however, that the analysis mandated by the legislative language of s. 29 requires the Board to consider the status quo in the way that has been suggested by some parties. Although it was important for the NGEIR panel to review the current regulatory framework to set the stage for the analysis, the Board is not convinced by the arguments of CCC/VECC, nor those of IGUA that consideration of the status quo is an integral, or even a necessary part of the s. 29 analysis. The purpose of s. 29 was clearly stated by the NGEIR panel and that is to determine whether there is or will be competition sufficient to protect the public interest. If there is a finding that competition does exist, nothing in the section requires the panel to then consider whether the current regulatory framework is sufficient to accommodate the competitive market. In fact, the section mandates that upon finding competition sufficient to protect the public interest, that "...the Board shall make a determination to refrain, in whole or part, from exercising any power or performing any duty under this Act..." In this case, the Board determined that it would refrain, in part, from regulating the setting of rates and the review of contracts for natural gas storage.

The Board therefore concludes that CCC/VECC and IGUA have not demonstrated that their grounds for review based on the alleged failure of the NGEIR panel to consider retaining the status quo as a viable decision-making option raise an issue that is material and directly relevant to the findings made in the decision. This panel concludes that there is no reviewable error with respect to the NGEIR panel's alleged failure to fairly consider the status quo.

Section G: Onus

At paragraph 84(d) of its factum, IGUA alleges that the Board erred in concluding that there is no onus of proof to be assigned in the rates and pricing proceedings it initiated. IGUA alleges that the NGEIR panel erred in law in not assigning the onus of proof to the utilities.

Findings

Pages 26 to 27 of the NGEIR Decision deal explicitly with this issue. In that part of the Decision, the panel acknowledges that generally, the onus is on the applicant. The panel also, however, pointed out the unique nature of the NGEIR proceeding and the fact that the proceeding was brought on the Board's own motion.

The Board is satisfied that all parties to the NGEIR Proceeding were given a full and fair opportunity to provide submissions on the question of onus and that, based on the Decision, the NGEIR panel heard and understood those submissions. This panel is not satisfied that the question of onus is an issue that is material and directly relevant to the findings made in the Decision, nor that if a reviewing panel did decide the issue differently, that it would change the outcome of the Decision. For these reasons, the Board finds that there is no reviewable error relating to assignment of or the failure to assign onus in the NGEIR proceeding.

Section H: Competition in the Secondary Market

In the NGEIR Decision, the Board concluded that Ontario storage operators compete in a geographic market that includes Michigan and parts of Illinois, Indiana, New York and Pennsylvania, that the market is competitive and neither Union nor Enbridge have market power. This determination was made by employing the following four step process, based on the Competition Bureau's Merger Enforcement Guidelines (MEGs):

- Identification of the product market.
- Identification of the geographic market.
- Calculation of market share and market concentration measures.
- An assessment of the conditions for entry for new suppliers, together with any dynamic efficiency considerations (such as the climate for innovation and the likelihood of attracting new investment).

IGUA alleged that the NGEIR panel made numerous errors in assessing sufficiency of competition in the secondary market. IGUA's allegations of errors can be summarized as follows:

- The NGEIR panel erred in misapprehending and misapplying the analytical tests used for determining market power.
- The NGEIR panel did not recognize that the evidence pertaining to the operation of the secondary market did not quantitatively establish the extent to which storage services, excluding commodity, were available at Dawn, nor their prices, nor whether consumers regarded such services as substitutes for delivery services offered by Union.

- The NGEIR panel failed to recognize that the evidence of Gaz Métropolitain Inc. (GMI) did not establish that Union lacked market power in storage services transacted at Dawn, and indeed this evidence established the opposite.

Findings

IGUA alleges that the Board misapprehended and misapplied the market power analytical frameworks presented in documents from the Competition Bureau, the Federal Energy Regulatory Commission (FERC), and the Canadian Radio-Television and Telecommunications Commission (CRTC). According to IGUA, a 10 step procedure must be followed in order to correctly carry out a market power analysis instead of the four step process used by the NGEIR panel.

The Board notes that, in settling on the four step procedure that should apply to determine whether Union and Enbridge have market power and whether the storage market is competitive, the NGEIR Decision provided substantial review and analysis pertaining to Competition Bureau's Enforcement Guidelines (MEGs) and the FERC's 1996 Policy Statement on Market Power Analysis. It is evidenced in the Decision that this was the result of the review of substantial pre-filed evidence, cross examination and argument on this topic.

In the Board's view, the test to be applied is not whether a review panel of the Board would have adopted a different analytical framework. Rather, it is matter of whether in settling upon a certain analytical process, there was an error of fact or law. In view of the extensive record and the analysis and reasons provided in the NGEIR Decision, the Board finds that IGUA not raised an identifiable error in the NGEIR Decision. Rather the submissions of the moving parties are more in the nature of re-arguing the same points that were made in the original hearing. This evidence was presented and evaluated by the NGEIR panel. As the Board stated in enunciating the threshold test at Section C of this Decision, a motion for review cannot succeed if a party simply argues that the Board should have interpreted conflicting evidence differently. The Board has therefore

determined that there is not enough substance to the issues raised by IGUA such that a review of those issues could result in the Board determining that the NGEIR Decision or Order should be varied, cancelled or suspended. As such, the NGEIR panel's determination on the nature and application of market power analysis to the natural gas storage market in and around Ontario is not reviewable.

IGUA alleges that the NGEIR panel did not recognize that the evidence pertaining to the operation of the secondary market did not quantitatively establish the extent to which storage services were available at Dawn, nor their prices or whether consumers regarded such services as substitutes for delivery services offered by Union.

In the Board's view, this alleged error is essentially an application of the alleged market power analysis framework error discussed above. The NGEIR panel listed several forms of evidence in support of its conclusion that the secondary market in transportation services is unconstrained and therefore serves to enlarge the geographic market from what it would otherwise have been found to be.

The NGEIR panel treated evidence on the operation of primary and secondary markets in transportation as relevant to the determination of the geographic market in a manner consistent with the market power analysis methodology that the NGEIR panel had settled upon. For the reasons stated above, the Board finds that the original NGEIR panel's use of evidence relating to the secondary market in transportation services is not reviewable.

IGUA cites the NGEIR hearing transcript (volume 10, pages 56-120) in support of its allegation that the Board failed to recognize that GMI's evidence actually supported IGUA's view that Union has market power.

The Decision (at page 35, paragraphs 4-5) clearly reflects the statements of GMI witnesses that they regularly contact alternative suppliers for comparisons to Union's services. IGUA has not shown that the NGEIR panel's findings are contrary to the evidence that was before the panel, or that the panel failed to address GMI's evidence

or made inconsistent findings with respect to that evidence. The Board therefore finds that there is no reviewable error with respect to the NGEIR panel's use of the evidence provided by GMI.

Section I: Harm to Ratepayers

IGUA and CCC/VECC alleged that the Board erred when it bifurcated the natural gas storage market between those customers that continue to benefit from storage regulation and those customers who do not. They allege that as a result of this bifurcated market, the Board conferred a windfall benefit on the shareholders of the utilities with no corresponding benefit to ratepayers and that this is unfair.

The parties also alleged that the transitional measures the Board employed to implement the new regime merely serve to underscore the error in the finding that the market should be split. The parties alleged that the market, taken as a whole, was determined not to be workably competitive, and the transitional measures are evidence that a decision to forbear from the regulation of prices was not appropriate.

Finally, CCC and VECC alleged that the Board erred in its interpretation of section 29, and acted in excess of its jurisdiction, by moving assets out of rate base, with no credit to the ratepayer. They argued that the effect of the NGEIR Decision is to allocate the rate base storage assets of the utilities between in-franchise and ex-franchise customers, and to allow for a new shareholder business within each utility. They submitted that doing those things does not naturally follow from a finding that the rates charged by the utilities to ex-franchise customers do not need to be regulated.

Findings

The Board finds that the issues raised in this area have not met the threshold test for the matter to be forwarded to a reviewing panel of this Board. The NGEIR panel did not err in failing to consider the facts, the evidence, or in exercising its mandate. There were no facts omitted or misapprehended in the NGEIR panel's analysis nor are the moving parties raising any new facts.

It was entirely within the NGEIR panel's mandate and discretion how to assess the competitive position of segments of the market and how to address the regulatory treatment of customers within those segments. The NGEIR panel clearly decided that ex-franchise customers of both Union and Enbridge had access to a competitive natural gas storage market. Further, the decision goes on to make clear on page 61, that Enbridge as a utility is ex-franchise to Union and therefore should be subject to market prices. The NGEIR Decision differentiates between the competitive position of a utility (e.g. Enbridge) and the competitive position of that utility's in-franchise customers. For example, the Decision is clear that the in-franchise customers of Enbridge will pay cost-based rates which will continue to be regulated by the Board and are based on EGD's costs of storage service owned by the utility and the costs that EGD pays for procuring these services in the competitive market.

A key issue the parties raise is that the bifurcated market brings about unfair and inconsistent treatment, and therefore constitutes a misapplication of the Board's mandate to protect the public interest. However, on this point, the grounds that the moving parties raised to support a review are in fact the very points used by the NGEIR panel to protect consumers as a natural consequence of the decision to refrain from storage regulation of the ex-franchise market. It is clear that the NGEIR panel took into account the protection of the public interest in its decision to provide transition mechanisms to protect consumers.

With respect to the allegation of a windfall benefit for shareholders of the utilities with no corresponding benefit to ratepayers, the Board is of the view that this is related to the question of earnings sharing. This issue is more fully addressed in Section K of this Decision. It is important to note here, however, that the NGEIR panel's decisions with respect to the profit or earnings sharing mechanism were based on the evidence presented by all parties and flowed from the broader decisions with respect to the competitiveness of the gas storage market. Chapter 7 of the NGEIR Decision clearly described the NGEIR panel's considerations with respect to and its reasoning for changing the earnings sharing mechanism. In the Board's view, the changes related to the earnings sharing mechanism necessarily arise from a recognition by the Board of

the implications of its findings under Section 29 that there is a workably competitive market for storage in the ex-franchise market.

Section J: Union's 100 PJ Cap

In their factum, CCC and VECC allege that, on the one hand the Board in its NGEIR Decision said that a substantial portion of the storage market requires regulatory protection because there is insufficient competition to protect the public interest while on the other hand the Board exposed this same group to the effects of competition from the unregulated market.

Kitchener has also specifically sought the Board's review of an aspect of the NGEIR Decision related to the Board's placement of a "cap" on the amount of Union's storage space that is reserved for in-franchise customers at cost-based rates.

The Board determined at page 83 of the NGEIR Decision that Union should reserve 100 PJ of storage space at cost-based rates for its in-franchise customers. The Decision reads as follows (page 83):

The Board acknowledges that there is no single, completely objective way to decide how much should be reserved for future in-franchise needs. The Board has determined that Union should be required to reserve 100 PJ (approximately 95 Bcf) of space at cost-based rates for in-franchise customers. This compares with Union's estimate of 2007 in-franchise needs of 92 PJ (87 Bcf). At an annual growth rate of 0.5% each year, which Union claims is the growth rate since 2000, in-franchise needs would not reach 100 PJ until 2024. The limit would be reached in 2016 if the annual growth is 1%; at a very annual high growth rate of 2% per annum, the 100 PJ limit would be reached in 2012.

The 100 PJ (95 Bcf) amount is the capacity that Union must ensure is available to in-franchise customers if they need it. Union should continue to charge in-franchise customers based on the amount of space required in any year. If Union's in-franchise customers require less than 95 Bcf in any year, as measured by Union's standard allocation methodology, the

cost-based rates should be based on that amount, not on the full 95 Bcf reserved for their future use. Union will have the flexibility to market the difference between the total amount needed and the 95 Bcf reserve amount.

The Board acknowledged that the cap might be reached at any time between 2012 and 2024, depending on what growth rate assumptions are used. At the current rate of growth (0.5% each year), the cap would not be met until 2024.

In Kitchener's oral submissions (page 187, Volume 1), Mr. Ryder on behalf of Kitchener makes the following comments:

And while the cap of 100 pJs allows for some growth so it won't immediately affect the Ontario consumer, the cap will be reached between 2012 and 2024. That's between 5 and 17 years from now.

Now, that's not far off, and if the public interest requires a margin for growth today in 2007, then the public interest will surely require it in five to 17 years from now when the cap is reached.

And when it is reached, it is my submission that the Board will have wished it had reviewed the decision in 2007, because, when the cap is reached, this decision will be responsible for adding significantly to the costs of energy in Ontario, to the detriment of the Ontario consumer.

Page 7 of the CCC/VECC factum states:

The Board made no finding, however, that at the end of the operation of those transitional measures, the public interest, as represented by in-franchise customers of Union and EGD, would be protected. The moving parties submit that Section 29 required the Board, before making an order to forbear from regulation under Section 29, to find on the evidence that,

at the end of the transitional measures, there would be sufficient competition to protect the public interest. The moving parties submit that, in failing to make that finding, the Board erred.

Findings

On page 57 of the NGEIR decision, in reference to the in-franchise customers of Union the NGEIR panel makes the following statement:

The current situation is that these customers are not subject to competition sufficient to protect the public interest; nor is there reasonable prospect that they will be at some future time.

Later in the decision at page 82, the decision states:

The Board panel concludes that its determination that the storage market is competitive requires it to clearly delineate the portion of Union's storage business that will be exempt from rate regulation. Retaining a perpetual call on all of Union's current capacity for future in-franchise needs is not consistent with forbearance. As evidenced by the arguments from GMi and Nexen, two major participants in the ex-franchise market, retaining such a call is likely to create uncertainty in the ex-franchise market that is not conducive to the continued growth and development of Dawn as a major market centre.

The Board concludes that it would be inappropriate, however, to freeze the in-franchise allocation at the level proposed by Union. Union's proposal implies that a distributor with an obligation to serve would be prepared to own, or to have under contract, only the amount of storage needed to serve in-franchise customers for just the next year. In the Board's view, it is appropriate to allow for some additional growth in in-

franchise needs when determining the “utility asset” portion of Union’s current capacity.

The Board acknowledges that there is no single, completely objective way to decide how much should be reserved for future in-franchise needs.”

The NGEIR panel then goes on to provide its decision on the methodology which was used to determine the cap and says at page 83 of the decision:

The 100 PJ (95 BCF) amount is the capacity that Union must ensure is available to in-franchise customers if they need it.

The NGEIR panel then makes a finding with respect to how the excess capacity should be treated if the in-franchise customers require less than 100 PJ in a given year. The NGEIR panel is silent on the outcome if in-franchise customers require more than 100 PJ of storage per year. Although the NGEIR panel is clear that it does not expect this circumstance to occur for many years, the decision nevertheless appears to raise the possibility that in-franchise customers may, at some point, be subject to unregulated prices.

The Board finds that on this issue the moving parties have raised a question as to the correctness of the order or decision and that a review based on the issue could result in the Board deciding that the decision or order should be varied, cancelled or suspended.

In particular, in this instance, there are unanswered questions that are raised by the NGEIR Decision on the 100 PJ cap issue. Since the NGEIR Decision clearly stated that the in-franchise customers did not have and were not likely to have access to competition in the foreseeable future, a decision that forbears from the regulation of pricing for these customers at some time in the future does not appear to this panel to be consistent. The Board finds that the following questions should have been addressed by the NGEIR panel:

- (a) If the cap of 100 PJ of storage for in-franchise Union customers remain in place in perpetuity, what is the basis for forbearance (under Section 29) of required storage above 100 PJ for in-franchise customers?
- (b) If the cap of 100 PJ of storage for in-franchise Union customers does not remain in place in perpetuity, what mechanism should the Board use to monitor the likelihood of the cap being exceeded?
- (c) If the cap of 100 PJ of storage for in-franchise Union customers is likely to be exceeded, what, if any, remedy is available to in-franchise customers?

The Board therefore finds that the NGEIR panel either failed to address a material issue or made inconsistent findings, that the alleged error is material and relevant to the outcome of the decision, and that if the error is substantiated by a reviewing panel and corrected, the reviewing panel could change the outcome of the decision.

The Board therefore finds that this is a reviewable matter.

Section K: Earnings Sharing

Certain parties, led by VECC, allege that the NGEIR panel erred because one of the effects of the NGEIR Decision on the in-franchise customers of Union is that these customers will lose the benefit of their share of the premium obtained by Union through the sale of storage to ex-franchise customers. The parties stated that the NGEIR Decision will result in a material increase in revenue to the shareholder of Union and, to a lesser extent, an increase in the revenue to EGD's shareholder. They also indicated that at the same time, there will be no corresponding benefit to the ratepayers of either Union or EGD. In fact the moving parties argued that the ratepayers of Union and EGD will suffer adverse impacts, in both the short and the long term. The moving parties maintained that the NGEIR Decision upsets the balance between the interests of ratepayers and shareholders which the regulatory system is supposed to maintain and that the NGEIR Decision is, therefore, contrary to public and regulatory policy.

It was also stated by the moving parties that section 29 of the OEB Act does not permit the Board to re-allocate rate-based storage assets. The effect of the NGEIR Decision was to allocate rate-based storage assets between in-franchise and ex-franchise customers and to allow for a new shareholder business within each utility. The moving parties stated that the Board exceeded its jurisdiction by moving assets out of rate base with no credit to the ratepayer.

It was further asserted that rather than requiring utility shareholders to share the premiums derived from the sale of storage to ex-franchise customers, there will now be a separation of utility and non-utility assets and revenues and costs associated therewith. The moving parties stated that this will raise cross-subsidization and other issues pertaining to the performance of utility and non-utility services; a result which they say contravenes the spirit and intent of the pure utility policy adopted by the Ontario government years ago.

Further, the parties allege that the Board erred in concluding that it has the power to forbear under Section 29 of the *OEB Act* when an exercise of the power results in a

windfall benefit to utility shareholders and consequential harm to ratepayers. The parties asserted that changes to the allocation between ratepayers and utility shareholders of financial benefits and burdens produced by a particular regulatory regime must take place under the auspices of regulation.

Findings

The Board notes that the NGEIR Decision deals extensively with the issue of the allocation/sharing of margins (also called premiums, revenues or earnings) associated with the sale of natural gas storage on both a short-term (transactional services) and long-term contractual basis. The Decision canvasses both the status quo (prior to the implementation of the changes required by the NGEIR Decision) and provides an explanation of the rationale for changing the earnings sharing structure, the new mechanisms for earnings sharing and the transitional implementation (where applicable) of those mechanisms.

In particular, chapter 2 of the NGEIR Decision provides, among other things, a description of the current types and volumes of sales of natural gas storage by Union to ex-franchise customers and canvasses the current regulatory treatment of ex-franchise sales, including the rate treatment of margins on storage sales. In Chapter 7, the NGEIR panel goes into greater detail regarding the extent of margin sharing and the regulatory history that underlines premium sharing for both short-term (for both Union and Enbridge) and long-term (for Union only) sales of storage.

Chapter 7 goes on to provide the Board's findings on for the sharing of margins for both short-term and long-term transactions and to describe a transition mechanism related to long-term margins.

The record that the NGEIR panel relied upon included extensive evidence and argument of many parties, including the moving parties to this proceeding and the utilities. The NGEIR Decision refers to various parties' submissions on the issue of premium sharing and the Board reiterated some of the historical evidence with respect

to the margin sharing in its Decision. The NGEIR Decision indicates that the NGEIR panel heard and considered the evidence and submissions before it in making its determinations with respect to this issue.

Importantly, the NGEIR panel's findings relate back to and to a certain extent flow from its broader decision to refrain, in part, from regulating rates for storage services. The Board does not accept the suggestion that the Board exceeded its jurisdiction by moving assets (in the case of Union) out of rate-base and by altering the status quo margin sharing mechanism. On the contrary, the NGEIR Decision clearly articulates that the changes to margin sharing flow necessarily and logically from the decision to refrain, in part, from regulated rates for storage services.

The determinations of the NGEIR panel are also consistent with its determination to distinguish between "utility assets" and "non-utility assets". The Decision clearly indicates that the NGEIR panel canvassed past decisions of the Board on this issue and considered the implications of its findings on both the utilities and ratepayers. Part of this consideration is evidenced in the development by the panel of a transition mechanism related to the implementation of the Board's finding that profits from new long-term transactions should accrue entirely to the utility (Union) as opposed to ratepayers. The threshold panel does not accept the argument that this transitional implementation is a form of implicit acknowledgement that the finding is inappropriate. The NGEIR panel exemplified Board precedent for the use of a phase-out mechanism and, in its finding, indicated that it had considered other options for a transitional mechanism.

The Board finds that the NGEIR panel's determinations on the treatment of the premium on market-based storage transactions are not reviewable. The record of the NGEIR proceeding clearly demonstrates that the NGEIR panel considered the evidence, the regulatory history with respect to the issue of premium sharing and parties' submissions and made its determination on the basis of that evidence and those submissions. There is nothing in the moving parties' evidence or arguments that demonstrate to the Board that the NGEIR panel made a reviewable error. For this

reason, the Board has determined that the threshold test has not been met and it will not order a review of the NGEIR Decision as it pertains to the issue of the division of the utilities assets or the sharing of the margin realized from the sale of natural gas storage to ex-franchise customers.

Section L: Additional Storage for Generators and Enbridge's Rate 316

Many of the issues which existed between Union and Enbridge and their generator customers were resolved in the Settlement Proposals which were filed and accepted by the Board in the NGEIR proceeding. These settlements deal with storage space parameters, increased deliverability for that space, and access to that enhanced space to balance on an intra-day basis. What remained unresolved was the pricing for the new high deliverability storage services for in-franchise generators.

The utilities had proposed in the NGEIR proceeding to offer these services at market-based rates and proposed that the Board refrain from regulating the rates for these services. The power generators took the position that storage services provided to them should be regulated at cost-based rates.

In the NGEIR Decision, APPrO's position was described as follows:

The Association of Power Producers of Ontario (APPrO) argued that the product it is more interested in – high deliverability storage – is not currently available in Ontario. APPrO argued that competition cannot exist for a product that is not yet introduced and pointed out that when it is introduced it will be available only from Ontario utilities as ex-Ontario suppliers will be constrained by the nomination windows specified by the North American Energy Standards Board (NAESB).

The NGEIR Decision stated:

With respect to APPrO's position, the Board is not convinced that high deliverability storage service is a different product. High deliverability storage may be a new service, but it is a particular way of using physical storage, which still depends upon the physical parameters of working capacity and deliverability.

In the Motions proceeding, APPrO stated that its position was and continues to be narrower than what was described by the NGEIR panel. APPrO was not seeking high deliverability storage. Rather, it was seeking services that would allow generators to manage their gas supply on an intra-day basis. It is not operationally possible for the generator to increase the rate at which gas can be delivered in and out of the storage space with deliverability from a supplier other than Union. Moreover, APPrO asserted that the frequent nominations windows required for such service are only available in Ontario from the utilities. Since this is a monopoly service, then it should be offered at cost.

Union argued that APPrO has not brought forward any new facts or changes in circumstance, nor has it demonstrated any error in the Board's original decision. It also stated that APPrO's assertion that high-deliverability storage is only available from the utility is demonstrably wrong and that there was sufficient evidence that high deliverability storage is available from others. Union disagreed with APPrO's position that deliverability could not be separated from storage space. Although this is correct in the physical context, Union submitted that there were substitutes for deliverability and storage space and gas-fired power generators could acquire their intra-day balancing needs from sources other than the utilities. This according to Union was clearly addressed in the original proceeding and considered by the Board in its decision and APPrO was simply seeking to re-argue its position that had already been fully canvassed.

Enbridge pointed out that any de-linking of storage and deliverability that occurred was as a result of the settlement agreed to by APPrO and the power generators with Enbridge. The settlement states that the allocation methodology for gas-fired generators' intra-day balancing needs is based on the assumption that high deliverability storage is available to those customers in the market.

APPrO has also raised an issue with some aspects of Rate 316 offered by Enbridge. Rate 316 was part of a proposal submitted by Enbridge during the NGEIR proceeding in response to generators' need for high deliverability storage service. As a result of the

Settlement Proposal, Enbridge's Rate 316 provides an allocation of base level deliverability storage at rolled in cost along with high deliverability storage at incremental cost to in-franchise gas fired generators. Section 1.5 of the Settlement Proposal indicates that generators are entitled to an allocation of 1.2% deliverability storage at rolled-in cost based rates.

Findings

In the Board's view, it is unclear from the NGEIR Decision whether the NGEIR panel took the implications of the Union settlement agreement into consideration. The NGEIR Decision does not provide sufficient clarity regarding the issues raised by APPrO. It appears that there are some practical limitations faced by gas-fired generators in that presently they can only access certain services from the utility. Although Union asserted that it is demonstrably wrong to suggest, as APPrO has, that "high-deliverability storage is only available from the utility" and that "there was sufficient evidence that high deliverability storage is available from others" this was not the finding expressed in the NGEIR Decision. In fact, at page 69 of the NGEIR Decision, the NGEIR Panel acknowledged this by stating that: "These services are not currently offered, indeed they need to be developed, and investments must be made in order to offer them." On the other hand, APPrO asserted that only TCPL offers some intra-day services but only in some parts of Ontario through a utility connection or a direct connection with TCPL. To the extent that APPrO's facts may be correct, there is sufficient question whether the NGEIR Decision erred by requiring that monopoly services be priced at market.

For these reasons, and given the potential material impact on power generators, the Board finds that the alleged errors raised by APPrO with respect to Union are material and relevant to the outcome of the decision, and that if the error is substantiated by a reviewing panel and corrected this could change the outcome of the decision. The Board will therefore pass this matter to a reviewing panel of the Board to investigate and make findings as it sees fit.

With respect to the Rate 316 issue, on page 70 of the NGEIR Decision, the Board stated:

The Board notes that Enbridge committed to offer Rate 316, whether or not the Tecumseh enhancement project goes ahead, and to price it on cost pass-through basis. The Board expects Enbridge to fulfill this commitment.

The Board further noted:

The Board will refrain from regulating the rates for new storage services, including Enbridge's high deliverability service from the Tecumseh storage enhancement and Rate 316, and Union's high deliverability storage, F24-S, UPBS and DPBS services.

At the motion hearing, APPrO indicated that it wanted the Board to issue an order requiring Enbridge to do what the Board has asked them to do, that is, to offer Rate 316 on a cost pass-through basis. Enbridge has already committed to offering this service in the Settlement Proposal and the Board has already noted this commitment in this decision. This panel does not see any further value to issuing an order stating the same.

However, there is some ambiguity with respect to Rate 316. The NGEIR decision seems to indicate that the Board will refrain from regulating Rate 316. Even so, the Enbridge NGEIR Rate Order has a tariff sheet for Rate 316 with storage rates for maximum deliverability of 1.2% of contracted storage space. This seems to indicate that Rate 316 is regulated for 1.2% deliverability storage and the Board has refrained from regulating rates for deliverability higher than 1.2%. It is difficult to recognize this distinction from the NGEIR Decision.

For these reasons, the Board finds that APPrO has raised a question as to the correctness of the order or decision in respect of the Rate 316 issue and that a review

panel of the Board could decide that the decision or order should be varied (by way of clarification or otherwise), cancelled or suspended.

Section M: Aggregate Excess Method of Allocating Storage

In the NGEIR proceeding, Union had proposed the “aggregate excess” method in allocating storage to its customers. The aggregate excess method is the difference between the amount of gas a customer is expected to use in the 151-day winter period and the amount that would be consumed in that period based on the customer’s average daily consumption over the entire year. Kitchener had proposed two alternative methodologies. The NGEIR Decision approved Union’s proposal.

Kitchener argued that the NGEIR Decision failed to take into account that the aggregate excess methodology, because it uses normal weather to estimate a customer’s storage allocation, unnecessarily increases utility rates and therefore offends the requirement of just and reasonable rates under sections 2 and 36 of the Act. Kitchener also argued that there is no evidence to support the Board’s conclusion that aggregate excess meets the reasonable load balancing requirements of the Kitchener utility.

Union argued that these issues were fully considered by the Board in its NGEIR Decision and that Kitchener has not brought forward any new evidence or any new circumstances; it is simply attempting to reargue its case.

Findings

With respect to Kitchener’s allegation that the NGEIR panel did not consider the impact on rates, the Board notes that the record in the NGEIR proceeding indicates that the impact on utility rates was examined extensively. The issue was raised in Kitchener’s pre-filed evidence at page 5 and again at page 14. The transcript from the proceeding also indicates that there was extensive discussion on costs (Volume 12, pages 39-133) during cross examination and additional undertakings were filed on the topic. The record also indicates that the previous Panel questioned the witnesses specifically with respect to the costs and a utility’s exposure to winter spot purchases (Volume 12, pages 183-184). The issue was again raised by Kitchener in argument (Volume 17, page 153)

and once again questions were posed to Kitchener's counsel by the NGEIR panel (Volume 17, pages 159-164).

The NGEIR Decision (pages 93 to 95) refers to Kitchener's alternatives and arguments and deals with that issue squarely when it finds that:

The Board does not agree that the allocation of cost based storage should be determined assuming colder than normal weather or that it should be designed to provide protection against a cold snap in April. To do so would result in in-franchise customers as a group being allocated more cost-based storage than they are expected to use in most winters. As noted in 6.2.2, the Board concludes that the objective of the allocation of cost-based storage space is to assign an amount that is reasonably in line with what a customer is likely to require. In the Board's view, that supports continuing the assumption of normal weather.

In the Board's view, the record clearly indicates that this issue was thoroughly examined in the NGEIR proceeding. The Board believes that Kitchener's claim that the NGEIR panel failed to account for the fact the aggregate excess methodology increases utility rates is without merit. Kitchener presented no new evidence or new circumstances which would convince the Board that this issue is reviewable.

To support its second claim (i.e. the Board erred because there is no evidence to support the Board's conclusion that the aggregate excess method meets the reasonable load balancing requirements of the Kitchener utility), Kitchener argues that the Board ignored the evidence which suggests that the actual allocation to Kitchener over the past 6 years has been at a contractual level which is 10.6% higher than aggregate excess.

The Board disagrees. Contrary to Kitchener's assertions, the NGEIR Decision clearly considers the fact that Kitchener's aggregate excess amount is 10.6% lower than its current contracted amount. Specifically, the NGEIR Decision states:

The current contract expires March 31, 2007 and Kitchener is seeking a long-term storage contract with Union effective April 1, 2007. It is concerned that its allocation of cost-based storage in a new contract will be restricted to the amount calculated under the aggregate excess method. Kitchener's current aggregate excess amount is 3.01 million GJ, 10.6% lower than the amount of cost-based storage in its current contract.

The NGEIR Decision also states:

The issue is whether Kitchener has made a compelling case that its use of storage is so different from the assumed use underlying the aggregate excess method that Union should be required to develop an allocation method just for Kitchener. The Board finds Kitchener has not successfully made that argument.

In view of the above, the Board is convinced that the NGEIR panel considered the evidence before it. The claim by Kitchener that the Board ignored the evidence in question and based its decision only on the evidence provided by Union is demonstrably incorrect.

Kitchener also claims that the Board committed an error in fact by stating (at page 85 of the NGEIR Decision), that Enbridge uses a methodology similar to that of Union's. In the Boards' view, this reference is simply to provide context and is clearly referring to the mathematical formula used to calculate the storage allocation. It is certainly not a matter capable of altering the decision on this point.

In conclusion, the Board finds that the matters raised by Kitchener are not reviewable.

Section N: Orders

Having made its determinations on the Motions, the Board considers it appropriate to make the following Orders.

The Board Orders That:

The Motions for Review are hereby dismissed without further hearing, with the following exceptions. The Board's findings on Union's 100 PJ cap on cost-based storage for in-franchise customers and the additional storage requirements for in-franchise gas-fired generators are reviewable for the purposes set out in this Decision.

Section O: Cost Awards

The eligible parties shall submit their cost claims by June 5, 2007. A copy of the cost claim must be filed with the Board and one copy is to be served on both Union and Enbridge. The cost claims must be done in accordance with section 10 of the Board's Practice Direction on Cost Awards.

Union and Enbridge will have until June 19, 2007 to object to any aspect of the costs claimed. A copy of the objection must be filed with the Board and one copy must be served on the party against whose claim the objection is being made.

The party whose cost claim was objected to will have until June 26, 2007 to make a reply submission as to why their cost claim should be allowed. Again, a copy of the submission must be filed with the Board and one copy is to be served on both Union and Enbridge.

DATED at Toronto, May 22, 2007

Original signed by

Pamela Nowina

Presiding Member and Vice Chair

Original signed by

Paul Vlahos

Member

Original signed by

Cathy Spoel

Member

Tab 14

**Ontario Energy Board Commission de l'énergie
de l'Ontario**



EB-2007-0905

**IN THE MATTER OF AN APPLICATION BY
ONTARIO POWER GENERATION INC.**

PAYMENT AMOUNTS FOR PRESCRIBED FACILITIES

DECISION WITH REASONS

November 3, 2008

EB-2007-0905

IN THE MATTER OF the *Ontario Energy Board Act, 1998*, S.O.1998,
c.15, (Schedule B);

AND IN THE MATTER OF an application by Ontario Power Generation
Inc. pursuant to section 78.1 of the *Ontario Energy Board Act, 1998* for an
Order or Orders determining payment amounts for the output of certain of
its generating facilities.

BEFORE: Gordon Kaiser
Presiding Member & Vice Chair

Cynthia Chaplin
Member

Bill Rupert
Member

DECISION WITH REASONS

NOVEMBER 3, 2008

Table of Contents

1	INTRODUCTION.....	1
1.1	The Prescribed Generation Facilities	1
1.2	OPG's Application	4
1.3	Legislative Requirements and Scope of Board Review	7
1.4	General Approach to Statutory Interpretation.....	14
1.5	Summary of Board Findings.....	15
2	NUCLEAR FACILITIES.....	17
2.1	Production Forecast	17
2.2	Operating, Maintenance and Administration Costs	19
2.3	Nuclear Advertising	32
2.4	Nuclear Fuel.....	33
2.5	Capital Expenditures	34
2.6	Nuclear Refurbishment and New Build	35
2.7	Other Revenues	38
3	HYDROELECTRIC	39
3.1	Production Forecast	39
3.2	Operating Costs	40
3.3	Capital Expenditures	41
3.4	Other Revenues	45
3.5	Design of Payment Amount.....	50
4	CORPORATE COSTS	57
4.1	Corporate Cost Allocation Methodology	57
4.2	Corporate Costs – Regulatory Affairs.....	61
5	NUCLEAR WASTE MANAGEMENT AND DECOMMISSIONING	63
5.1	Background	63
5.2	OPG's Proposed Treatment of Nuclear Liabilities.....	69
5.3	The Issues and Board Findings.....	72
6	BRUCE NUCLEAR STATIONS: OPG's REVENUES AND COSTS	99
7	DEFERRAL AND VARIANCE ACCOUNTS.....	113
7.1	Existing Nuclear Accounts.....	113
7.2	Existing Hydroelectric Accounts	120
7.3	Test Period Deferral and Variance Accounts	122
7.4	Interest Rates	129
8	RATE BASE AND COST OF CAPITAL	133
8.1	Rate Base.....	133
8.2	Capital Structure and Cost of Capital – Introduction	134
8.3	Capital Structure.....	135
8.4	Return on Equity.....	150
8.5	Cost of Debt	162
9	DESIGN AND DETERMINATION OF PAYMENT AMOUNTS.....	167
9.1	Tax Losses and Rate Mitigation	167
9.2	Nuclear Payment Structure	172
9.3	Hydroelectric Payment Structure.....	175
10	IMPLEMENTATION	177

Appendices:

- A- Procedural Details Including Lists of Parties and Witnesses
- B- Approvals Sought by OPG in EB-2007-0905
- C- Decision on Interim Payments in EB-2007-0905
- D- Section 78.1 of the *Ontario Energy Board Act, 1998*, S.O.1998, c.5 (Schedule B)
- E- Ontario Regulation 53/05
- F- Memorandum of Agreement between OPG and the Province of Ontario

1 INTRODUCTION

This proceeding concerned an application by Ontario Power Generation Inc. (OPG) under section 78.1 of the *Ontario Energy Board Act, 1998*, S.O. 1998, c. 15 (Schedule B) (*OEB Act*) requesting Board approval for payment amounts with respect to six hydroelectric generating stations and three nuclear generating stations owned and operated by OPG.

This was an unusual proceeding in at least two respects. First, until now the Board has not regulated the prices charged by electricity generators in Ontario. Second, regulations under the *OEB Act* constrain in some important respects the scope of the Board's consideration of OPG's application as compared to the scope of the Board's hearings on rates charged by transmitters and distributors.

This chapter briefly describes the generation facilities in question and summarizes OPG's application. It also describes the legislative framework that governs the Board's setting of payment amounts for OPG's facilities and how that framework affected this proceeding.

Details of the procedural aspects of this proceeding are contained in Appendix A.

1.1 The Prescribed Generation Facilities

OPG requested that the Board approve payment amounts for nine generating stations. These facilities, and their nameplate capacities, are listed in Table 1-1. These plants are referred to as the "prescribed generation facilities" under regulations to the *OEB Act*, and that term is used extensively in this decision. (OPG's other generating facilities are unregulated, including various hydroelectric and fossil fuel stations.)

The nine generating stations have a combined capacity of 9,938 MW, or about 45% of OPG's total generation capacity. The Sir Adam Beck Pump Generating Station, which is integrated with the Beck complex, provides the bulk of the peaking capability from OPG's regulated facilities. The other plants are "baseload" facilities although the other hydroelectric facilities have some minor peaking capability.

Table 1-1: Prescribed Generation Facilities

Hydroelectric		Nuclear	
Station	Capacity	Station	Capacity
Sir Adam Beck I	447 MW	Pickering A NGS	1,030 MW
Sir Adam Beck II	1,499 MW	Pickering B NGS	2,064 MW
Sir Adam Beck Pump Generating Station	174 MW	Darlington NGS	3,512 MW
DeCew Falls I and II	167 MW		
R.H Saunders	1,045 MW		
Total	3,332 MW		6,606 MW

The prescribed hydroelectric generation facilities are owned directly by OPG and are not held in a subsidiary or other separate legal entity. The nuclear stations are held in wholly-owned subsidiaries of OPG. The prescribed facilities essentially are operated as two divisions of OPG – Regulated Hydroelectric and Regulated Nuclear.

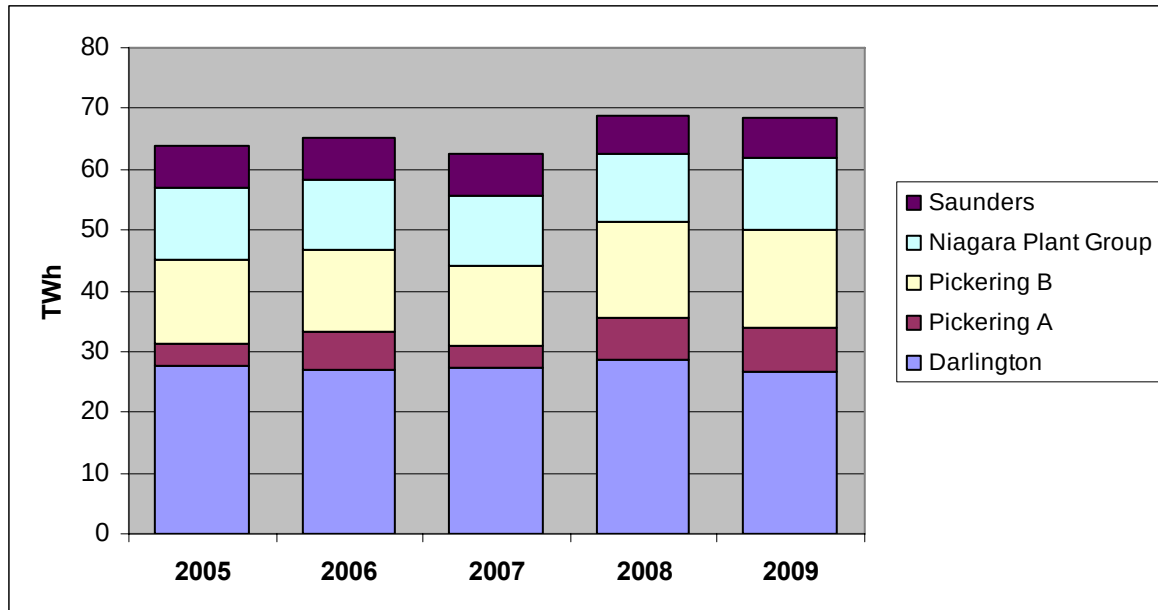
From the opening of the Ontario wholesale power market on May 1, 2002 until March 31, 2005, the price charged by OPG for output from these plants was not subject to regulation by either the government of Ontario or the Board. OPG sold output from these plants into the hourly market operated by the Independent Electricity System Operator (IESO) and received the market price. The company was obligated, however, to make rebates to consumers pursuant to a Market Power Mitigation Agreement (MPMA), which had the effect of constraining OPG's total revenues.

Effective April 1, 2005, the government of Ontario eliminated the MPMA rebate mechanism. Amendments to the *OEB Act* gave the government the authority to set prices for output from the prescribed facilities. The payment amounts were set at \$33.00 per mega-watt hour (MWh) for hydroelectric production up to 1900 MWh per hour, with market pricing for hydroelectric production greater than 1,900 MWh in any hour. The payment for nuclear output was set at \$49.50 per MWh. OPG continues to offer the output of these plants into the IESO market but the amounts paid monthly to OPG by the IESO are based on the regulated payment amounts, not hourly spot market prices.

The prescribed facilities generate a significant portion of Ontario's electrical energy. Production for the past three years and forecast production for 2008 and 2009 are

shown in Chart 1-1. (The Niagara Plant Group is comprised of the Beck and DeCew Falls plants.) In 2007, the nine stations generated 62.4 terra-watt hours (TWh) of electrical energy, or over 40% of the electrical energy used by Ontario consumers.

Chart 1-1: Actual and Forecast Energy Production



Sources: Ex. E1-1-2, Table 1; Ex. E2-1-1, Tables 2a and 2b.

OPG is subject to the terms of a Memorandum of Agreement (MOA), dated August 17, 2005, with the Province that sets out the Province's expectations regarding OPG's mandate, governance, performance, and communications. Key aspects of the MOA include:

- OPG has a commercial mandate, and is to operate on a financially sustainable basis and maintain the value of its assets for its shareholder.
- OPG's key nuclear objective is to reduce the risk exposure to the Province arising from its investment in nuclear generating stations.
- OPG is to seek continuous improvement in its nuclear generation business and internal services. OPG will benchmark its performance in these areas against CANDU reactors worldwide as well as against the top quartile of private and publicly-owned nuclear generators in North America.

The MOA is attached as Appendix F to this decision.

1.2 OPG's Application

Section 78.1 of the *OEB Act* requires that the payment amounts set by the regulation stay in effect until the later of (i) March 31, 2008, and (ii) the effective date of the Board's first order.

In its application, which was filed November 30, 2007, OPG requested that the Board set new payment amounts based on a 21-month test period from April 1, 2008 to December 31, 2009. The new payment amounts proposed by OPG are based on a forecast cost-of-service methodology. OPG also sought an interim order from the Board for increased payment amounts effective April 1, 2008.

In February 2008, the Board held a hearing on OPG's request for an interim order. The Board did not grant OPG's request for increased payments on an interim basis but it did order that the current payment amounts be made interim as at April 1, 2008. Given the provisions of Section 78.1 of the *OEB Act* and the related regulation O. Reg. 53/05, a direct result of the Board's decision to make the current payment amounts interim was that the effective date of the Board's first order under Section 78.1 would be April 1, 2008.¹ Although that decision set the effective date as April 1, 2008, it was not necessary at that time for the Board to determine whether the new payment amounts would be the same as, or different from, the existing payment amounts. The issue of the implementation for new payment amounts remained outstanding and is addressed in Chapter 10.

OPG's proposed revenue requirement and revenue deficiency are summarized in Table 1-2. OPG's proposed revenue requirement is approximately \$6.4 billion for the 21-month test period. If the current payment amounts were to stay in place until December 31, 2009, OPG estimated that the prescribed facilities would generate \$5.4 billion of revenue for the 21-month period, about \$1 billion less than OPG claims it requires. OPG has asked for increases in the payment amounts for the prescribed facilities to offset a large part, but not all, of that revenue deficiency. The company proposed a mitigation measure that would reduce the deficiency by \$228 million, and asked for new payment amounts that would cover the remaining estimated deficiency of \$798 million.

¹ The Board's oral decision is at pages 111 to 118 of the transcript, "EB-2007-0905, Motion for Interim Order, February 7, 2008" and is reproduced in Appendix C.

Table 1-2: OPG's Proposed Revenue Requirement

	Hydroelectric			Nuclear			Test Period Total
	2008	2009	Test period	2008	2009	Test period	
<i>\$ millions</i>							
Expenses	9 months	12 months	21 months	9 months	12 months	21 months	
OM&A	\$ 93.1	\$ 119.0	\$ 212.0	\$ 1,587.7	\$ 2,078.7	\$ 3,666.4	\$ 3,878.4
Gross revenue charge/nuclear fuel	179.9	244.1	423.9	125.7	204.2	329.9	753.8
Depreciation and amortization	47.1	63.2	110.3	221.5	316.4	537.9	648.2
New nuclear build/refurbishment	-	-	-	75.0	90.0	165.0	165.0
Property and capital taxes	6.5	8.7	15.2	16.3	22.0	38.4	53.6
Income taxes	-	-	-	-	-	-	-
Cost of Capital							
Short-term debt	5.8	6.0	11.8	5.2	5.4	10.6	22.4
Long-term debt	65.4	91.5	156.9	59.2	82.4	141.5	298.4
Return on equity	175.7	233.6	409.3	158.9	210.3	369.2	778.5
Other Revenue							
Ancillary and other	(24.3)	(33.1)	(57.4)	(49.4)	(50.9)	(100.3)	(157.7)
Bruce NGS (net)	-	-	-	(51.8)	(82.6)	(134.3)	(134.3)
Deferral, variance account recovery	(1.2)	(1.6)	(2.8)	55.7	72.5	128.2	125.4
Revenue Requirement	548.0	731.4	1,279.3	2,204.1	2,948.4	5,152.5	6,431.8
Forecast Revenue Based on Current Payment Amounts	427.1	611.1	1,038.2	1,897.7	2,470.2	4,367.9	5,406.1
Revenue Deficiency	120.9	120.3	241.1	306.4	478.2	784.6	1,025.7
Mitigation	(90.1)			(137.9)			(228.0)
Revenue Deficiency, net of mitigation	\$ 151.0			\$ 646.7			\$ 797.7

Sources: Ex. A1-3-1, Tables 1 and 2; Ex. J1-2-1, Tables 2 and 3; Ex. F2-2-2, Table 1; Ex. K1-1-1, Table 3; Ex. K1-2-1, Table 1; Ex. K1-3-1, Table 1.

The principal reasons cited by OPG for the significant revenue deficiency are:

- **Capital structure/return on equity** – OPG proposed a deemed capital structure of 42.5% debt and 57.5% equity (current payment amounts are based on a capital structure of 55% debt and 45% equity). OPG also requested an increase in the return on equity to 10.5% from the 5% that was used to set current payment amounts. This issue is addressed in Chapter 8.
- **Rate base** – A higher rate base due largely to an increase at the end of 2006 in nuclear waste management and decommissioning liabilities. This issue is addressed in Chapter 5.

- **Operating expenses** – Increased operations, maintenance and administrative (OM&A) expense for the nuclear facilities, increased nuclear fuel expense, and the inclusion of interest expense on other post-employment benefit obligations, which was not included when the current payment amounts were set. This issue is addressed in Chapter 2.

Table 1-3 sets out the payment amounts proposed by OPG compared to current amounts. (Per MWh amounts and percentage increases in Table 1-3 are calculated assuming the new payments went into effect on April 1, 2008.)

Table 1-3: Proposed Payment Amounts

<i>(\$ per MWh except fixed payment)</i>	Hydroelectric	Nuclear
Current	\$33.00	\$49.50
Proposed		
Fixed payment	-	\$1,221.6 million
Variable	\$37.90	\$41.50
Deferral account rate rider	-	\$1.45
Net effective rate	\$37.90	\$56.85
% increase	14.8%	14.9%

OPG estimated that the proposed new payment amounts would increase the commodity portion of the bill by 5.1% for a typical Ontario electricity customer consuming 1,000 kWh per month.

The company proposed that it continue to charge only a per MWh amount for output from the hydroelectric facilities. OPG proposed a change to the incentive mechanism under which it receives market prices for some of the output from the hydroelectric plants. This issue is addressed in Chapter 3.

OPG proposed a new payment structure for the nuclear facilities, which would provide OPG with \$1.2 billion over the test period (payable in equal monthly instalments) irrespective of the amount of energy produced by the nuclear plants. As a result of this fixed payment, the variable charge for nuclear output would decline from \$49.50 to \$41.50 per MWh, or to \$42.95 per MWh if the nuclear deferral account rate rider is

included. Under the current 100% variable payment structure, OPG would need to charge \$56.85 per MWh (“net effective rate” in Table 3) to collect its proposed nuclear revenue requirement. This issue is addressed in Chapter 9.

The complete list of approvals sought by OPG is contained in Appendix B.

1.3 Legislative Requirements and Scope of Board Review

This is the first time the Board has set prices for an electricity generator. The Board has considerable experience in setting rates for electricity and natural gas distributors and transmitters that are, in substance if not legally, monopoly providers of energy delivery services. The electricity generation business in Ontario, however, is very different from distribution and transmission of electricity and gas. For example, there is no “market” for distribution of electricity to homes and businesses but there is a market in the electricity commodity that is produced by OPG and other generators. And, unlike the electricity and natural gas distributors that are subject to rate regulation, generators do not have an “obligation to serve.”

Given that this is a new activity for the Board, and in light of the differences between the electricity generation and energy delivery businesses, the Board determined that it needed to carefully consider the appropriate regulatory methodology before OPG filed an application. In 2006, the Board consulted with consumer groups, electricity retailers, generators (including OPG), and other stakeholders on a variety of possible regulatory approaches. In the end, the Board determined that it would use a cost-of-service methodology to set the initial payment amounts for the prescribed generation facilities.² It left open the possibility of using an incentive regulation mechanism for subsequent payment orders.

Section 78.1(1) of the *OEB Act* establishes the Board’s authority to set the payment amounts for the prescribed generation facilities. Section 78.1(4) states: “The Board shall make an order under this section in accordance with the rules prescribed by the regulations and may include in the order conditions, classifications or practices, including rules respecting the calculation of the amount of the payment.”

² EB-2006-0064, Board Report, *A Regulatory Methodology for Setting Payment Amounts for the Prescribed Generation Assets of Ontario Power Generation Inc.*, November 30, 2006.

Ontario Regulation 53/05, *Payments Under Section 78.1 of the Act*,³ (O. Reg. 53/05) provides that the Board may establish the form, methodology, assumptions and calculations used in making an order that sets the payment amounts. O. Reg. 53/05 also includes detailed rules that govern the determination of some components of the payment amounts.

O. Reg. 53/05 affects the setting of payment amounts in three significant ways:

- It requires OPG to establish certain deferral and variance accounts and requires the Board to ensure recovery of the balances, subject to conditions in some cases;
- It requires the Board to ensure OPG recovers costs incurred and firm financial commitments related to certain activities. This requirement extends to costs and revenues of activities that are not related to the ongoing operation and maintenance of the prescribed facilities.
- It requires the Board to accept, in making its first order under section 78.1, certain financial values as set out in OPG's audited financial statements.

Each of these items is discussed below.

1.3.1 Transitional deferral and variance accounts

The initial version of O. Reg. 53/05, which was released in February 2005, required OPG to establish five variance accounts and one deferral account for the period up to the date of the Board's first order. Two additional transitional deferral accounts were added through amendments to the regulation in 2007 and 2008. The transitional accounts are listed in Table 1-4.

According to OPG, the total balance of all transitional variance and deferral accounts as at December 31, 2007, including some accounts that are not explicitly authorized by O. Reg. 53/05, is \$339.3 million. These accounts are discussed in Chapter 7 of this decision.

³ O. Reg. 53/05, *Payments Under Section 78.1 of the Act*, made February 16, 2005 and amended June 6, 2005, February 7, 2007, and February 13, 2008. O. Reg. 53/05 is reproduced in Appendix E.

O. Reg. 53/05 constrains the scope of the Board's review of the transitional variance and deferral account balances. For all accounts, the regulation sets the rate to be used to record interest on the balances, specifies the maximum recovery periods, and requires that the balances be recovered on a straight-line basis. For some accounts the regulation provides the Board with discretion to evaluate the prudence of the costs. In other cases, the Board is required to accept the account balances as set out in OPG's December 31, 2007 audited financial statements.

Table 1-4: Transitional Variance and Deferral Accounts per Regulation 53/05

Account	Reg. 53/05 Reference	OEB Discretion to Evaluate Prudence?
Differences in hydroelectric electricity production due to differences between forecast and actual water conditions	5(1)(a)	Yes
Unforeseen changes to nuclear regulatory requirements or unforeseen technological changes which directly affect the nuclear generation facilities	5(1)(b)	Yes
Changes in revenues for ancillary services	5(1)(c)	Yes
Acts of God, including severe weather events	5(1)(d)	Yes
Transmission outages and transmission restrictions that are not otherwise compensated for through congestion management settlement credits under the market rules	5(1)(e)	Yes
Non-capital costs incurred on or after January 1, 2005 that are associated with the planned return to service of all units at the Pickering A Nuclear Generating Station ⁴	5(4)	No
The revenue requirement impact of any change in OPG's nuclear liabilities resulting from a reference plan approved after April 1, 2008 ⁵	5.1	No
Costs incurred on or after June 13, 2006 in the course of planning and preparation for new nuclear facilities ⁶	5.3	Yes

The only significant interpretation issues in respect of transitional accounts related to the Section 5.1 account, the revenue requirement impact of a change in nuclear

⁴ In February 2007, the regulation was amended to allow OPG to include in this account costs related to Units 2 and 3 at Pickering A, which OPG's board of directors had determined would not return to service.

⁵ Effective December 31, 2006, OPG recorded a significant increase in its nuclear decommissioning and waste management liabilities pursuant to a new approved reference plan under the Ontario Nuclear Funds Agreement. In February 2007, O. Reg. 53/05 was amended to require OPG to establish a transitional nuclear liability deferral account to record the revenue requirement impact of this change.

⁶ The transitional nuclear development deferral account was authorized pursuant to a February 2008 amendment to Regulation 53/05.

liabilities. The issues were how the “revenue requirement impact” should be determined and whether the regulation permits OPG to include in the account costs arising from a change in the nuclear liabilities related to the Bruce nuclear generating stations. That issue is addressed in Chapters 5 and 6 of this decision.

1.3.2 Continuing deferral and variance accounts

The regulation requires that OPG establish three variance or deferral accounts to capture certain costs incurred on and after the effective date of the Board’s first order. The three required accounts are:

- Section 5(4) – Pickering A return to service deferral account (continuation of transitional account);
- Section 5.2 – Nuclear liability deferral account to capture the revenue requirement impact of changes in OPG’s nuclear liabilities arising from new approved reference plans; and
- Section 5.4 – Nuclear development variance account to capture differences between (a) actual non-capital costs incurred by OPG in the development of proposed new nuclear facilities, and (b) the amount of any such non-capital costs included in the payments set by the Board.

As with the transitional deferral and variance accounts, O. Reg. 53/05 specifies the method and maximum period of recovery. The interest rate on the accounts is to be set by the Board.

In addition to these accounts, OPG has requested Board approval for several other deferral and variance accounts, as discussed in Chapter 7 of this decision.

1.3.3 Assured recovery of certain costs and firm financial commitments

In addition to the requirements related to recovery of variance and deferral accounts, O. Reg. 53/05 also directs the Board to ensure OPG recovers certain other costs. The relevant sections of the regulation are reproduced below.

6(2)4 – Costs to increase output from or to refurbish prescribed facilities

The Board shall ensure that Ontario Power Generation Inc. recovers capital and non-capital costs, and firm financial commitments incurred to increase the output of, refurbish or add operating capacity to a generation facility referred to in section 2, including, but not limited to, assessment costs and pre-engineering costs and commitments,

i. if the costs and financial commitments were within the project budgets approved for that purpose by the board of directors of Ontario Power Generation Inc. before the making of the Board's first order under section 78.1 of the Act in respect of Ontario Power Generation Inc., or

ii. if the costs and financial commitments were not approved by the board of directors of Ontario Power Generation Inc. before the making of the Board's first order under section 78.1 of the Act in respect of Ontario Power Generation Inc., if the Board is satisfied that the costs were prudently incurred and that the financial commitments were prudently made.

6(2)4.1 – New nuclear development

The Board shall ensure that Ontario Power Generation Inc. recovers the costs incurred and firm financial commitments made in the course of planning and preparation for the development of proposed new nuclear generation facilities, to the extent the Board is satisfied that,

- i. the costs were prudently incurred, and
- ii. the financial commitments were prudently made.

6(2)8 – Revenue requirement impact of nuclear decommissioning liability

The Board shall ensure that Ontario Power Generation Inc. recovers the revenue requirement impact of its nuclear decommissioning liability arising from the current approved reference plan.

6(2)9 – OPG's costs related to the Bruce nuclear generating stations

The Board shall ensure that Ontario Power Generation Inc. recovers all the costs it incurs with respect to the Bruce Nuclear Generating Stations.

6(2)10 – Bruce Revenues in Excess of Costs

If Ontario Power Generation Inc.'s revenues earned with respect to any lease of the Bruce Nuclear Generating Stations exceed the costs Ontario Power Generation Inc. incurs with respect to those Stations, the excess shall be applied to reduce the amount of the payments required under subsection 78.1 (1) of the Act with respect to output from the nuclear generation facilities referred to in paragraphs 3, 4 and 5 of section 2 [Pickering A, Pickering B, Darlington].

Two of the categories listed above (new nuclear development, and the revenues and costs of the Bruce nuclear stations) are for costs that are not related to the prescribed facilities. Thus, O. Reg. 53/05 requires the Board to take into account costs and

revenues of unregulated activities when setting payment amounts for regulated activities.

Issues that arose in the hearing on these sections of the regulation included: the method to be used to determine the “revenue requirement impact” of nuclear decommissioning and waste management liabilities (Chapter 5); the method of determining OPG’s revenues and costs related to the Bruce nuclear stations (Chapter 6); and, whether Section 6(2)4 permits OPG to recover non-capital costs incurred before April 1, 2008 (Chapter 7).

1.3.4 Acceptance of certain values in OPG’s 2007 financial statements

O. Reg. 53/05 requires that, in making its first order, the Board accept certain financial values set out in OPG’s audited financial statements. Sections 6(2)5 and 6(2)6 of the regulation state:

5. In making its first order under section 78.1 of the Act in respect of Ontario Power Generation Inc., the Board shall accept the amounts for the following matters as set out in Ontario Power Generation Inc.’s most recently audited financial statements that were approved by the board of directors of Ontario Power Generation Inc. before the effective date of that order:

- i. Ontario Power Generation Inc.’s assets and liabilities, other than the variance account referred to in subsection 5 (1), which shall be determined in accordance with paragraph 1.
- ii. Ontario Power Generation Inc.’s revenues earned with respect to any lease of the Bruce Nuclear Generating Stations.
- iii. Ontario Power Generation Inc.’s costs with respect to the Bruce Nuclear Generating Stations.

6. Without limiting the generality of paragraph 5, that paragraph applies to values relating to,

- i. capital cost allowances,
- ii. the revenue requirement impact of accounting and tax policy decisions, and
- iii. capital and non-capital costs and firm financial commitments to increase the output of, refurbish or add operating capacity to a generation facility referred to in section 2.

The most recent audited financial statements approved by OPG’s Board of Directors are as at and for the year ended December 31, 2007.

OPG identified the amounts in the 2007 audited financial statements that it believes the Board must accept. A summary of OPG's submission is shown in Table 1-5.

Table 1-5: OPG's Position on Financial Statement Amounts That the Board Must Accept

Description	Amount (\$ millions)	Impact on Payment Amounts
Assets		
Fuel Inventory	\$231	Opening rate base
Materials and supplies	420	Opening rate base
Fixed assets in service	7,901	Opening rate base; depreciation expense for prescribed facilities and Bruce
Construction work in progress	509	Addition to rate base during test period
Net regulatory assets	356	Deferral/variance account recovery
Liabilities		
Long-term debt	4,065	Deemed interest expense in test period
Deferred revenue	132	Bruce NGS revenue during test period
Regulatory liabilities	14	Deferral/variance account recovery

Source: Exhibit 2.7.

Under OPG's interpretation of these sections of O. Reg. 53/05, the Board has very little discretion in determining the amount of OPG's rate base. The rate base proposed by OPG is based mainly on amounts that OPG submits the Board must accept (fixed assets, inventory, material and supplies at December 31, 2007), and a significant portion of additions to rate base during the test period are made up of costs that are classified as construction work in progress in the 2007 financial statements.

The following chapters in this decision cover the major issues addressed in this proceeding – nuclear and hydroelectric OM&A and capital expenditures, nuclear waste management and decommissioning liabilities, revenues and costs related to OPG's lease of the Bruce nuclear generating stations, deferral and variance accounts, cost of capital, and the design of the payment amounts. As is evident in these chapters, O. Reg. 53/05's requirements on deferral accounts, assured cost recovery, and

acceptance of financial statement amounts were relevant to the Board's deliberation and findings on most of the major issues in this case.

1.4 General Approach to Statutory Interpretation

As stated previously in this chapter, Section 78.1(1) of the *OEB Act* establishes the Board's authority to set the payment amounts for the prescribed generation facilities, and Section 78.1 (4) requires, among other things, that the Board shall make an order under that section in accordance with the rules prescribed by the regulations. O. Reg. 53/05 includes detailed rules that govern the determination of some components of the payment amounts.

When interpreting Section 78.1 and O. Reg. 53/05, the Board applied the modern principle of statutory interpretation cited and adopted by the Supreme Court of Canada,⁷ and referred to by Board staff in its legal submissions:

Today there is only one principle or approach, namely, the words of an Act are to be read in their entire context, in their grammatical and ordinary sense harmoniously with the scheme of the Act, the object of the Act and the intention of Parliament.⁸ (the "modern principle")

Board staff's legal submissions concerning the principles of statutory interpretation and the relevant statutory framework were not challenged by any party, and were accepted and relied upon by the Board.

In addition, the Board relied upon *Monsanto Canada Inc. v. Superintendent of Financial Services* and *Biolysse Pharma Corporation v. Bristol-Myers Squibb*, in which the Supreme Court of Canada discussed and applied the modern principle to the interpretation of regulations.

⁷ The Supreme Court of Canada has cited the modern principle in such cases as *Monsanto Canada Inc. v. Superintendent of Financial Services* [2004] 3 S.C.R. 152 and *Biolysse Pharma Corporation v. Bristol-Myers Squibb* [2005] 1 S.C.R. 533.

⁸ Board Staff Submissions, p. 3. citing Ruth Sullivan, *Sullivan and Driedger on the Construction of Statutes* (4th ed.), Butterworths (Toronto), 2002, p.1.

1.5 Summary of Board Findings

The Board has reduced OPG's requested revenue requirement in a number of areas. The following list summarizes those adjustments; the details of the findings are contained in the subsequent chapters of this decision:

- A reduction in Base OM&A for the Pickering A nuclear station
- A reduction in nuclear advertising expense
- An increase in the revenue attributable to various activities in the hydroelectric business (segregated mode operation and water transactions)
- A reduction in the revenue requirement related to the nuclear waste management and decommissioning liabilities
- A reduction in the deemed equity ratio from the proposed level
- A reduction in the return on equity to 8.65% from the proposed level of 10.5%
- An increase in the revenue attributable to the Bruce nuclear station
- An increase in the revenue requirement due to adjustments to the balances in various deferral and variance accounts and an adjustment to the proposed recovery period for one account
- A reduction in the level of mitigation to be provided by OPG

OPG applied for a total revenue requirement of \$6,203.8 million for the 21 month period. The Board does not yet have all of the data necessary to establish the final revenue requirement. Based on the data the Board does have, the Board estimates that the revenue requirement will be approximately \$6,017 million for the 21 month period. The Board further estimates that the resulting impact will be an approximate 8.5% increase in the per MWh payment amounts.

2 NUCLEAR FACILITIES

OPG operates by far the largest nuclear fleet in Canada and one of the largest in North America. OPG's prescribed nuclear facilities – Pickering A, Pickering B and Darlington – have a combined generating capacity of 6,606 MW, or twice the capacity of the company's prescribed hydroelectric facilities.

This chapter deals with issues related to the prescribed nuclear facilities –the nuclear production forecast, operating, maintenance and administration expenses (OM&A), capital expenditures, fuel costs, and other revenue. This chapter also addresses costs related to new nuclear facilities and the possible refurbishment of existing nuclear units.

2.1 Production Forecast

Forecast nuclear production is 51.4 TWh for 2008 and 49.9 TWh for 2009. For the 21-month test period, forecast production is 88.2 TWh. Actual and forecast production for the prescribed nuclear facilities are set out in Table 2-1.

Table 2-1: Nuclear Production (TWh)

	2005	2006	2007	2008 Forecast	2009 Forecast
Nuclear stations:					
Darlington	27.6	27.0	27.2	28.6	26.6
Pickering A	3.6	6.4	3.6	7.1	7.3
Pickering B	13.9	13.5	13.4	15.7	16.0
Total - Nuclear stations	45.1	46.9	44.2	51.4	49.9
Unit capacity factor (%)	83.8	81.5	77.1	88.7	86.2
Planned outages (days)	345.8	323.5	331.2	254.1	343.4
Forced extensions of planned outages (days)	39.8	167.0	131.2	-	-
Forced loss rate (%)	5.4	6.4	11.7	5.1	4.2

Source: Ex. E2-1-1, Table 1

OPG's forecast of nuclear production starts with the assumption that all units run every hour of the year at a 100% capacity factor. From that full capacity output of

approximately 58 TWh, OPG deducts production that will not occur due to planned outages and an estimate of forced production outages. OPG also deducts a fleet uncertainty adjustment, typically 0.5 TWh (around 1% of forecast production), to bring the fleet level production to within acceptable confidence limits.

OPG is not seeking a variance account for deviations between actual production and forecast. Accordingly, any variance of the forecast from actual production will be OPG's risk.

None of the intervenors objected to OPG's forecast although Energy Probe Research Foundation (Energy Probe) argued that, given OPG's past performance, the Board should be skeptical of the production forecasts and the estimated forced loss rates (FLR). OPG responded that history does not necessarily repeat itself and that OPG has taken measures to improve its production performance. OPG further claimed that while the production target is challenging, this forecast will incent the organization to achieve maximum generation while ensuring safe and reliable operation.

OPG also questioned submissions by Board staff that the fleet level uncertainty adjustment factor does not reflect historical performance. OPG replied that unplanned outages are properly captured by the FLR, not the fleet level uncertainty adjustment.

Board Findings

Except for forecast production for the Pickering A station, OPG's forecast nuclear production is line with its past experience. Darlington production is expected to fall off slightly in 2009 due to a required four-unit outage for vacuum building inspection.

OPG is forecasting substantially higher production from the two Pickering A units than occurred during 2005 to 2007. OPG expressed confidence in its ability to achieve a higher capacity factor at Pickering A. The Board notes that OPG will be at risk if actual production is less than forecast.

The Board accepts the OPG forecast of nuclear production of 88.2 TWh and directs that OPG use that amount to derive the nuclear payment amount for the test period.

2.2 Operating, Maintenance and Administration Costs

OPG forecast total OM&A costs of \$2,184.6 million for 2008 and \$2,168.7 million for 2009. Table 2-2 shows the components of actual and forecast nuclear OM&A. Those amounts include forecast OM&A costs of \$100 million in 2008 and \$90 million in 2009 related to preparatory work on new nuclear facilities and the possible refurbishment of existing units. Those costs, which are subject to specific provisions in O. Reg. 53/05, are not related to the operations of the prescribed facilities. The new generation development and refurbishment OM&A costs are shown separately in Table 2-2 and are addressed in section 2.6 of this decision.

Table 2-2: Total OM&A Expenses

\$ millions	2005 ⁹	2006	2007	2008 Forecast	2009 Forecast	CAGR 2005-2009
Base OM&A (see Table 2-3)	\$1,035.1	\$1,122.3	\$1,181.6	\$1,260.8	\$1,278.0	5.4%
Project OM&A	155.9	142.0	111.6	144.6	137.1	-3.2%
Outage OM&A	163.0	187.7	215.6	192.2	207.9	6.3%
Allocation of corporate costs ¹⁰	356.2	423.2	446.8	457.0	430.2	4.8%
Asset service fee	14.7	30.8	33.2	29.9	25.5	14.8%
Total OM&A (before new generation development)	\$1,724.9	\$1,906.0	\$1,988.8	\$2,084.5	\$2,078.7	4.8%
New generation development/ refurbishment	1.3	11.5	35.0	100.0	90.0	
Total OM&A	\$1,726.5	\$1,917.5	\$2,023.8	\$2,184.5	\$2,168.7	5.9%

Sources: Ex. F2-1-1, Table 1; F2-2-1, Table 1.

Base OM&A, which accounts for 60% of total OM&A, includes costs incurred at the three nuclear stations as well as the costs of common nuclear support divisions, nuclear services, and waste and transportation services.

⁹ 2005 total excludes impairment charges and write-offs related to Pickering A, Unit 2.

¹⁰ The allocation of corporate costs is addressed in Chapter 4 of this decision.

The components of actual and forecast Base OM&A are set out in Table 2-3 below. Over the period 2005 to 2009, the Base OM&A expenses for Darlington increase at an average annual compound rate of 6.7%, compared to 3.9% for Pickering A and 2.8% for Pickering B.

Table 2-3: Base OM&A (excluding new generation development and refurbishment)

<i>\$ millions</i>	2005	2006	2007	2008 Forecast	2009 Forecast	CAGR 2005-2009
Nuclear stations:						
Darlington	\$ 243.1	\$ 278.6	\$ 294.6	\$ 311.2	\$ 314.9	6.7%
Pickering A	172.9	169.5	177.1	197.7	201.3	3.9%
Pickering B	246.9	263.2	272.7	278.6	275.7	2.8%
Total - Nuclear stations	662.8	711.3	744.5	787.5	791.9	4.5%
Nuclear support divisions	341.2	371.0	393.2	414.0	424.0	5.6%
Nuclear services ¹¹	26.9	35.5	39.1	54.1	56.6	20.4%
Waste and transportation services	4.2	4.5	4.8	5.3	5.6	7.5%
Total Base OM&A	\$ 1,035.1	\$ 1,122.3	\$ 1,181.6	\$ 1,260.9	\$1,278.0	5.4%

Source: Ex F2-2-1, Table 1

Forecast Project OM&A costs include \$5.1 million for the possible Pickering B Refurbishment (which is addressed in section 2.6 of this decision), \$40.6 million for work to isolate Pickering A units 2 and 3 (P2/P3 isolation project), \$58.4 million for Infrastructure, and \$52.2 million for listed work awaiting release approval. The P2/P3 isolation project involves moving, isolating or repositioning safety or control systems that are required for the continued operation of Pickering A units 1 and 4 after the safe storage of Pickering A units 2 and 3.

Outage OM&A represents incremental costs necessary to complete planned outages, including forced extensions of planned outages. They include costs for overtime, non-regular labour, augmented services, materials, other purchased services and the costs of Inspection and Maintenance Services.

The Asset Service Fee is Nuclear's share of the costs of the fixed assets that are centrally held by OPG, but that are used to provide services for the regulated nuclear

¹¹ The nuclear services category includes indirect costs of staff working on refurbishment programs.

and hydroelectric businesses. These fixed assets include OPG's head office, the Kipling Building complex, and OPG-wide IT systems and applications.

The Corporate Costs component of OM&A, with the exception of the nuclear advertising element, is addressed in Chapter 4 of this decision.

Board staff and several intervenors questioned the amount of forecast OM&A costs on three grounds. These were (i) the substantial increase in costs between 2005 and 2009; (ii) the increase in labour costs; and (iii) the poor benchmarking of productivity performance. Each is considered in turn.

Increases in total OM&A, 2005 to 2009

For the period 2005 to 2009, the increase in total OM&A costs is forecast to be \$442.5 million, a growth of 6.4% per year based on simple average (or 5.9% per year on a compound basis as indicated in Table 2-2).

The School Energy Coalition (SEC) submitted that the annual escalation over the 2005 to 2009 period should be limited to 3% per year which would reduce the proposed OM&A budgets by \$284 million in 2008 and \$217 million in 2009. CME proposed the total increase be restricted to 6% above 2007 OM&A costs, the rationale being the recent OEB-approved incentive rate adjustments of less than 2% per year for Enbridge Gas Distribution and Union Gas.

OPG responded that using 2007 as a base year ignored the significant cost impact of spending on nuclear generation development during the test period (\$100 million in 2008 and \$90 million 2009 as shown in Table 2-2). OPG submitted that the arguments of SEC and CME failed to recognize the unique cost drivers during the period. These included safety requirements of the Canadian Nuclear Safety Commission and vacuum building outage preparation at both Darlington and Pickering, as well as new reliability improvement initiatives at Pickering.

OPG also pointed out that of the \$331.6 million increase in Base OM&A between 2005 and 2009, \$165 million was due to labour escalation and of the remaining \$166 million, \$88 million was for new generation development. Approximately \$39 million was for security and other improvements in nuclear training. OPG noted that labour costs constitute 74% of OPG's nuclear Base OM&A costs and that 90% of OPG's employees are covered by collective agreements.

OPG argued that the intervenors are in substance attempting to place OPG under a formulaic or incentive rate-making program. OPG noted that the Board rejected this concept in its *Filing Guidelines for Ontario Power Generation*,¹² which indicated that the Board will implement an incentive regulation formula when it is satisfied that the base payment amounts provide a robust starting point for that formula. OPG further argued that it was important to examine the cost drivers that underlie OM&A increases as opposed to simply discounting the average increase of 6% a year to 3% a year or establishing a formulaic 6% increase over the entire period.

OPG claimed that the funding levels proposed by the intervenors will deny OPG the funds necessary to reduce maintenance backlogs, improve preventative maintenance, and outage planning. It would also compromise OPG's ability to comply with the Province's directions regarding refurbishment and new nuclear build. OPG stated that almost \$189 million of the Base OM&A increase from 2005 to the 2009 period was due to nuclear new build and Pickering B refurbishment. Both were undertaken at the direction of the Province.

Increased labour costs

Intervenors also expressed concern about the increase in labour costs over the period 2005 to 2009. SEC pointed out that labour costs, as demonstrated in reports prepared by Mercer Human Resources Consulting (Mercer) and Towers Perrin, are well above market levels. SEC also questioned the rationale for a license retention bonus that is paid to nuclear operators, and the richness of other post employment benefits (OPEBs).

The Vulnerable Energy Consumers Coalition (VECC) argued that as the 6.5% increase in compensation from 2007 to 2008 per nuclear FTE (excluding OPEB costs) was not satisfactorily explained by OPG, the increase should be limited to 4%, which would reduce total 2008 compensation costs by \$20.6 million.

Both the Association of Major Power Consumers in Ontario (AMPCO) and SEC questioned the OPG Incentive Pay Program given OPG's poor economic performance. They noted that performance payouts increased from \$24.6 million in 2005 to \$29 million in 2007 while nuclear production productivity declined and operating costs per unit increased by 19%. AMPCO recommended that OPG introduce a more meaningful incentive pay plan at its next rates case. OPG responded that these arguments rely on

¹² Ontario Energy Board, *Filing Guidelines for Ontario Power Generation: Setting Payment Amounts for Prescribed Generation Assets*, EB-2006-0064, July 27, 2007.

a selective use of evidence and demonstrate a lack of understanding of its Incentive Pay Program; that its staffing levels increased due to initiatives by nuclear regulators and changing demographics; and that any labour costs must consider annual wage scale movements.

OPG stated that any organization with a heavily unionized workforce must balance its business requirements with the long-term interest in working with a union. OPG submitted that the Board's review of OPG's management decisions regarding labour negotiations must consider the consequences of potential labour disruptions.

The Power Workers Union (PWU) supported OPG's proposed OM&A expenditures as costs necessary for the reliable and safe operation of OPG's prescribed nuclear assets. PWU submitted that any analysis of labour cost trends should exclude components that are subject to significant variance such as pension and OPEB costs. PWU argued that the average annual increase of 4% is reasonable and consistent with the 3% to 4% increase in OPG's standard labour rate. PWU further submitted that the labour costs of Bruce Power L.P., the operator of the Bruce nuclear stations, are the proper comparator for OPG's labour costs. PWU submitted that such a comparison revealed OPG's 2006 wages (for PWU staff) were, on average, 12.8% lower than Bruce Power's costs.

Productivity and benchmarking

The third area of concern raised by many intervenors was OPG's benchmarked performance.

A number of benchmarking analyses and cost studies were examined in this proceeding. These included:

- the Electricity Utility Cost Group (EUCG) cost performance data base,
- the World Association of Nuclear Operators (WANO) database,
- the Navigant Staffing Benchmarking Analysis (Navigant Report), and
- salary surveys prepared by Towers Perrin, Mercer Human Resources Consulting, and Watson Wyatt.

EUCG is a voluntary association of nuclear generators, including most American nuclear generators, as well as non-North American ones. EUCG collects, validates and publishes cost and production data.

The WANO data base provides non-cost performance data, including a unit capability factor and nuclear index performance. The unit capability factor is a WANO standard while the nuclear performance index is a weighted average of ten WANO indicators.

The Navigant Report was commissioned by OPG in 2006. The primary objective of the study was to develop staffing benchmarks for OPG nuclear operations. Benchmarks were based on data from the four Canadian CANDU plants not operated by OPG (Bruce A, Bruce B, Pt. Lepreau in New Brunswick, and Gentilly-2 in Quebec).

Towers Perrin, Mercer and Watson Wyatt conduct yearly surveys of their clients to determine overall salary increases. OPG engaged Mercer to conduct a market benchmarking review comparing actual salary band compensation levels. OPG also participated in a study of the Power Services Industry conducted by Towers Perrin. The study compares salary levels by position where job matches are sufficiently close.

A number of parties referred to the MOA between the Province of Ontario and OPG which sets out the Province's expectations regarding benchmarking and operational performance:

OPG will seek continuous improvement in its nuclear generation business and internal services. OPG will benchmark its performance in these areas against CANDU nuclear plants worldwide as well as against the top quartile of private and publicly-owned nuclear electricity generators in North America. OPG's top operational priority will be to improve the operation of its existing nuclear fleet.¹³

SEC, AMPCO and the Canadian Manufacturers & Exporters (CME) noted that over the 2005 to 2007 period, OPG's productivity declined and production did not match, let alone exceed, the increase in costs. The intervenors questioned OPG's commitment to benchmarking.

Board Staff submitted benchmarking evidence indicating that OPG's operating costs substantially exceed others in the industry.

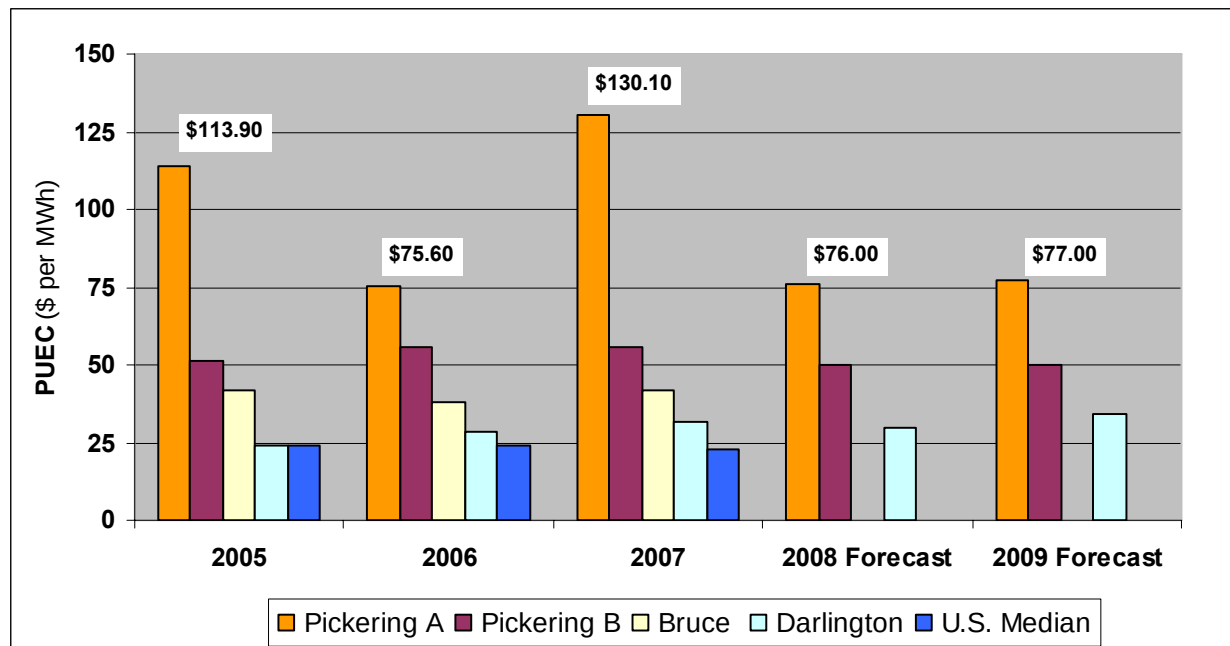
Chart 2-1 shows the differences in the production unit energy cost (PUEC) in the period from 2005 to 2007 along with OPG's forecasts for 2008 and 2009. PUEC is calculated by dividing a plant's OM&A and fuel costs by the amount of energy produced in a

¹³ Memorandum of Agreement, paragraph A.3.

period. The per MWh amounts shown on the face of the chart are for the Pickering A station, which has the highest PUEC of the stations shown on the chart.

Chart 2-1 shows that the production cost per MWh for Pickering A and Pickering B have been substantially greater than for Bruce Power. Over the three years 2005 to 2007, Pickering A's unit production cost was on average three times higher than Bruce Power and four times the U.S. median. Darlington's performance is better than Bruce Power, but is worse than the U.S. median. The average cost per MWh at Pickering A over the three-year period was \$107 compared to \$24 for the U.S. median and \$41 for Bruce Power.

Chart 2-1: Comparative Nuclear PUEC Costs



Sources: Ex. J5.4; Ex. L-4-2, Attachment 3, pp. 18, 21, and 24.

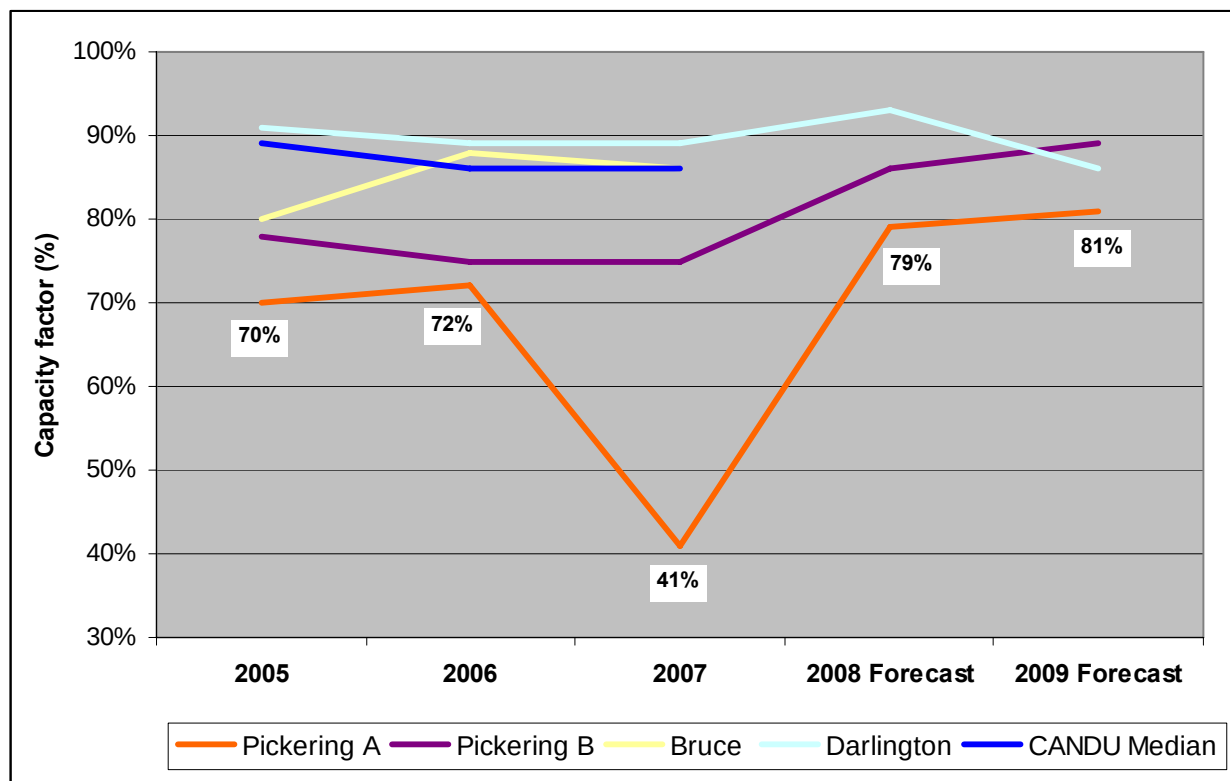
Many intervenors were critical of both the results of OPG's benchmarking and what they viewed as the apparent reluctance to engage in benchmarking. AMPCO submitted that Pickering A is almost five times more costly than the top quartile of U.S. operations, while Pickering B is two and a half times more costly.

The PUEC of a generating plant is a function of both the level of costs incurred and the plant's capacity factor. Even a very low-cost facility can have a high PUEC if the plant has an extended outage in a period.

Chart 2-2 shows the capacity factors for the OPG-operated plants compared to the capacity factors of Bruce Power and the Canadian CANDU median. The capacity factors shown on the face of the chart are for the Pickering A station, which had the lowest capacity factor of the plants included in the chart.

OPG stated that in the first quarter of 2008, the capacity factors achieved at its nuclear stations were: Darlington – 99%; Pickering A – 79%; and Pickering B – 86%.

Chart 2-2: OPG's Nuclear Capacity Factors Compared to Bruce and Canadian CANDU Median



Source: Ex. J5.4, Ex. L-4-2, Attachment 3

Darlington's performance over the three-year period 2005 to 2007 was similar to that of Bruce Power and the Canadian CANDU median; however, Pickering A and Pickering B operated at lower capacity factors, especially in 2007. Over the three-year period 2005 to 2007, the average capacity factor at Pickering A was 61% compared to 85% at Bruce Power and 87% for the CANDU median.

A number of parties questioned the long-term viability of the Pickering plants, particularly Pickering A. Energy Probe noted that the operating costs of Pickering A

exceeded the value of the electricity generated and asked the Board to withhold payments for any facility that raises the cost of power for consumers.

AMPCO argued that over the 2005 to 2007 period, the average cost of Pickering A power was double the Hourly Ontario Energy Price and the nuclear payment amount received by OPG under O. Reg. 53/05. AMPCO concluded that even with the forecasted cost of 8.1 cent/kWh (AMPCO's calculation) in the test period, the prudence of continued operation of Pickering A remains a concern. AMPCO argued that OPG should be required to file a long-term assessment of the viability of Pickering A in the next rates application. SEC also argued that OPG should be directed to file a plan which demonstrates that Pickering A and Pickering B can operate at costs similar to other generators.

OPG responded that the Board's role in this application is to review the costs of Pickering A, and based on these costs, set reasonable payment amounts. OPG argued that the Board should not, and cannot, decide the ultimate viability of Pickering A, as this is beyond the scope of Section 78.1 of the *OEB Act*.

Regarding the AMPCO and SEC submissions that OPG's costs are excessive given the benchmarking results, OPG responded that the intervenors used selective data and disregarded technical differences regarding Pickering A and Pickering B. OPG also argued that AMPCO's assertion that OPG was resistant to benchmarking was unsupported. OPG maintained that it is committed to benchmarking and is in full compliance with the requirements in the MOA.

OPG also noted that it expects Pickering A and B's performance to improve substantially in the future and submitted that Darlington will continue to perform as well as it has in the past. Most of the intervenors countered that the forecasted results for 2008 and 2009 are unduly optimistic and the Board should discount these projections.

OPG also questioned the arguments by a number of intervenors that the Navigant Study supports the conclusion that 2006 staffing levels were 12% higher than benchmark. OPG claimed that the Navigant Study cannot be used to test the level and reasonableness of OPG's labour cost because the Navigant Study is not representative of staffing levels in the test period.

Regarding the suggestion that the OM&A budget should be treated on an envelope basis, OPG responded that while it should be free to manage specific expenditures within an OM&A envelope, it is opposed any determination of the OM&A costs through a benchmarking exercise.

Board Findings

This aspect of the decision gives rise to two significant issues. The first is whether the Board has the jurisdiction to determine the viability of the Pickering stations. The second is the extent to which the Board should use the detailed benchmarking evidence to assess the reasonableness of the costs OPG seeks to recover.

With respect to the first issue, the Board agrees with OPG that the Board's role in this application is to review the proposed costs of the prescribed facilities and to order reasonable payment amounts.

As discussed in Chapter 9 of this decision, the Board has rejected OPG's proposed payment structure for the nuclear plants (which was to include a fixed amount of \$1.2 billion during the test period plus a per MWh payment amount to cover the balance of the revenue requirement). Instead, the Board has decided to retain the current variable payment structure of an amount per MWh regardless of the level of production. If OPG operates its plants at a unit cost higher than the approved payment amount, the excess costs will be borne by OPG and its shareholder. Consumers will not be at risk for costs in excess of the costs used to set the payment amount. Therefore, the Board does not accept the suggestion of intervenors that it order OPG to file a study on the long-term viability of Pickering. The long-term viability of the Pickering stations is an assessment more properly made by the shareholder knowing that the Board will only allow the recovery of reasonable costs and that the payment structure will be such that consumers will not bear production risk.

The benchmarking issue is more important. The direction given by the Province to OPG in the MOA is very specific. OPG is directed to seek "continuous improvement in its nuclear generation business." To this end, the MOA states: "OPG will benchmark its performance in these areas against CANDU Nuclear plants worldwide as well as against the top quarter of private and publicly owned nuclear electricity generators in North America." And finally, the MOA states: "OPG's top operational priority will be to improve the operation of its existing nuclear fleet."

The Board in this proceeding is faced with the task of determining whether the costs OPG seeks to recover are reasonable. A very important tool available to the Board is the benchmarking analysis.

Very little benchmarking evidence was filed by OPG in its initial application. This evidence was largely produced during cross-examination when OPG filed the Navigant Study.

The most common measure of productivity in nuclear generation industry is PUEC. The PUECs of the two Pickering stations are far above industry averages as Chart 2-1 indicates; in fact, the operating cost performance of Pickering A may be the worst of any nuclear station in North America. In 2006, Pickering A had a PUEC three times the U.S. average (\$75.60 per MWh compared to \$24.00 for the U.S. Median) and twice the Bruce unit cost of \$38.00 per MWh; in 2007 Pickering A had increased to \$130.00 per MWh compared to \$23.00 for the U.S. median and \$42.00 at Bruce.

Pickering B's 2006 PUEC was better at \$55.00 per MWh but was still more than twice the U.S. median and significantly above Bruce. In 2007, Pickering B remained relatively constant at \$56.00 per MWh, which was still more than twice the U.S. median and 30% greater than Bruce. The Darlington plant demonstrates a more respectable performance at \$29.00 per MWh in 2006 and \$32.00 per MWh in 2007.

The unit costs at Pickering A and Pickering B are forecast to improve in 2008 due to higher planned capacity factors. OPG claimed that the Pickering A operating costs will decline from \$130.10 per MWh in 2007 to \$76.00 in 2008 and \$77.00 in 2009. Similarly, OPG claimed that the Pickering B costs will decline from \$56.00 in 2007 to \$50.00 in both 2008 and 2009. A number of intervenors were skeptical of these promised results.

OPG made two arguments concerning the PUEC benchmarking data. The first argument made by OPG was that the productivity results flow from technology decisions made in the past that should not be questioned using hindsight. In other words, the Board must assume that the technology decisions were prudent at the time they were made and the poor productivity results evident today, while unfortunate, are consequences of those decisions to be borne by the Ontario consumer. The Board finds this an unsatisfactory response.

OPG's primary argument was that the benchmarking data is unreliable.

The Board does not believe it is sufficient for OPG to simply discount the benchmarking studies on the basis of data quality. The studies are all based on standard measures used by the nuclear industry throughout the United States and Canada. While caution should be exercised when reviewing such data, the Board is satisfied that the studies provide meaningful insights into OPG's operations. Moreover, even if there are frailties in the data, the differentials remain striking, particularly with respect to Pickering A. The reason why the MOA emphasized benchmarking was because such studies can and do shine a light on inefficiencies and lack of productivity improvement.

While OPG criticizes the data, the Board notes that few steps have been taken to improve the quality of studies. The Board also notes that benchmarking studies were not filed as a matter of course but rather were reluctantly produced during the course of cross-examination.

Moreover, the Board was surprised that OPG has not followed up with the suggested Phases 2, 3 and 4 of the benchmarking analysis suggested by Navigant. While the benchmarking is critical to the Board (and it would seem to the shareholder), it appears that OPG has done little since the completion of the Navigant Study. The Navigant Study was delivered two years ago on September 15, 2006. There appear to be no benchmarking studies underway. And OPG has not decided what benchmarking evidence, if any, it will present at the next rates case.

Navigant completed Phase I of its study in 2006. Phase 2 as described at page 9 of the Navigant Report was to set OPG's strategy and performance targets. Specifically, Phase 2 was to address the question "what level of cost and operational performance improvement is justified". Phase 3 was to develop and execute an implementation plan. Specifically, Phase 3 was to address the questions "what specific initiatives and actions are needed to achieve identified performance improvement targets".

The questions Navigant suggested should be addressed in the second and third phases of the study are important questions. They are directly responsive to paragraph A.3 of the MOA.¹⁴

¹⁴ "OPG will seek continuous improvement in its nuclear generation business and internal services. OPG will benchmark its performance in these areas against CANDU nuclear plants worldwide as well as against the top quartile of private and publicly-owned nuclear electricity generators in North America. OPG's top operational priority will be to improve the operation of its existing nuclear fleet."

The Board directs OPG to produce further benchmarking studies in its next application that specifically address the questions raised in the proposed Phase 2 and Phase 3 of the Navigant Report. Whether these studies are performed by Navigant or another firm is a matter to be determined by the applicant.

The production costs of the Pickering A station are a particular concern. In the past, a major reason for the high PUEC for Pickering A has been the extent of unplanned outages and the resulting low capacity utilization. OPG has forecast significantly higher capacity factors for Pickering A in 2008 and 2009. But, as Chart 2-1 illustrates, even at those higher production levels, the PUEC for Pickering will still remain well above the PUEC for Pickering B, will be significantly higher than the PUEC of the Darlington station, and will stay well above the PUEC achieved by the Bruce station over the period 2005 to 2007. Thus, poor capacity factors are not the whole reason for a high PUEC at Pickering A.

The Board estimated the PUEC for Pickering A assuming it were able to reach the forecast capacity factors of the Pickering B station in 2008 and 2009. Even if Pickering A were able to increase its planned capacity factors by that much (from 79% in 2008 and 81% in 2009 to 86% in both years), the Board estimates that the PUEC of Pickering A would only fall to around \$70 per MWh, a level that is still much higher than the next highest cost station in Chart 2-1. In the Board's view, this indicates an issue with the overall level of production costs at Pickering A.

Under these circumstances, the Board believes that a reasonable action is to disallow 10% of the Base OM&A costs of Pickering A. This represents a test period disallowance of \$14.9 million in 2008 and \$20.1 million in 2009. Even with those amounts removed from the revenue requirement, the amount of the operating costs of Pickering A will still remain well above those of other nuclear plants.

The Board will have an opportunity to reexamine this issue when the benchmarking studies are updated in the next proceeding. At that time the Board will examine any improvement or deterioration in production unit energy costs compared to other utilities, and the reasons for those changes.

Aside from this adjustment, the Board will allow the OM&A forecast by OPG. The Board understands the concern of the intervenors regarding the level of costs, but believes it is important to examine underlying cost drivers. A number of the planned expenditures are

related to safety and cost improvements. The Board's main concern is that there be a significant improvement in operating costs. As the MOA stated, "OPG's top operational priority will be to improve the operation of its existing nuclear fleet." The Board recognizes that new investments will be necessary to reduce these costs.

2.3 Nuclear Advertising

OPG included in its revenue requirement for the test period \$3 million for membership in the Canadian Nuclear Association (CNA). Of this amount, \$2.3 million is for OPG's contribution to CNA's advertising program. OPG forecast an additional expenditure of \$3.7 million on advertising in support of nuclear generation. In total, \$6 million is forecast to be spend on advertising related to nuclear generation.

The OPG position was that this advertising is designed to create public support for nuclear generation and communicate to the public that nuclear generation is safe and environmentally friendly. SEC claimed this was not the purpose of the advertising. Rather SEC claimed it was an attempt to influence public opinion on the future of Ontario's supply mix. SEC asked the Board to disallow all the advertising expense.

Energy Probe also submitted that customers should not pay for nuclear advertising intended to influence public opinion or public policy. It cited numerous examples where U.S. regulators disallowed such expenditures and concluded that the entire nuclear advertising expenditure of \$6.7 million should be disallowed.

OPG responded that its nuclear advertising activities have nothing to do with the future power supply but are designed to inform Ontario residents about nuclear safety and environmental benefits. OPG stated that Energy Probe's arguments were questionable characterizations of statements by OPG's witnesses and should not be treated as evidence. In addition, OPG noted that Energy Probe failed to acknowledge that some of the U.S. rules cited allowed for exemptions.

OPG also disputed that nuclear advertising can influence the outcome of the IPSP proceeding noting that the Province has already decided the future course for nuclear generation in Ontario. OPG claimed that a full discussion of nuclear energy, by both proponents and opponents, is in the public interest and OPG's communication is an essential part of that discussion.

Board Findings

The Board is of the view that the advertising program is largely directed to convincing the public of the advantages of new nuclear facilities and has little to do with established nuclear facilities or prescribed assets.

The Board finds that \$2.3 million of the \$6.0 million that the OPG forecast for nuclear advertising is related to development of new nuclear facilities and will therefore be disallowed as it is not related to the prescribed assets.

2.4 Nuclear Fuel

OPG forecast nuclear fuel costs of \$162.4 million for 2008 and \$204.2 million for 2009. Actual fuel expenses were \$105 million in 2005, \$104.9 million in 2006 and \$113.0 million in 2007.

Compared to 2007, the 2008 fuel costs represent an increase of 47% and the 2009 forecast costs represent an increase of 81%.

OPG stated that the nuclear fuel cost forecast is based on the best information available at the time the forecast is prepared. Up to mid-2007, the spot price of uranium increased significantly over historical levels. OPG said that it attempts to manage price volatility by using a mix of both market and fixed-price contracts. OPG argued that this blended supply will ensure that any price increases are mitigated.

No intervenor objected to the OPG nuclear fuel cost forecast. Board staff noted that since OPG filed its application in late 2007, the market price of uranium has fallen sharply. OPG proposed the establishment of a nuclear fuel variance account to capture differences between forecast and actual nuclear fuel expense.

Board Findings

The Board accepts that uranium costs and fuel prices are highly volatile and OPG has developed a reasonable strategy to manage this risk through a supply portfolio consisting of both market and fixed-price contracts. The Board accepts the forecast nuclear expense. The Board has also determined that the proposed variance account should be established. This is discussed further in Chapter 7.

2.5 Capital Expenditures

Table 2-4 sets out actual and forecast nuclear capital spending. OPG proposed capital expenditures of \$189 million in 2008 and \$330 million in 2009. The 2009 forecast amount includes \$148.8 million in possible capital spending on Pickering B refurbishment, a project that has not yet been approved by OPG's Board of Directors. Recovery of refurbishment costs is covered by specific requirements of O. Reg. 53/05. For that reason, the Board deals with the possible refurbishment costs separately in section 2.6 of this decision.

Table 2-4: Nuclear Capital Expenditures (excluding refurbishment capex)

<i>\$ millions</i>	2005	2006	2007	2008 Forecast	2009 Forecast
Nuclear capital expenditures	\$ 138.9	\$ 152.2	\$ 195.7	\$ 189.0	\$ 182.0

Source: Ex: D 2-1-1

The capital expenditure plans include \$27.0 million for the P2/P3 isolation project, and released projects amounting to \$83.9 million for Darlington, \$30.5 for Pickering A and \$21.4 million for Pickering B.

Intervenors did not object to the proposed capital budgets. The Consumers Council of Canada (CCC) recommended that the Board order an external review of OPG's capital budgeting process. Citing examples of costs over-runs and project delays, CCC concluded that the capital expenditure decisions lack "the required degree of central control and accountability" necessary for effective regulatory oversight. OPG responded that such a review would be costly and without merit given the extensive evidence regarding the existing controls in OPG's capital budgeting process.

CCC noted that OPG wrote off the book values of the non-operating Units 2 and 3 at Pickering A in 2005. OPG intends, however, to capitalize the \$27 million cost of the P2/P3 isolation project as part of the book value of Units 1 and 4, which continue to operate. CCC submitted that the Board should direct OPG to provide evidence in its next application to justify the capitalization of the costs of the P2/P3 isolation project. CCC also requested that OPG provide evidence that it is unable to use the nuclear segregated funds to cover the safe storage costs for Units 2 and 3.

OPG argued that review requested by CCC is unnecessary for two reasons. First, the P2/P3 isolation project costs are a minor part of the total safe storage costs for Units 2 and 3 and relate to work that is associated with the continuing operations of Units 1 and 4. Second, OPG stated that it anticipates that the costs of safe storage can be charged to the segregated funds so the additional evidence sought by CCC is unnecessary.

Board Findings

The Board accepts forecast nuclear capital expenditures as set out in Table 2-4.

With respect to capitalization of the P2/P3 isolation project costs, the Board agrees with CCC that additional evidence and analysis of the accounting for these costs would be useful. The issue arises because OPG has shut down only two units at Pickering A, and continues to operate two others. Unless OPG intends in the future to shutdown all units at a station at the same time, the accounting for unit isolation costs is likely to recur. Thus, the Board directs OPG to provide in its next application a more detailed analysis of the nature of the costs and why accounting standards require that such costs be capitalized as part of the book values of the operating units, rather than treated as costs of shutting down units.

CCC requested that the Board direct an external review of OPG's capital budgeting process. While the Board has some concern with the process, ultimately OPG produced the business case summaries which support the proposed capital expenditures. The Board views these case summaries as an important part of the assessment of the costs and benefits of the capital expenditures, and therefore they should form part of the application. The Board directs OPG to file this analysis as part of the pre-filed evidence for its next application. This will permit a more timely and meaningful review of capital expenditures by both the Board and intervenors.

2.6 Nuclear Refurbishment and New Build

The nuclear OM&A expenses as set out in Table 2-2 of this decision contain expenses related to new nuclear generation development and the possible refurbishment of Pickering B. As noted in section 2.5 of this decision, OPG's capital expenditure forecast also included \$148.8 million related to the possible refurbishment of Pickering B.

O. Reg. 53/05 contains the following specific requirements in respect of OPG's recovery of costs related to refurbishment of existing units and planning new nuclear facilities:

6(2)4 – Costs to increase output from or to refurbish prescribed facilities

The Board shall ensure that Ontario Power Generation Inc. recovers capital and non-capital costs, and firm financial commitments incurred to increase the output of, refurbish or add operating capacity to a generation facility referred to in section 2, including, but not limited to, assessment costs and pre-engineering costs and commitments,

- i. if the costs and financial commitments were within the project budgets approved for that purpose by the board of directors of Ontario Power Generation Inc. before the making of the Board's first order under section 78.1 of the Act in respect of Ontario Power Generation Inc., or
- ii. if the costs and financial commitments were not approved by the board of directors of Ontario Power Generation Inc. before the making of the Board's first order under section 78.1 of the Act in respect of Ontario Power Generation Inc., if the Board is satisfied that the costs were prudently incurred and that the financial commitments were prudently made.

6(2)4.1 – New nuclear development

The Board shall ensure that Ontario Power Generation Inc. recovers the costs incurred and firm financial commitments made in the course of planning and preparation for the development of proposed new nuclear generation facilities, to the extent the Board is satisfied that,

- i. the costs were prudently incurred, and
- ii. the financial commitments were prudently made.

Table 2-5 shows the proposed nuclear OM&A and capital expenditures that are subject to these two sections of O. Reg. 53/05. The refurbishment of Pickering B has not yet been approved by OPG's Board of Directors. Even if it had been approved, the possible capital spending in 2009 would not be included in rate base for the test period.

Table 2-5: Proposed Nuclear Refurbishment and New Build Costs

\$ millions	2008		2009	
	OM&A	Capital	OM&A ¹⁵	Capital
Pickering B refurbishment	\$ 6.2	-	\$ 5.1	\$ 148.8
Darlington refurbishment	18.5	-	22.7	-
New build	75.3	-	67.2	-
Total	\$ 100.0	-	\$ 95.0	\$ 148.8

Source: Ex. F2-2-1, Table 1 and Ex. K6.2

OPG stated there was no need for a prudence review of the projects because all of the costs during the test period are within approved budgets.

None of the intervenors disagreed with the company. Board staff submitted, however, that as the O. Reg 53/05 refers to “incurred” costs, the regulation applies to costs which have been expended and not those which will be expended. OPG argued that Board staff’s interpretation was incorrect, noting that the plain English meaning of “incurred” is that of “takes responsibility”. Consequently, OPG argued, O. Reg. 53/05 applies to past and future costs associated with the identified projects.

SEC submitted that the \$100 million of OM&A costs for 2008 and \$90 million in 2009 for nuclear refurbishment and new build should be capitalized since these costs relate to future output from the nuclear plants.

OPG replied that SEC’s recommendation should be rejected because the capitalization of these costs would be inconsistent with GAAP and OPG’s established accounting policy, which does not permit capitalization of costs related to possible projects before an alternative has been selected. OPG noted that of the three alternatives under consideration (Pickering B refurbishment, Darlington refurbishment, and a new nuclear plant), none have been selected; if any of the initiatives do not proceed, capitalization would be clearly inappropriate.

Board Findings

OPG submitted that all the OM&A costs in Table 2-5 fall within approved budgets and that all relate to planning and preparation for possible refurbishments and the

¹⁵ The \$5.1 million in 2009 OM&A for the Pickering B refurbishment is included in OPG’s Project OM&A forecast found in Table 2-2.

development of new nuclear generation facilities. The Board finds that the proposed expenditures are of the type described in Sections 6(2)4 and 6(2)4.1 of O. Reg. 53/05 and approves the inclusion of these costs in the revenue requirement.

Board staff's submission on the meaning of "incurred" in Sections 6(2)4 and 6(2)4.1 suggests that the Board need not include any forecast amounts in the revenue requirement but could permit recovery only when OPG has actually spent money on these activities. The Board agrees with the staff's interpretation and would consider delaying recovery if there was little assurance that forecast amounts would actually be spent during the test period. However, with the announcement by Infrastructure Ontario in June 2008 that OPG's Darlington property will be the site for a new nuclear plant, it is clear that OPG will incur substantial expenditures relating to the facilities during the test period. Therefore, the Board accepts inclusion in the revenue requirement of all of the OM&A amounts shown in Table 2-5.

There is no need for the Board to approve the \$148.8 million in possible capital spending on Pickering B refurbishment. OPG's Board of Directors has yet to approve proceeding with refurbishment of that station. In any event, if the project is approved during the test period, the project would not be completed during the test period and the capital costs, therefore, would not enter rate base until a later period.

The Board does not agree with SEC's submission that \$100 million in preliminary costs for 2008 and \$90 million for 2009 should be capitalized. SEC provided no evidence that OPG's accounting policy is contrary to GAAP.

2.7 Other Revenues

Other nuclear revenues include revenues, net of associated costs, for: ancillary services; heavy water sales and processing; tritium and other radioisotope sales; and, nuclear inspection and maintenance services. OPG forecast \$100.3 million of these revenues over the 21-month test period.

No intervenors disagreed with the forecast of other nuclear revenues.

Board Findings

The Board accepts OPG's forecast of other nuclear revenues.

3 HYDROELECTRIC

The regulated hydroelectric business consists of the following prescribed facilities:

- Sir Adam Beck I and II
- Sir Adam Beck Pump Generating Station
- DeCew Falls I and II
- R.H. Saunders

The Sir Adam Beck and DeCew Falls facilities are part of the Niagara Plant Group and are located in the Niagara region. R.H. Saunders is part of the St. Lawrence Plant Group, which also includes nine unregulated facilities. R.H. Saunders is located on the St. Lawrence River near Cornwall. Together, these prescribed facilities have capacity totaling 3,332 MW.

This section of the decision addresses the following issues:

- Production Forecast
- Operating Costs
- Capital Expenditures
- Other Revenues
- Design of Payment Amount

3.1 Production Forecast

The hydroelectric production forecast for the test period is 31.5 TWh. The forecast methodology incorporates a number of components:

- Water availability forecasts
- Constraints on available water at the Niagara facilities
- Capacity to pump and store water to shift production timing
- Unit efficiency levels

OPG testified that its methodology is equally likely to over-forecast production as under-forecast production and that recent forecast deviations were attributable to differences in water conditions. OPG submitted that variations in water conditions are beyond its control and difficult to forecast, and proposed that the deferral and variance account (established under O. Reg. 53/05) be continued to capture the impact of variations in

natural water conditions. No intervenor took issue with the hydroelectric production forecast.

Board Findings

The Board accepts the evidence of OPG in respect of the hydroelectric production forecast and will incorporate the forecast of 31.5 TWh into the determination of the payment amount for the test period. The issue of the deferral and variance account for water conditions is addressed in Chapter 7.

3.2 Operating Costs

The hydroelectric OM&A budget includes base OM&A, project OM&A, the asset service fee and an allocation of corporate support and centrally held costs. (This last category of costs is addressed in Chapter 4.) OPG forecast the hydroelectric OM&A budget to remain stable at \$119m in both 2008 and 2009.

Table 3-1: Hydroelectric Operating, Maintenance and Administrative Expenses

<i>\$ millions</i>	2008	2009
Base OM&A		
Niagara Plant Group	41.7	43.1
Saunders GS	14.4	14.8
Total Base OM&A	56.1	57.9
Project OM&A		
Niagara Plant Group	10.8	10.3
Saunders GS	2.1	1.8
Total Project	12.9	12.1
Allocation of Corporate Costs	47.5	46.8
Asset Service Fee	2.5	2.1
Total OM&A	119.0	119.0

Source: Ex F1-1-1, Table 1; F1-2-2, Table 1; F1-3-1, Table 1

OPG explained that the 9% increase in base OM&A from 2007 to 2008 is due to the expected hiring of additional staff, the timing of projects, and a one-time credit in 2007 from Hydro One, related to earlier work. Project OM&A relates to non-recurring

expenditures which do not qualify for capitalization. OPG maintained that these expenditures are subject to the same project management and oversight as capital projects.

OPG benchmarks the hydroelectric business on reliability, safety and cost. OPG pointed out that the aggregate cost of the regulated hydroelectric facilities were in the top quartile for 2005 and 2006 as shown in a report by Haddon Jackson Associates.

Hydroelectric production is also subject to a Gross Revenue Charge (“GRC”), budgeted at \$228.2 million for 2008 and \$244.1million for 2009. The GRC is charged to hydroelectric generators under Section 92.1 of the *Electricity Act, 1988*. The GRC consists of a property tax component based on production levels and a water rental component of 9.5% on the gross revenue calculated from the annual generation.¹⁶ OPG explained that it does not pay the water rental component on the DeCew facilities because it does not hold a water power lease for that facility, but it does pay compensation to the St. Lawrence Seaway Management Company for conveying water through the Welland Canal.

Board staff noted that the Board has used both a line item approach and an envelope approach to assessing OM&A forecasts. Board staff noted that another approach is to use benchmarking and that the Board has used proxies and utility comparisons as a basis for determining OM&A in other situations. No other intervenor made submissions regarding the hydroelectric OM&A test period forecast.

Board Findings

The Board accepts the forecast hydroelectric OM&A for the test period. The Board notes that the benchmarking results support a conclusion that the OM&A levels for the hydroelectric business are appropriate.

3.3 Capital Expenditures

OPG is seeking approval of amounts it has spent to increase capacity, as contemplated by O. Reg. 53/05, and it is seeking approval of its forecast capital budget for the test period. Table 3-2 sets out the level of capital expenditures in the test period and shows that the Niagara Tunnel Project is by far the largest capital expenditure for this

¹⁶ The water rental component is set at 9.5% in O. Reg. 124/02.

business. Table 3-3 shows the additions to Gross Plant in rate base over the test period.

Table 3-2: Hydroelectric Capital Expenditures

<i>\$ millions</i>	2008	2009
Niagara Plant Group	33.6	42.2
Niagara Tunnel Project	170.6	346.8
Saunders GS	4.6	6.6
Total	208.8	395.6

Source: Ex D1-1-1, Table 1

Table 3-3: Continuity of Hydroelectric Gross Plant

<i>\$ millions</i>	2007 Gross Plant	2008 In-service additions	2008 Gross Plant	2009 In-service additions	2009 Gross Plant
Niagara Plant Group	2,893.6	33.1	2,926.7	41.9	2,968.7
Saunders GS	1,516.5	13.1	1,529.6	6.6	1,536.2
Total	4,410.1	46.2	4,456.3	48.5	4,504.9

Source: Ex B2-3-1, Tables 1 and 2

Paragraph 6(2)4 of O. Reg. 53/05 states:

6 (2) 4. The Board shall ensure that Ontario Power Generation Inc. recovers capital and non-capital costs, and firm financial commitments incurred to increase the output of, refurbish or add operating capacity to a generation facility referred to in section 2, including, but not limited to, assessment costs and pre-engineering costs and commitments,

i. if the costs and financial commitments were within the project budgets approved for that purpose by the board of directors of Ontario Power Generation Inc. before the making of the Board's first order under section 78.1 of the Act in respect of Ontario Power Generation Inc., or

ii. if the costs and financial commitments were not approved by the board of directors of Ontario Power Generation Inc. before the making of the Board's first

order under section 78.1 of the Act in respect of Ontario Power Generation Inc., if the Board is satisfied that the costs were prudently incurred and that the financial commitments were prudently made.

OPG reported two hydroelectric projects under this section of O. Reg. 53/05: the Niagara Tunnel Project and the Sir Adam Beck 1 GS – Unit 7 Frequency Conversion Project. The Niagara Tunnel Project will increase water diversion capacity at the Beck complex and is expected to increase average annual production by 1.6 TWh. The total approved budget for the project is \$985 million. The capital expenditures for 2008 and 2009 are \$170.6 million and \$346.8 million, respectively. This project will not be completed in the test period and therefore these amounts will not be included in rate base in the test period. The Sir Adam Beck 1 GS – Unit 7 Frequency Conversion Project will convert the existing 25Hz unit to a new 60Hz unit and return G7 to service. The approved budget for the project is \$32.5 million, and the capital expenditures in 2008 and 2009 are \$23.4 million and \$3.9 million, respectively, and are within the approved budget. This project is expected to be completed in the test period, and the amounts are included in the test period rate base.

OPG is not seeking recovery of any costs related to “financial commitments” or “pre-engineering commitment”.

With respect to the balance of the capital budget (for projects not covered by 6(2)4 of O. Reg. 53/05), OPG is seeking approval of in-service additions of \$46.2 million in 2008 and \$48.5 million in 2009 associated with regulated hydroelectric capital projects. OPG explained the capital budgeting process as follows:

All regulated hydroelectric projects reflected in this category of additional capital spending are identified and prioritized using a structured portfolio approach whereby engineering reviews and periodic plant condition assessments are performed to determine the short-term and long-term expenditures required to sustain or improve assets...After a project is initiated, a rigorous project management process is in place to provide project oversight...Project closure reports are produced for all projects and post-implementation reviews are conducted for all projects over \$200,000.¹⁷

The following table summarizes the major projects for the hydroelectric business which fall outside of Section 6(2)4 of O. Reg. 53/05. The first two projects are included in the proposed test period rate base.

¹⁷ OPG Argument in Chief, p. 45.

Table 3-4: Major Hydroelectric Capital Projects Not subject to O. Reg. 53/05, Section 6(2)4

Project	Description	Budget (\$ million)	In-Service Date
Unit G9 Upgrade Beck	Rehabilitate unit for the first time since 1974 to prevent unit failure, overcome a 10MW de-rating and provide additional generation through improved turbine runner efficiency.	\$30.0	Dec. 2009
Replace HVAC System Project at R.H. Saunders	Replace HVAC to eliminate the costs of repairing this aging system, to eliminate the use of ozone-depleting refrigerants and to eliminate health risks associated with exposure to lead and asbestos.	\$11.5	May 2008
Rehabilitate Canal Lining at Niagara	Investigate and repair the walls and liners of the open cut canal that services the Beck complex to restore and maintain their integrity, prevent erosion and weathering and improve water flow.	\$55.0	Dec. 2011
Unit G3 Upgrade Project at Beck	Overhaul this unit to allow for reliable production in future, prevent unit failure and to achieve increased capacity through improved turbine runner efficiency.	\$31.5	Jan. 2012
Dyke Foundation Grouting Project at Beck PGS	Upgrade the protective measures to prevent recurrence of the 1958 dyke failure due to sinkholes and other phenomena on the bottom of the reservoir.	\$20.0	Dec. 2010

Source: OPG Argument in Chief, page 46.

Board Findings

The Board accepts that the Niagara Tunnel and Beck G7 conversion projects are projects which come within the scope of Section 6(2)4 of O. Reg. 53/05 and notes that both projects continue to be budgeted at the level originally approved by the OPG Board of Directors. The Board will accept the inclusion of the G7 project in rate base. Any variance between the OPG Board of Directors approved forecast and actual cost will be subject to review at a future proceeding. The Board notes that the Niagara Tunnel Project is subject to continued delay and concludes that the cost for this project is uncertain at this point. However, no finding related to the cost is required because it is not forecast to enter rate base in the test period. To the extent the final costs exceed the OPG Board approved level, the recovery of those incremental costs will be the subject of a future proceeding.

The Board also accepts the balance of the capital budget for 2008 and 2009 and the rate base consequences for those projects scheduled to become in-service during the test period.

3.4 Other Revenues

In the hydroelectric business, OPG earns additional revenues from the following activities:

- Ancillary Services
- Segregated Mode of Operation
- Water Transactions
- Congestion Management Settlement Credits

We will address each activity in turn.

3.4.1 Ancillary Services

Ancillary services provided by some of the hydroelectric generating facilities include the provision of black start capability, operating reserve, reactive support/voltage control service, and automatic generation control. OPG forecast ancillary service revenues of \$32.4 million in 2008 and \$33.1 million in 2009. These forecast revenues are used as an offset when determining the revenue requirement. OPG proposed that any variance between forecast and actual be captured in a deferral and variance account. No intervenor opposed the forecast.

Board Findings

The Board will accept the forecast for purposes of determining the revenue requirement. The Board's finding with respect to the proposed variance and deferral account is set out in Chapter 7.

3.4.2 Segregated Mode of Operation ("SMO") and Water Transactions ("WT")

OPG earns SMO revenues by segregating some of its R.H. Saunders generating units from Ontario and reconnecting them directly into Quebec. Revenues are received from Hydro Quebec. SMO net revenues have ranged between \$9.9 million and \$4.4 million over the last 3 years.¹⁸ OPG submitted that forecasting revenues from SMO is difficult

¹⁸ "SMO net revenues are defined as gross revenues less HOEP (or HOEP proxy costs), incremental variable costs, and costs associated with the non-regulated business. If the transaction is not indexed to HOEP but is executed at a fixed price, the HOEP for that hour is used as a proxy." (Ex. G1-1-1, p. 8)

because SMO is dependent upon hourly market conditions and advised that these revenues are expected to decline with the new high voltage transmission line between Ontario and Quebec. As a result, OPG did not propose to include a forecast of SMO net revenues as a revenue offset, but rather proposed to track the revenues in a variance account for later disposition. Further, OPG submitted that because it incurs costs and risks in undertaking these transactions it is necessary for it to have an incentive to undertake this activity. OPG pointed out that its trading function (which undertakes these transactions) has other commercial opportunities: "Without sufficient incentive to engage in SMO transactions, OPG will focus on these other opportunities."¹⁹ OPG proposed that the net revenues be shared 50/50 with customers.

Water Transactions (WT) occur pursuant to agreements between the New York Power Authority and OPG to maximize energy production from the total water available for generation under international treaties. WT generally happen for maintenance, economic efficiency and climatic (ice) reasons, largely with the intention to salvage the water that forms part of an entity's generation share that would otherwise be spilled over Niagara Falls. WT net revenues have ranged between \$8.4 million and \$4.5 million over the last 3 years.²⁰ As with the SMO, OPG proposed to track WT revenues and to return 50% of the net revenues to customers through the use of a variance account. No forecast revenue would be included as a revenue offset in the determination of the revenue requirement.

Board staff questioned whether SMO revenues should in some way be incorporated into the revenue requirement and noted the approach used in the past for Union Gas Limited whereby a forecast of net revenues from transactional services is incorporated in the revenue requirement, and any incremental revenues are subject to variance account treatment and sharing. Board staff noted that under OPG's proposal, it is possible there could be a debit in the variance account if costs exceeded revenues.

CCC and AMPCO proposed alternative sharing formulas. CCC submitted that the customers should receive 75% of the net revenue, in recognition that the assets are included in rate base and in line with other similar sharing mechanisms in the gas industry. AMPCO submitted that a sharing ratio of 80/20 between customers and OPG would be appropriate, recognizing that OPG needs an incentive to undertake these

¹⁹ OPG Argument in Chief, p. 74

²⁰ WT net revenues "are gross revenues less accommodation charges, and GRC."
(Ex.G1/Tab1/Sch.1/p.11)

transactions, and that customers bear the costs underpinning these transactions and all costs are netted against the gross revenues before any sharing. CME supported AMPCO's submissions. VECC also questioned whether customers should receive the majority of the net revenues, given that the assets are included in rate base.

CCC also submitted that customers should not bear the costs of any uneconomic transactions. OPG did accept that customers should not be responsible for a negative balance in the account, but it was of the view that if individual transactions resulted in a net cost, those should be included in the account:

Transactions are economic when entered into; if they become uneconomic, it is due to changing market conditions and prices. Transactions to manage excess baseload generation may result in a negative sub-account entry but have associated social and environmental benefits.²¹

SEC noted OPG's testimony that it has other incentives to enter into SMO transactions, including allowing OPG to manage excess baseload generation. SEC submitted that customers should receive 100% of the net revenues from these transactions as there is no real risk associated with the transactions and the transactions provide ancillary benefits to OPG which make them economic in any event. SEC also made an alternative proposal based on the transactional services model for gas distributors. Under SEC's alternative proposal, a forecast of SMO net revenues based on the average of the last three years' experience would be included as a revenue requirement offset and OPG would be entitled to retain a portion of any net revenues in excess of this forecast. SEC proposed that 75% of the forecast be included as an offset to the revenue requirement and that the excess be shared 75/25 between customers and OPG. SEC noted that in the case of Enbridge Gas Distribution Inc., this incentive structure worked to increase transactional revenues over a several year period.

OPG responded that changing the sharing would "disincent economic SMO transactions, as OPG's trading function will pursue other, more lucrative, opportunities."²² OPG noted that unlike the transactional services in the gas utilities, the SMO and WT transactions are undertaken by staff which is also engaged in other transactional opportunities.

²¹ OPG Reply Argument, p. 106.

²² OPG Reply Argument, p. 104.

OPG also argued that the SMO transactions benefit consumers more generally because Hydro Quebec has significant water storage capacity and the SMO transactions tend to take place during off-peak hours, thereby facilitating greater generation at peak. Although OPG could not quantify the benefit, it claimed that to the extent there is more supply available at peak times, the market price (Hourly Ontario Energy Price, or HOEP) will decline, to the benefit of Ontario consumers.

With respect to SEC's proposed alternative, OPG responded that the use of a three year average for purposes of establishing a revenue offset is inconsistent with the evidence that these transactions are difficult to forecast and are expected to decline.

Board Findings

The Board agrees with intervenors that the analogy of transactional services in the natural gas industry is appropriate in the context of SMO and WT transactions. In both cases, the assets are part of the regulated business and customers pay all of the costs associated with operating these assets. OPG has an obligation to manage these regulated assets in an efficient manner, and if there are market opportunities available to offset costs, then the benefits of those transactions are appropriately shared with customers. It is also appropriate for OPG to have an incentive to optimize these revenues. The Board concludes that it is appropriate to incorporate a forecast of the net revenues from SMO and WT into the test period revenue requirement and to allow OPG to retain any incremental revenues during the test period. The Board concludes that this will provide a strong incentive to the company to pursue these transactions and will ensure that customers receive a benefit from the transactions as well.

The Board must establish the appropriate forecast to be included. The Board accepts OPG's position that it is difficult to forecast market driven activities, but concludes that a forecast of zero does not accord with the historical evidence. OPG has claimed that these transactions are likely to decline because of various developments. With respect to SMO transactions, the Board notes that only Phase 1 of the Ontario-Quebec interconnection is forecast to be in-service during the test period. With respect to WT, OPG's claim that WT activity will decline with completion of the Niagara Tunnel Project is not relevant since the project will not be completed during the test period.

OPG also argued that an enhanced incentive is required as these transactions compete for trading resources within OPG's unregulated trading business. However, the fact that the trading staff is also undertaking unregulated trading activities does not diminish

OPG's obligation to manage the regulated assets efficiently and for customers to share in those benefits. Incorporating a forecast into the revenue requirement determination will provide a positive incentive to pursue these transactions.

The Board concludes that an appropriate approach will be to include the average net revenues over the last three years into the forecast as a revenue offset in each year of the test period. In the case of SMO, the offset will be \$6.6 million; for WT, the offset will be \$6.9 million. (These amounts are for 2009; the amount for test period portion of 2008 will be 75% of that amount.) Any incremental revenues will accrue to OPG. This also simplifies the regulatory structure by eliminating the need for deferral accounts.

OPG has also argued that these transactions benefit customers generally through a beneficial impact on market prices. The Board finds that these benefits are too speculative to be taken into account in the determination of an appropriate sharing mechanism.

3.4.3 Congestion Management Settlement Credit ("CMSC") Payments

Under the IESO market rules, the IESO dispatches wholesale electricity generating facilities using its dispatch scheduling optimizer which determines process and schedules. Two schedules are run, one assuming no transmission or other constraints in the system and the other which considers known constraints, and which is actually used to dispatch. A Congestion Management Settlement Credit (CMSC) is paid to any market participant in compensation for either being constrained on (operating when not economically justified) or constrained off (not operating when economically justified). CMSC payments for OPG's regulated assets have ranged between \$7.7 million and \$12.6 million over the last three years.

OPG submitted that CMSC payments are different from SMO and WT revenues because "CMSC payments are not incremental revenues but rather an offset to lost production/revenue and increased costs."²³ OPG explained that most CMSC payments arise from constrained off situations that can result in wasted or inefficient use of water because dispatch is below the level of maximum efficiency. Similarly, constrained on situations can result in use of the generating units above the level of maximum efficiency or inefficient use of the Beck Pump Generation Station. OPG proposed to

²³ OPG Argument in Chief, p. 75.

retain all of the CMSC payments, arguing that to do otherwise would prevent it from recovering its losses associated with constrained off or constrained on situations. AMPCO submitted that OPG had failed to demonstrate that CMSC revenues are totally absorbed by the incremental costs and therefore recommended that the revenues be shared 50/50 net of incremental costs. Similarly, SEC submitted that OPG had provided no evidence to support its claim that the CMSC revenues equal the incremental unforecast costs. SEC submitted that these revenues should be treated as a revenue offset because the costs are likely included in OPG's forecasts.

OPG responded:

CMSCs are intended to keep market participants whole, up to the operating profit they would have otherwise received, had they not been constrained-on or off by system conditions beyond their control.²⁴

OPG quoted from an IESO presentation in support of this characterization. OPG maintained that if it is not able to retain the payments it will have no way to recoup the losses it would otherwise experience. OPG maintained that it would be too complex to quantify the incremental costs associated with constraint situations, but maintained that the payments, over a year, are a reasonable approximation of the impact on OPG's revenue. OPG noted that these payments are also subject to IESO review.

Board Findings

The Board will accept OPG's proposal. The losses which OPG incurs in constrained on and constrained off situations are mostly related to opportunity costs – the reduced production or less efficient production which results in lost revenues. The Board accepts OPG's evidence that the CMSC payments are designed to compensate for these losses – losses which are not otherwise incorporated into the revenue requirement. The Board will therefore not establish a deferral and variance account for this item.

3.5 Design of Payment Amount

Under the existing payment design, OPG receives \$33/MWh for the first 1,900 MWh of output in any hour. Any production beyond the level of 1,900 MWh receives the market

²⁴ OPG Reply Argument, p. 107.

price. The objective of the incentive scheme is to provide OPG with an incentive to produce peaking supply in response to demand. The expectation is that this will benefit consumers by having a peaking resource available to improve system reliability and temper market prices through increased supply. OPG explained that this peaking capability is primarily available through the Beck complex, although there is also some capability at R.H. Saunders and DeCew.

OPG's evidence is that there have been situations when the current mechanism did not provide the right market signal to OPG because decision making is driven by the opportunity cost associated with the regulated price, rather than being driven by the market price in the off peak period. For this reason, OPG has proposed a new incentive mechanism. The formula for the proposed payment structure is as follows:

$$\sum_t [\text{MW}_{\text{avg}} * \text{RegRate} + (\text{MW}(t) - \text{MW}_{\text{avg}}) * \text{MCP}(t)]$$

Where:

MW_{avg} = hourly volume or the actual average hourly net energy production over the month

RegRate = the regulated rate (\$/MW) for the regulated hydroelectricity facilities

$\text{MW}(t)$ = net energy production supplied into the IESO market for each hour of the month

$\text{MCP}(t)$ = market clearing price for each hour of the month

Under the proposed mechanism, for production greater than the threshold level OPG will receive the market price, and for production which is less than the hourly threshold OPG will notionally pay the market price for the production shortfall. The threshold will not be set at a fixed pre-determined level; the threshold will be the actual average hourly production during the month. OPG submitted that the incremental revenues associated with the proposed mechanism (revenues over the regulated payment level) will be significantly less than under the current scheme and that the proposed mechanism results in better operational drivers because decision making is driven by market signals and not the regulated rate. OPG concluded that the proposed mechanism is therefore preferred, but noted that under the mechanism OPG is exposed to greater financial risk because it must notionally purchase any production shortfall.

OPG estimated (using market simulation modelling) that the result of this production displacing more expensive generation would reduce the hourly market price by between \$.40/MWh and \$1.20/MWh, with annual estimated savings for consumers of between \$80m and \$270m. OPG submitted that in relation to the level of benefit to consumers, the incremental benefit to OPG (revenues in excess of the revenue requirement), which is estimated at between \$5 million and \$19 million, is reasonable. OPG submitted:

The proposed mechanism provides the correct signals for peaking operations since it drives the decision to pump on the spread between forecast on-peak and off-peak prices.²⁵

Most intervenors expressed dissatisfaction with the proposed mechanism although they supported the objective of the mechanism and generally agreed with OPG's evidence regarding the weaknesses of the current approach. VECC concluded that the proposal should be adopted but that its operation should be tracked in a deferral account for future disposition. Energy Probe and AMPCO each submitted that the proposed mechanism should be modified. SEC submitted that the current mechanism should be continued.

In Energy Probe's view, the proposed structure is flawed because the threshold is set at the end of the month and applied retroactively. This approach results in a perverse incentive to over-use the Sir Adam Beck Pump Generating Station ("PGS") because all pumping will lower the actual monthly average rate of generation at Sir Adam Beck thereby lowering the threshold for that month; this may happen when it is contrary to the interests of the grid and consumers. Energy Probe submitted that although OPG attempted to minimize the impact of this flaw, the scenario explored in the undertaking was simplified and unrealistic, and if the PGS were used throughout the month, the impact would be multiplied by 30. Energy Probe suggested that the unintended benefit could run to \$4 million to \$5 million per year.

AMPCO submitted that the treatment of PGS volumes resulted in double counting which should be corrected:

...pumping has the effect of decreasing the average monthly volume used to set the incentive mechanism threshold. Since, *ceteris paribus*, a lower threshold translates into a higher monthly average realized price for OPG than a higher threshold, the incentive for OPG to pump at the PGS is greater than indicated by

²⁵ OPG Reply Argument, p. 130.

the expected differential in market prices between peak and off-peak demand periods.²⁶

OPG responded that these concerns were unfounded:

The decision to pump is based solely on the price differential between the peak and off-peak prices at a point in time, less the associated costs. It is not based on any plan to lower the average hourly volume.²⁷

OPG acknowledged that pumping will reduce the average hourly volume, but noted that the benefits to consumers from increased pumping (in terms of lower peak prices) far exceed any benefit to OPG. OPG also maintained that the concern regarding potential for gaming was baseless once elements of reality were included. For example, OPG would not be able to run the PGS continuously for physical reasons.

VECC also expressed concern that the structure of the proposal could give rise to unintended consequences including raising off-peak market prices or providing OPG a bonus even if the regulated rate exceeds the average market price for the month.

A number of intervenors took the position that the perceived flaws in the methodology could be addressed by modifying the threshold. SEC submitted that the threshold should be set exogenously:

Because the production target that triggers the incentive is OPG's own average monthly production, OPG is being rewarded simply for exceeding its own average production on a particular day, and not for exceeding a production target that is exogenously determined to meet peak production requirements.²⁸

Energy Probe proposed two alternative approaches. One would be to set the threshold externally, for example using the average hourly production for the same month in the previous three years.

OPG responded that there are two benefits to setting the threshold on the basis of actual production: it is rooted in reality and it allows for a higher volume at the regulated rate than would a predetermined volume because a predetermined volume would need

²⁶ AMPCO Argument, p. 49.

²⁷ OPG Reply Argument, p. 132.

²⁸ SEC Argument, p. 57.

to incorporate a risk premium. OPG submitted that setting a higher pre-determined threshold would be inappropriate because it would drive OPG to maximize production:

The objective is not to maximize OPG's production at the regulated hydroelectric facilities but to optimize economically efficient production based on market signals, which represent the value of production at various times.²⁹

Similarly, OPG opposed setting the threshold based on average historical production. OPG argued that this alternative has the same flaw as any pre-determined threshold: "it disconnects the threshold from the actual water available to the regulated facilities."³⁰

Energy Probe's other alternative would be to use OPG's proposed threshold, but to net out the effect of OPG's pumping at PGS on the threshold. Similarly, AMPCO proposed that 54MWh be added to the monthly total for every 100 MWh used for pumping. (This reflects that, on average, 46 MWh is generated for every 100 MWh of energy used for pumping.) In OPG's view, adjusting the hourly volume by adding pump energy losses (AMPCO's approach) is punitive because it is higher than what OPG has actually achieved in a given month. OPG submitted that setting an unreasonably high threshold is unwarranted given the significant consumer benefits to be achieved.

AMPCO also submitted that all SMO production should be included in the calculation of the monthly average production. Energy Probe submitted that a perverse incentive may exist in relation to the SMO and urged the Board to extend its preferred solution to the SMO activities as well. OPG responded that the SMO volumes are already included in the hourly volume (the threshold) but not in the actual net energy production (the amount compared against the threshold for settlement purposes).

Board staff questioned whether an independent evaluation or regular reporting of the impact and results might be warranted. AMPCO supported Board staff's suggestion that there be an independent review of the mechanism at the next case. OPG responded that while it supported a future review of the mechanism it would not be necessary or feasible to conduct an independent review in time for the next filing. OPG proposed to file its own review of the incentive's effects on its operating decisions as part of its next application.

²⁹ OPG Reply Argument, p. 131.

³⁰ Ibid., p. 132.

Board Findings

The Board will accept OPG's proposed incentive mechanism. The Board finds that the structure of the proposed mechanism is an improvement on the current mechanism as it leads to decision making based on the comparison of market prices, rather than on a comparison between the market price and regulated payment.

The Board also agrees with OPG that adopting a pre-determined threshold is not a preferred approach because the objective is not to maximize production but to optimize economically efficient production based on market signals. A number of the intervenors expressed concern with the potential for gaming opportunities under the new structure, particularly as a result of the threshold being determined after the fact. The Board concludes that these concerns are overstated. The opportunities to manipulate the average hourly production for the month are effectively limited by the physical operations of the PGS and by the financial risk which OPG faces related to its decision making. The Board accepts that OPG has an incentive to base pumping decisions on the forecast spread or risk being unable to recoup pumping costs. The Board would also note that if additional pumping takes place toward the end of a month, generation will necessarily take place before further pumping is possible, and this additional generation will increase production in the associated time period thereby raising the average production.

The Board will require OPG to present a review of the mechanism at the next proceeding, as it has undertaken to do. This review will examine the impact of the incentive structure on OPG's operating decisions.

4 CORPORATE COSTS

OPG's Corporate Costs include the costs of centralized support functions such as the Chief Information Office ("CIO"), Finance, Human Resources, Corporate Affairs, Energy Markets, Real Estate, Executive Office, Corporate Secretary and Law, and centrally held costs including Pension and Other Post Employment Benefits, Insurance, Performance Incentives and IESO Non-Energy Charges. OPG allocates corporate support and centrally held costs to its regulated businesses using direct assignment, when specific resources can be linked to a specific business, and any remaining costs are allocated based on cost drivers. Table 4-1 sets out the amounts allocated to the regulated hydroelectric and nuclear businesses.

Table 4-1: Summary of OPG Corporate Costs Allocated to Prescribed Facilities

\$ millions	2006		2007		2008		2009	
	Hydro	Nuclear	Hydro	Nuclear	Hydro	Nuclear	Hydro	Nuclear
Support Group	19.5	210.3	21.9	236.6	28.2	263.7	28.8	262.4
Centrally Held	19.1	212.9	16.1	210.2	19.3	193.3	18.0	167.8
Total	38.6	423.2	38.0	446.8	47.5	457.0	46.8	430.2

Source: Ex. F3-1-1, Tables 2 & 3

4.1 Corporate Cost Allocation Methodology

OPG retained R.J. Rudden Associates ("Rudden") to review and provide a written report on OPG's methodology for assigning and allocating Corporate Costs, including the methodology for allocating common hydroelectric business unit costs between regulated and unregulated hydroelectric facilities. The Rudden report included a number of recommendations regarding the need for a formal quarterly review process, documentation improvements and cost driver standardization. OPG adopted the recommendations, except the recommendation to implement a standardized template to document time estimation. In OPG's view, permitting individual groups to use different formats suitable for their specific needs was an appropriate approach and meets the objective of ensuring an appropriate allocation.

OPG submitted:

...Rudden concluded that OPG's allocation methodology uses direct allocation where possible and appropriate allocators where direction [sic] allocation is not possible; and is consistent with best practices and applicable regulatory precedents.³¹

AMPCO and SEC expressed concern at the level of corporate costs allocated to the regulated businesses, particularly when compared to the level of costs allocated to the unregulated businesses. AMPCO noted that the increases between 2005 and 2007 for the nuclear and regulated hydroelectric costs were 25% and 38% respectively, while the increase for the unregulated costs was 6.5%.

OPG maintained that it has fully explained the growth in these costs. Whereas the intervenors have compared costs between 2005 and 2007, OPG argued that a better comparison would be between 2005 and 2009, to include the test period. Costs allocated to unregulated operations increase by 17% in that period; total corporate costs increase by 22%; and costs allocated to nuclear increase by 21%. Costs allocated to hydroelectric increase by a greater amount, 69%, because of the high levels of capital spending in the regulated hydroelectric business, especially relative to the capital spending in the unregulated business. OPG also noted that the overall level of costs allocated to regulated operations, as a percentage of total corporate costs, has ranged between 68% and 71% over the period and is under 70% for the test period.

CME argued that the allowance for the corporate cost allocation should be limited to the 2006 level and that the revenue requirement for the test period should be reduced by \$40 million as a result:

We submit that the Rudden Study on which OPG relies only operates to establish the reasonableness of OPG's 2006 allocation of corporate costs. Since there is no independent evidence to justify the increase in the allocations of corporate costs which OPG seeks to recover in its test year revenue requirement, the allocated amounts should remain at their 2006 level.³²

OPG responded that Rudden used 2006 data because that was the most recent data available when the application was filed in November 2007. OPG's testimony is that the

³¹ OPG Argument in Chief, p. 83.

³² CME Argument, p. 62.

methodology has been applied consistently for 2008 and 2009 forecast costs, and that the auditors have confirmed its application to 2007 costs.

AMPCO submitted that a more comprehensive cost allocation methodology should be in place to ensure there is no cross-subsidization of the unregulated business:

AMPCO recommends that the Board establish for OPG mandatory requirements based upon principles that reflect the policies underlying the recently amended Affiliate Relationship Code for Electricity Transmitters and Distributors. Specifically OPG should be required to satisfy the same principles with respect to Transfer Pricing, restrictions on sharing of Confidential Information, and similar reporting protocols to the Chief Compliance Officer so that transparency can be achieved to ensure that ratepayers are not subsidizing OPG's unregulated business.³³

OPG responded that an affiliate relationship type code would impose costs without additional benefits. OPG noted that it is a single company without affiliates, and argued that it has developed a fair and reasonable methodology for allocating common corporate costs which is consistent with the ARC provisions and has been independently reviewed.

A number of intervenors proposed further independent evaluation of the corporate cost allocation. Board staff suggested there should be an external review of the corporate costs allocated to the prescribed assets, noting the Board's decision in Enbridge Gas Distribution's 2006 rates proceeding which required an independent review of these costs. VECC also submitted that an external evaluation was warranted given the significant increase in costs allocated to the regulated operations. While CCC recognized the Rudden report as an important first step, it submitted that the Board should direct OPG to undertake an independent study of internal corporate processes to ensure that services are not duplicated and the processes for review, reporting and approval are effective.

OPG responded that it will submit an independent evaluation of its corporate cost allocation methodology, and its use of the methodology in the test period, as part of the next application. OPG submitted, however, that an independent review of its corporate processes was not warranted and cited various internal activities it undertakes to ensure these costs are reasonable.

³³ AMPCO Argument, p. 36.

CCC also recommended that OPG should continue benchmarking all corporate support and administrative departments. CCC submitted that intervenors should have a role in establishing the terms of this benchmarking. CCC suggested this approach could reduce regulatory time and expense. OPG responded that it intends to continue benchmarking CIO, Finance and Human Resources. However, OPG submitted that it would be inappropriate for the Board to direct that intervenors be involved in establishing the terms of benchmarking. In OPG's view, this is appropriately the responsibility of OPG. OPG noted that the example of the Enbridge CIS intervenor involvement followed from a decision in which the Board rejected a proposed 12-year contract and cited deficiencies in the company's evidence; in OPG's view no comparable circumstance is present in this application which would warrant intervenor involvement.

Board Findings

The Board will accept the allocation of corporate costs for the test period. The percentage increase in costs allocated to the nuclear business between 2005 and 2009 is comparable to the overall increase in corporate costs during that period. The increase in costs allocated to the hydroelectric business is much larger in percentage terms than the overall increase, but the Board accepts that this increase is related to the relative size of the Niagara Tunnel Project and its impact on the resulting allocations. The Board notes that the allocation of total costs to the regulated businesses (in percentage terms) is in line with historical levels. Intervenors have criticized the Rudden report on the basis that it used 2006 data. The Board finds that using 2006 data was acceptable in the circumstances, given the timing of the report and the availability of actual data.

AMPCO has recommended that OPG be subject to requirements similar to the *Affiliate Relationships Code for Electricity Distributors and Transmitters*. The Board concludes that such an approach is not necessary at this time because the provisions of the Code related to shared corporate services (namely, pricing based on fully allocated costs) are essentially the same as the approach adopted by OPG for the allocation of corporate costs. An appropriate cost allocation methodology and independent review can ensure there is no cross-subsidy between OPG's regulated and unregulated businesses. The Board notes that OPG has undertaken to present another independent evaluation of the corporate cost allocation as part of its next application. The Board accepts this undertaking and will direct OPG to file such a study.

The Board expects the next independent review to include an evaluation of the cost allocation methodology and consideration of the Board's "3-prong test". This test was addressed in the Board's decision for Enbridge Gas Distribution 2006 rates.³⁴ That decision stated:

The 3-prong test was defined in the Board's Decision in EBRO 493/494 and can be summarized as follows:

Cost incurrence: Were the corporate centre charges prudently incurred by, or on behalf of, the companies for the provision of services required by Ontario ratepayers?

Cost allocation: Were the corporate centre charges allocated appropriately to the recipient companies based on the application of cost drivers/allocation factors supported by principles of cost causality?

Cost/Benefit: Did the benefits to the Company's Ontario ratepayers equal or exceed the costs?

The costs must pass all three tests. If a service, or the scope of service, is not needed by the gas distribution utility, then the cost should not be recovered from ratepayers. This is so even if the benefits may exceed the costs in question.³⁵

The Board encourages OPG to continue with its benchmarking activities in the corporate areas it has identified. While it is often advisable to consult with intervenors where practicable in these activities, the Board will not require OPG to involve intervenors in these activities at this time.

4.2 Corporate Costs – Regulatory Affairs

CCC submitted that OPG's regulatory affairs budget for 2009 should be reduced by 50% because the 2008 budget, which included preparation of studies to support the application, is not an appropriate baseline for the 2009 budget. CCC stated that a variance account could be established to capture deviations from budget. SEC noted the 85% increase in the Corporate Affairs budget between 2006 and 2008, and submitted that costs for consultants and purchased services for regulatory affairs should be subject to deferral account treatment because many of these fees are beyond OPG's control and the timing of the next rate proceeding is uncertain.

³⁴ EB-2005-0001/EB-2005-0437, *Decision with Reasons*, February 9, 2006.

³⁵ *Ibid.*, pp. 79-80.

OPG responded that it will be filing a new application in 2009 and therefore the regulatory affairs budget is not excessive. OPG submitted that a deferral account is not required because it would not meet a materiality threshold in the context of OPG's operating costs.

Board Findings

The Board will not make any adjustments to the regulatory affairs budget. It is clear that OPG will be filing another application shortly after this decision is issued. Therefore, the regulatory affairs costs for 2009 are likely to be of the same magnitude as the budget for 2008. The Board agrees with OPG that a deferral account is not necessary for regulatory costs. In the context of OPG's overall situation, these costs are not material.

5 NUCLEAR WASTE MANAGEMENT AND DECOMMISSIONING

OPG's balance sheet includes substantial liabilities for nuclear used fuel management, nuclear decommissioning, and low- and intermediate-level waste management. At December 31, 2007, those liabilities totalled almost \$10.8 billion. They are projected to grow to \$11.7 billion by the end of 2009.

The regulatory treatment of these liabilities was a major issue in this proceeding. The nuclear liabilities are relevant to the determination of: the amount of costs with respect to the Bruce nuclear generating stations (Chapter 6); the balance in the nuclear liability transitional deferral account (this chapter and Chapter 7); and, rate base and cost of capital (Chapter 8).

This chapter first provides some factual information and background on OPG's obligations for waste management and decommissioning at each of its nuclear facilities, the arrangements in place to fund those liabilities, and how the company presents them in its consolidated financial statements. It then summarizes OPG's proposed treatment of nuclear liabilities in the calculation of the revenue requirement, the balance in the Section 5.1 deferral account, and the calculation of Bruce costs. The balance of the chapter deals with OPG's rationale for its proposal, the submissions of the other parties, and the Board's findings.

5.1 Background

5.1.1 Nuclear liabilities

OPG is legally responsible for the ongoing, long-term management of radioactive waste from each of its nuclear facilities – Pickering A, Pickering B, Darlington, Bruce A, and Bruce B. OPG is also responsible for decommissioning the nuclear plants after the plants are shut down permanently. The Bruce A and Bruce B stations are not prescribed facilities. They are owned by OPG but have been leased to, and are operated by, Bruce Power L.P.

The amounts of OPG's nuclear waste management and decommissioning liabilities (collectively the "nuclear liabilities") are based on the costs OPG expects to incur up to and beyond the termination of operations and the closure of nuclear facilities. Costs will be incurred to dismantle, demolish and dispose of facilities and equipment, to remediate and restore the plant sites, and to manage nuclear used fuel and low- and intermediate-level waste material.

OPG estimated that the undiscounted amount of future cash outflows for waste management and station decommissioning at the end of 2007 was \$24 billion (measured in 2007 dollars). The amounts and timing of future cash outflows are based on significant assumptions and are necessarily subject to considerable uncertainty. OPG's current nuclear waste management and decommissioning plan includes cash flow estimates for decommissioning nuclear stations for approximately 40 years after station shutdown, and to 2065 for placement of used fuel into a long-term depository followed by extended monitoring.

OPG measures the nuclear liabilities by discounting the estimated cash flows for the time value of money. When OPG acquired the generation business of Ontario Hydro on April 1, 1999 and commenced operations, the nuclear liabilities were less than \$6.5 billion, which equalled the expected future cash outflows discounted at 5.75%.³⁶ By the end of 2007, the liabilities had grown to \$10.8 billion. The principal reasons for the increase since 1999 are accretion expense (as time passes, the present value of estimated cash outflows increases) and a material upward revision to estimated future cash flows that was recognized at the end of 2006.

Table 5-1 is a continuity schedule of nuclear liabilities from the beginning of 2005 to the end of 2009. For liabilities established before the end of 2006, the discount rate is 5.75%. For liabilities recorded on December 31, 2006, the discount rate is 4.6%, which was based on bond market conditions at that time.

³⁶ OPG 1999 consolidated financial statements, Note 7.

Table 5-1: OPG's Actual and Forecast Nuclear Liabilities

<i>\$ millions</i>	2005	2006	2007	2008 Forecast	2009 Forecast
Opening balance	\$ 8,150	\$ 8,567	\$ 10,328	\$ 10,781	\$ 11,207
Accretion	467	490	575	603	626
Accrue variable expense	34	38	76	48	39
Liabilities settled	(84)	(153)	(198)	(225)	(193)
Change in cost estimates	-	1,386	-	-	-
Ending balance	\$ 8,567	\$ 10,328	\$ 10,781	\$ 11,207	\$ 11,679
<i>By facility:</i>					
Pickering/Darlington	\$ 5,009	\$ 5,714	\$ 5,921	\$ 6,182	\$ 6,466
Bruce	3,558	4,614	4,860	5,025	5,213

Source : Exhibit J1.5.

At December 31, 2007, total nuclear liabilities of \$10,781 million were comprised of a liability for used fuel management of \$5,938 million and a liability for nuclear decommissioning and low- and intermediate level waste management of \$4,843 million. OPG advised that its nuclear liabilities are substantially higher than the liabilities of nuclear operators in the United States, which do not directly bear the risk of managing nuclear fuel waste. In the U.S., the federal government bears the liability for managing used fuel and collects a per kWh charge from operators.

5.1.2 Funding

At the end of 1999, the year that OPG assumed the nuclear waste management and decommissioning obligations from Ontario Hydro, the nuclear liabilities were largely unfunded. There was only \$367 million segregated to satisfy the liabilities compared to total nuclear liabilities of \$6,591 million.³⁷

In 2002, OPG and the Province of Ontario finalized the Ontario Nuclear Funds Agreement (ONFA). That agreement established two segregated funds – a used fuel fund and a decommissioning fund – to be held by an independent custodian. The used fuel fund will be used to fund future costs of long-term nuclear used fuel waste management. The decommissioning fund will be used to pay for the cost of

³⁷ OPG 1999 consolidated financial statements, Note 7.

decommissioning the plants and the cost of managing low- and intermediate-level waste.

The ONFA requires OPG to make quarterly payments to the funds. OPG's payments are determined by a Provincially-approved reference plan (Approved Reference Plan) that sets out the estimated costs to meet OPG's nuclear waste management and decommissioning obligations. The ONFA requires OPG to prepare reference plans when required by law or regulatory bodies, or every five years, whichever is earlier. The current Approved Reference Plan was approved by the Province in December 2006. The ONFA also requires OPG to prepare a new or amended reference plan in the event of a material change, which includes reductions in the remaining operating period for a nuclear station and any change in circumstances or assumptions that would cause a change in estimated costs by more than an agreed amount.

Under the ONFA, the Province limits OPG's financial exposure for used fuel management with respect to the first 2.23 million used fuel bundles, a threshold that OPG expects will be reached in 2011. OPG is fully responsible for costs of managing used fuel bundles in excess of that amount. The Province also guarantees an annual rate of return of 3.25% above the Ontario Consumer Price Index on the portion of the used fuel fund related to the first 2.23 million used fuel bundles. Actual returns in excess of the guaranteed return accrue to the Province, not OPG.

OPG contributed approximately \$4.2 billion to the segregated funds during the five years ended December 31, 2007.³⁸ The Province made a substantial one-time contribution to the decommissioning fund in 2003. The decommissioning fund had a fair value of approximately \$5.1 billion at December 31, 2007 and is considered to be overfunded under the provisions of the ONFA.

At the end of 2007, the fair value of the investments held in the used fuel fund was approximately \$4.2 billion, after deducting \$511 million relating to excess earnings that accrue to the Province. A revised schedule for OPG's contributions to the used fuel fund was approved by the Province in March 2008. That schedule shows OPG making contributions of approximately \$2.1 billion to the used fuel fund over the ten-year period 2008 to 2017, with smaller amounts being contributed thereafter.

³⁸ Exhibit J15.11, page 4.

5.1.3 Financial reporting

For external financial reporting purposes, OPG accounts for its nuclear liabilities in accordance with the requirements of Section 3110 of the Handbook of the Canadian Institute of Chartered Accountants (CICA).

Section 3110 defines an asset retirement obligation (ARO) as:

[A] legal obligation associated with the retirement of a tangible long-lived asset that an entity is required to settle as a result of an existing or enacted law, statute, ordinance or written or oral contract, or by legal construction of a contract under the doctrine of promissory estoppel.³⁹

OPG's nuclear liabilities meet the definition of an ARO.

Section 3110 requires that an entity recognize the fair value of an ARO as a liability on its balance sheet in the period in which it is incurred, provided a reasonable estimate of fair value can be made. The fair value of an ARO is generally calculated by discounting expected future cash flows, the approach used by OPG.

When an ARO is recognized as a liability, Section 3110 requires that an equal amount be recorded as an increase in the net book value of the related long-lived assets. The addition to net book value is referred to as an asset retirement cost (ARC). An ARC is amortized over the useful life of the assets in the same manner as any other capital cost related to the asset.

Section 3110 is essentially the same as the United States accounting standard on asset retirement obligations issued by the Financial Accounting Standards Board (FASB) in 2001.

The net book values of OPG's nuclear stations include material amounts of unamortized ARC, as shown in Table 5-2.

³⁹ CICA Handbook Section 3110, "Asset Retirement Obligations," paragraph .03 (a), issued March 2003. OPG adopted Section 3110 in 2003 and retroactively applied the new standard to financial statements for earlier periods.

Table 5-2: Nuclear ARO and ARC Amounts on OPG's Balance Sheet

<i>\$ millions at December 31</i>	2005	2006	2007	2008 Forecast	2009 Forecast
Pickering and Darlington					
Fixed asset net book value	\$ 2,493	\$ 2,924	\$ 2,826	\$ 2,762	\$ 2,630
Unamortized ARC in net book value	\$ 1,013	\$ 1,435	\$ 1,301	\$ 1,181	\$ 1,061
Unamortized ARC as % of NBV	41%	49%	46%	43%	40%
Nuclear liabilities (ARO)	\$ 5,009	\$ 5,714	\$ 5,921	\$ 6,182	\$ 6,466
Bruce					
Fixed asset net book value	\$ 492	\$ 1,271	\$ 1,195	\$ 1,128	\$ 1,063
Unamortized ARC in net book value	\$ 388	\$ 1,188	\$ 1,128	\$ 1,080	\$ 1,032
Unamortized ARC as % of NBV	79%	93%	94%	96%	97%
Nuclear liabilities (ARO)	\$ 3,558	\$ 4,614	\$ 4,860	\$ 5,025	\$ 5,213

Sources: Ex. B3-3-1, Tables 1 and 2; Ex. B3-5-1, Tables 1 and 2; Ex. G2-2-1, Table 2; Ex. J1.5; and Ex. J15.1, Addendum #2.

An entity must recognize period-to-period changes in the ARO liability due to the passage of time (accretion expense) and due to revisions to the timing or amounts of the expected future cash flows required to carry out the asset retirement activities. Accretion expense is a charge against earnings. Increases or decreases in AROs due to changes in cost estimates are accounted for the same as the initial recognition of an ARO – they give rise to an equivalent amount of ARC, which is an adjustment to the net book value of the related long-lived assets.

At the end of 2006, OPG revised its cost estimate for nuclear waste management and recorded a \$1,386 million increase in the nuclear liabilities and a corresponding increase in the net book values of the nuclear plants (\$509 million related to Pickering and Darlington and \$878 million related to the Bruce stations).

In its GAAP income statement, OPG books expenses for accretion, depreciation of ARC, and variable waste management expenses (this last expense arises because the nuclear liabilities increase as more nuclear fuel is used each period). OPG also books the earnings on, and change in fair value of, assets held in the segregated funds. Table 5-3 shows the forecast pre-tax charge in OPG's income statement due to the nuclear liabilities and the segregated funds.

Table 5-3: Forecast GAAP Expense – Nuclear ARO, ARC, Segregated Funds

<i>\$ millions, periods ending December 31</i>	2008 nine months	2009	Total
Pickering and Darlington			
Depreciation of ARC	\$ 90	\$ 120	\$ 210
Nuclear waste variable expense	16	23	39
Accretion expense	251	344	595
Segregated fund earnings	(186)	(264)	(450)
Total - Pickering, Darlington	\$ 171	\$ 223	\$ 394
Bruce			
Depreciation of ARC	\$ 36	\$ 48	\$ 84
Nuclear waste variable expense	19	17	36
Accretion expense	201	282	483
Segregated fund earnings	(176)	(262)	(438)
Total - Bruce	\$ 80	\$ 85	\$ 165

Sources: Ex. H1-1-3, page 2; Ex. J1.5; Ex. J7.2; Ex. 8.1; Ex. J15.1, Addendum #2.

5.2 OPG's Proposed Treatment of Nuclear Liabilities

Section 6(2)8 of O. Reg. 53/05 requires the Board to ensure that OPG recovers the “revenue requirement impact of its nuclear decommissioning liabilities arising from the current approved reference plan”. OPG proposed the following ratemaking approach for nuclear liabilities related to the prescribed facilities, and the related segregated funds, for the test period:

- Depreciation of the ARC component of the net book value of the prescribed nuclear plants is included in the test period revenue requirement.
- Nuclear waste variable costs for Pickering and Darlington are included in the revenue requirement as either fuel costs or depreciation.
- The rate base for 2008 and 2009 would include the average net book values of OPG's Pickering and Darlington nuclear stations. Those net book values include significant amounts of ARC as shown in Table 5-2 above. OPG proposed

applying its debt rate and return on equity to the entire rate base, including unamortized ARC, to determine the revenue requirement.

- Accretion expense and the earnings on segregated funds, both of which affect OPG's reported income under GAAP, are excluded from the revenue requirement under OPG's proposal.

OPG referred to this approach as the "rate base method."

Section 6(2)9 of O. Reg. 53/05 requires that the Board ensure OPG recovers all of the costs it incurs with respect to the Bruce Nuclear Generating Stations ("Bruce stations"). Section 6(2)10 requires that if OPG's revenues from the lease of the Bruce stations exceed its costs, the excess shall be applied to reduce the payment amounts for the Pickering and Darlington facilities. OPG proposed to use the rate base method for nuclear liabilities to calculate its test period costs of the Bruce stations.

Table 5-4 sets out the amounts OPG proposed to recover during the test period in respect of nuclear liabilities. The amounts for depreciation of ARC and nuclear waste variable expenses are the same as the amounts OPG forecasts it will charge to expense in its financial statements (as shown in Table 5-3). For ratemaking purposes, OPG proposed to ignore accretion expense and earnings on segregated funds. Instead, OPG proposed to recover \$175 million as a return on the average unamortized ARC of the Pickering and Darlington facilities (\$51 million of deemed interest and a return on equity of \$124 million). OPG also proposed to include a \$161 million return on unamortized ARC in its forecast costs related to the Bruce stations (deemed interest of \$47 million and a return on equity of \$114 million).

Table 5-4: OPG's Proposed Recoveries Related to Nuclear Liabilities

<i>\$ millions, periods ending December 31</i>	2008 nine months	2009	Total
Pickering and Darlington			
Depreciation of ARC	\$ 90	\$ 120	\$ 210
Nuclear waste variable expense	16	23	39
Cost of capital:			
Interest	23	28	51
ROE	56	68	124
Total - Pickering, Darlington	\$ 185	\$ 239	\$ 424
Bruce			
Depreciation of ARC	\$ 36	\$ 48	\$ 84
Nuclear waste variable expense	19	17	36
Cost of capital:			
Interest	20	27	47
ROE	50	64	114
Total - Bruce	\$ 125	\$ 156	\$ 281

Source: Ex. H1-1-3, page 2.

The increase in the nuclear liabilities that OPG recorded at the end of 2006 occurred before the Board assumed responsibility for setting the payment amounts. That increase is nonetheless relevant to this application because the deferral account mandated by Section 5.1 of O. Reg. 53/05 requires OPG to record the “revenue requirement impact” of that increase in the nuclear liabilities for the period up to the date of the Board’s first order.

OPG proposed to adopt the same rate base method to calculate the balance in the Section 5.1 deferral account that it proposes to adopt for the test period revenue requirement for Pickering and Darlington. That treatment, which OPG proposed should apply to both the increase in 2006 in the Pickering/Darlington nuclear liabilities and the increase in nuclear liabilities related to the Bruce stations, resulted in OPG recording \$75.4 million as a “return on rate base” in the Section 5.1 deferral account.

5.3 The Issues and Board Findings

The ratemaking treatment for nuclear liabilities is complex, and it is made more complex in this case because the issues involve two types of facilities (Pickering and Darlington, which are prescribed facilities under O. Reg. 53/05, and the Bruce stations, which are not prescribed facilities) and two time periods (the test period, and the period prior to the date of the Board's first order.) Some of the relevant issues and considerations are common to both time periods and types of facilities while other issues are unique to a particular time period or type of facility. The Board has chosen to deal with OPG's rationale for its proposal, the positions of the parties, and the Board's findings under four headings:

- Interpretation of O. Reg. 53/05. OPG submitted that the regulation requires the Board to allow OPG to recover costs related to nuclear liabilities using the rate base method. Several intervenors disputed that claim and submitted that the Board has the discretion under the regulation to adopt other methods. Section 5.3.1 below deals with this issue. The Board finds that O. Reg. 53/05 does not obligate the Board to accept OPG's use of the rate base method and that the Board has the discretion to set the revenue requirement using other methods.
- Method of recovering the costs of nuclear liabilities of the prescribed facilities. Section 5.3.2 below reviews the arguments made in favour of and against the rate base method, and the alternatives suggested by intervenors. This section is restricted to the test period revenue requirement of the nuclear liabilities of the prescribed nuclear facilities, Pickering and Darlington. The Board has determined that OPG's revenue requirement related to the cost of nuclear liabilities for the prescribed facilities should not be calculated using the rate base method. Instead, the Board finds that OPG shall use a method that provides separate rate base treatment for the amount of unfunded liabilities.
- Section 5.1 and 5.2 deferral accounts. Section 5.3.3 below deals with the question of how the revenue requirement impact of the 2006 change in nuclear liabilities should be calculated for purposes of the deferral account mandated by Section 5.1 of the regulation. It also addresses how OPG should calculate entries into the deferral account mandated by Section 5.2 of O. Reg. 53/05, in the event OPG records a change in its nuclear liabilities after the date of the Board's first order. The Board finds that for each account the revenue requirement impact will

be calculated using the method that was used to set the revenue requirement during the period of time which the account covers.

- Bruce nuclear liabilities. The issue is whether the costs of nuclear liabilities related to the Bruce stations, which are not prescribed facilities, should be calculated in the same manner as the costs related to the prescribed facilities, or whether a different methodology should be used. This issue is addressed in Chapter 6 of this decision.

5.3.1 O. Reg. 53/05 and nuclear liabilities

Section 6(1) of the regulation states: “Subject to subsection (2), the Board may establish the form, methodology, assumptions and calculations used in making an order that determines payment amounts for the purpose of section 78.1 of the Act.” Nuclear liabilities are referred to in Section 6(2)8, which requires that: “The Board shall ensure Ontario Power Generation Inc. recovers the revenue requirement impact of its nuclear decommissioning liability arising from the current approved reference plan.” The regulation does not contain definitions of “revenue requirement” or “revenue requirement impact.”

OPG took the position that the regulation requires the Board to allow OPG to recover nuclear liability costs using the rate base method. OPG submitted that both:

- (i) Section 6(2)5(i) of O. Reg. 53/05, which requires the Board to accept the amounts of assets and liabilities as set out in OPG’s 2007 audited financial statements, and
- (ii) Section 6(2)6(ii), which states that Section 6(2)5 applies to values relating to the revenue requirement impact of accounting and tax policy decisions,

make it clear that asset values resulting from accounting policy decisions approved by OPG’s auditors and OPG’s Board of Directors must be accepted by the Board in making its first order.

The net book value of nuclear fixed assets set out in OPG’s 2007 audited financial statements includes material amounts of unamortized ARC (as shown in Table 5-2 above). OPG submitted that those fixed asset amounts must be accepted into rate base because those amounts appear in the financial statements. OPG claimed that any other interpretation of Sections 6(2)5 and 6(2)6 would “render them meaningless and totally

ineffective.” OPG asserted that accepting ARC into rate base but attaching a different cost of capital to that element of rate base would contravene the clear intention of those two sections of the regulation.

OPG also submitted that O. Reg. 53/05’s provisions for the deferral accounts authorized by Sections 5.1 and 5.2 support its view that the test period revenue requirement must be set using the rate base method. Those deferral accounts capture the “revenue requirement impact” of certain changes in nuclear liabilities before (Section 5.1) or after (Section 5.2) the date of the Board’s first order. Section 6(2)7 requires those revenue requirement impacts to be based on four items as “reflected in” OPG’s financial statements, including a “return on rate base.”⁴⁰ OPG argued that there would be no meaning to this provision if the regulation did not require the Board to use the rate base method. OPG argued that it would be capricious and arbitrary to employ one method to calculate deferral account balances related to *changes* to nuclear liabilities as a result of new reference plans (Sections 5.1 and 5.2) and a different method to set the revenue requirement impact of those changes for the test period (Section 6(2)8).

CCC, CME (supported by AMPCO), SEC, VECC and Board staff disagreed with OPG’s interpretation of O. Reg. 53/05.

CCC submitted that the regulation does not directly, or by necessary implication, require the Board to accept the rate base method for the costs of nuclear liabilities. CCC also submitted that although the Board is required by Section 6(2)5 to accept amounts set out in OPG’s financial statements, the Board is not required to adopt all of the accounting and ratemaking assumptions therein.

CME acknowledged that Sections 6(2)5 and 6(2)6 require the Board to accept amounts set out in OPG’s financial statements. CME submitted, however, that the “revenue requirement impact” of nuclear liability costs is an item of regulatory policy, not an item of tax or accounting policy. CME argued that the regulation does not empower OPG and its auditors to make a regulatory policy determination with respect to the recovery of costs associated with nuclear liabilities. CME also submitted that if the recovery of the costs of nuclear liabilities is a matter of accounting policy, and not regulatory policy, then GAAP provisions relating to expensing of nuclear liability costs should apply. Yet,

⁴⁰ The four items are: return on rate base; depreciation expense; income and capital taxes; and fuel expense.

CME noted, OPG's rate base method disregards and does not apply GAAP to calculate the amount of expense related to nuclear liabilities.

SEC urged the Board to reject OPG's proposition that the inclusion of nuclear liability costs in the revenue requirement has been predetermined by the regulation. SEC observed that OPG does not cite any specific provision of O. Reg. 53/05 that directs the Board to accept the rate base method and noted that "revenue requirement impact" is not defined in the regulation. SEC submitted that the regulation leaves it to the Board to determine the revenue requirement related to the cost of nuclear liabilities.

SEC disagreed with OPG's submission that the reference to "return on rate base" in Section 6(2)7, which deals with the deferral accounts for changes in nuclear liabilities, supports a conclusion that the regulation requires OPG's rate base method. SEC pointed out that while Section 6(2)7 requires revenue requirement impacts to be based on four items as reflected in OPG's audited financial statements, one of which is a "return on rate base," OPG's audited financial statements do not contain any items called "return" or "rate base." SEC argued that on a plain reading of Section 6(2)7, no return on rate base could be permitted as there is no item called "return on rate base" in the financial statements; a plain reading of the other parts of Section 6(2)7 would lead to similarly absurd results.⁴¹ For these reasons, SEC submitted that the government, in enacting the regulation, did not intend Section 6(2)7 to be read literally, and did not intend that the entire decision-making responsibility for recovering the costs of nuclear liabilities be granted to OPG's Board of Directors.

SEC submitted that:

... this Board should not fetter its discretion to determine payment amounts under s. 78.1 on the basis of an implied direction in s. 6(2)7. The Board should only decline jurisdiction when its mandate is clearly and expressly circumscribed, which is not the case here. The alternative is for the Board to implement rate recovery for nuclear negative salvage on a basis that the Board knows (or at least suspects) is not just and reasonable, on the theory that the government

⁴¹ Of the three remaining items, SEC pointed out that depreciation expense is included in the financial statements but not normally disaggregated into line items; income and capital taxes are accounted for differently for regulatory and accounting purposes, and a literal reading of section 6(2)7 would require the application of conventional deferred tax accounting to the regulatory sphere, a significant and major change in regulatory process that is unlikely to have been implemented by the government without express direction; and fuel expense, another of the four items, is not separately set out in the financial statements. (SEC Argument, paragraph 194.)

may have indirectly limited the Board's jurisdiction to do what is right.⁴²
(emphasis in original)

VECC submitted that whether and how a particular accounting item is included in the regulatory construct of "rate base" is entirely at the discretion of the Board, and is not something imposed on the Board by a non-regulatory accounting policy. VECC acknowledged that although the accounting treatment for an item can provide guidance in a regulatory context, the method of accounting is not determinative of the appropriate regulatory treatment.

Board staff submitted that Sections 6(2)5 and 6(2)6, on which OPG relies in its argument, must be read in conjunction with Section 78.1(4) of the *OEB Act*⁴³ and Section 6(1) of O. Reg. 53/05. Board staff concluded that:

... while the Board must accept the amounts and certain values set out in the audited financial statements when making its first order, the Board's discretion in dealing with matters which are placed in rate base, either through the operation of the Regulation or as a result of its own determination of the composition of rate base, remains. Board staff submits that it is open to the Board to determine whether a different cost of capital should be applied to an element of rate base.⁴⁴

In its reply argument, OPG submitted that O. Reg. 53/05 does not confer any jurisdiction on the Board with respect of the recovery of the cost of nuclear liabilities. OPG asserted that the regulation merely confirms the continuation of what OPG describes as the status quo – the use of the rate base method.

OPG argued that the phrase "revenue requirement impact" used in Section 6(2)7 does not convey total discretion to the Board, as CME and the other intervenors suggest. In OPG's view, the role of the Board is quite limited. OPG submitted that the phrase "to the extent the Board is satisfied that revenue requirement impacts are accurately recorded in the accounts" in Section 6(2)7:

⁴² SEC Argument, paragraph 201. "Nuclear negative salvage" is the term that SEC used to describe nuclear decommissioning liabilities.

⁴³ Section 78.1(4) of the *OEB Act* states: "The Board shall make an order under this section in accordance with the rules prescribed by the regulations and may include in the order conditions, classifications or practices, including rules respecting the calculation of the amount of the payment."

⁴⁴ Board Staff Argument, page 14.

... obligates the OEB to ensure that OPG has accurately calculated the “revenue requirement impacts” and recorded the correct figures in the deferral account; it has nothing to do with the methodology that the OEB must follow for determining the “revenue requirement impacts.”⁴⁵

OPG claimed that a conclusion that the Board retains discretion over the composition of rate base and the return on ARC would make a complete mockery of Sections 6(2)5 and 6(2)6 of the regulation. OPG asked: “If the OEB must accept the ARC as a fixed asset but is free to assign it a zero cost [a position advocated by some intervenors], how has the Board “accepted” anything?”⁴⁶

OPG claimed that the Province of Ontario knew, when it approved O. Reg. 53/05 in 2005, that the initial payment amounts were set using the rate base method for the costs of nuclear liabilities. OPG submitted this is an important factor to be considered when interpreting Sections 6(2)5 to 8 of the regulation. OPG also claimed that the Province is aware that OPG used the rate base method in preparing this application and the interpretation of the regulation that it was putting forward, namely, that the regulation required the Board to ensure OPG recovers nuclear liability costs calculated using the rate base method. OPG stated: “As the sole shareholder, if OPG’s request was out of line with the intent of O. Reg. 53/05, it would be reasonable to expect that the Province would have so advised the company.”⁴⁷

Board Findings

The Board does not accept OPG’s position that O. Reg. 53/05 requires the Board to ensure OPG recovers nuclear liability costs calculated using the rate base method. The Board finds it has discretion to determine the method that OPG should use to calculate and so recover the revenue requirement impact of the nuclear liabilities.

Section 6(2)8 of O. Reg. 53/05 obligates the Board to ensure OPG recovers the revenue requirement impact of its nuclear liabilities. Section 6(1) of O. Reg. 53/05 specifies that the Board “may establish the form, methodology, assumptions and calculations used in making an order that determines payment amounts.” The only restriction in Section 6(1) is that a Board order is subject to the provisions of section 6(2). The Board has concluded that none of the provisions of section 6(2) require the

⁴⁵ OPG Reply Argument, page 127.

⁴⁶ OPG Reply Argument, page 126.

⁴⁷ OPG Reply Argument, page 126.

rate base method be used to calculate the revenue requirement impact referred to in Section 6(2)8.

The Board reached this conclusion for several reasons.

First, the regulation does not define “revenue requirement impact” and does not state anywhere that the rate base method must be used to determine the cost of nuclear liabilities. In its role as economic regulator of electric and natural gas utilities, the Board has many years of experience in setting the revenue requirements of the entities it regulates. Determining what items should be included in an entity’s revenue requirement, and how those items should be measured, is one of the most important functions of an economic regulator. Had the government intended that the Board relinquish the jurisdiction to determine how the revenue requirement should be calculated, it could have included clear and unambiguous language to that effect in the regulation. It did not do so.

The Board notes that OPG was unable to provide any examples from other North American jurisdictions of the rate base method being used to calculate the costs of nuclear liabilities. While the lack of examples does not invalidate the method, it certainly casts doubt on OPG’s contention that, notwithstanding the lack of any explicit statement, the government clearly intended that only the rate base method be used. The Board cannot accept that the government intended to require the Board to accept a method not known to be used in any other jurisdiction yet did not consider it necessary to make this requirement explicit in the regulation.

Second, the Board does not agree with OPG’s interpretation of the sections of O. Reg. 53/05 concerning acceptance of amounts in OPG’s 2007 financial statements. OPG correctly pointed out that Section 6(2)5 of the regulation requires the Board to accept the net book values of OPG’s fixed assets as set out in its 2007 audited financial statements. It also noted that those net book values include substantial amounts of unamortized ARC (as shown in Table 5-2 above). OPG then asserted: “According to O. Reg. 53/05, the OEB must accept into rate base OPG’s prescribed fixed asset values.”⁴⁸ The Board does not agree that OPG’s conclusion follows from the requirements of Sections 6(2)5 or 6(2)6.

⁴⁸ OPG Argument-in-Chief, page 83.

Section 6(2)5 requires the Board to accept the amounts of certain items as set out in OPG's financial statements. In the Board's view, the purpose of this section was to limit the extent to which the Board and intervenors could go back in history and question the impact of OPG's past accounting decisions on amounts that were determined before the Board took over the responsibility for setting payment amounts. A requirement to accept certain amounts is not an instruction as to how the Board should use those amounts in determining OPG's revenue requirement. The Board notes that when it is intended that the Board ensure OPG recover certain amounts, O. Reg. 53/05 is explicit. For example, Section 6(2)4 obligates the Board to ensure OPG recovers nuclear refurbishment costs. In contrast, Sections 6(2)5 and 6(2)6 do not require the Board to ensure recovery of any amounts or to use certain methodologies, and do not circumscribe the Board's authority as set out in Section 6(1).

Third, the Board is not persuaded by OPG's argument that the reference to "return on rate base" in Section 6(2)7 on nuclear liability deferral accounts supports a conclusion that O. Reg. 53/05 obligates the Board to accept the rate base method for the cost of OPG's nuclear liabilities.

As more fully explained in section 5.3.3 of this decision on nuclear liability deferral accounts, the Board has concluded that the term "return on rate base" in Section 6(2)7 does not restrict in any way how the Board determines the revenue requirement impacts under Section 6(2)8. The Board's interpretation of Sections 5.1, 5.2, and 6(2)7 is that those sections require that OPG be "kept whole" when its nuclear liabilities increase in response to a new reference plan. However, contrary to OPG's interpretation, the Board finds that those sections do not specify how to calculate the amounts that would keep OPG whole.

The Board finds that O. Reg. 53/05 does not require the Board to use the rate base method when determining the revenue requirement impact for purposes of Section 6(2)8.

5.3.2 Recovering the cost of nuclear liabilities related to Pickering and Darlington

Having found that the Board is not required by O. Reg. 53/05 to accept OPG's use of the rate base method for the costs of nuclear liabilities, the Board considered the merits of various methods, including the rate base method, of recovering the costs.

In addition to OPG's rate base method, four other methods of determining the revenue requirement impact of the nuclear liabilities were discussed during the hearing. Those methods and OPG's rate base method are summarized in Table 5-5, which is based on calculations filed by OPG. The table deals only with the "return on rate base" aspects of each method. It omits depreciation of unamortized ARC and the other elements of the revenue requirement proposed by OPG that were not opposed by any party. Table 5-5 includes amounts for both the prescribed assets (Pickering and Darlington) and the Bruce stations. (The Board did not have all of the information required to separate the Bruce amounts from the amounts for Pickering and Darlington.) Cost of capital in the table is based on OPG's application (a capital structure of 42.5% debt, 57.5% equity; proposed debt rates of 5.65% in 2008 and 6.47% in 2009; and a return on equity of 10.5%).

In their arguments, some intervenors proposed new approaches or variations on the methods shown in Table 5-5.

Table 5-5: Comparison of Methods to Calculate the Revenue Requirement for Nuclear Liabilities

<i>\$ millions</i>	OPG's Rate Base Method	CIBC Option 2	Flow-through Method	Method 3	Method 3(b)
Rate base	Average unamortized ARC (\$2,325 million for 2008 and \$2,178 million for 2009)	Rate base per OPG, <u>less</u> average unfunded nuclear liability (\$1,231 million for 2008 and \$878 million for 2009)	Zero	Same as OPG's rate base method	Same as CIBC Option 2
Revenue requirement	Cost of capital applied to rate base	Cost of capital applied to rate base. Revenue requirement also includes total forecast accretion expense and total forecast segregated fund earnings	Total forecast accretion expense, less total forecast segregated fund earnings	Cost of capital applied to rate base. Cost of debt is based on a blend of the OPG's average accretion rate of 5.6% (for the amount of the unfunded liability) and the forecast long-term debt rate (for the balance of deemed debt)	Cost of capital applied to rate base. The revenue requirement for the unfunded liability is based on OPG's average accretion rate of 5.6%
Cost of capital	\$334.3	\$180.9	-	\$326.2	\$179.3
Accretion expense	-	1,074.7	1,074.7	-	100.9
Segregated fund earnings	-	(888.1)	(888.1)	-	-
Revenue requirement	\$334.3	\$367.5	\$186.6	\$326.2	\$280.2

Sources: Ex. J12.1, Attachment 1; Ex. H1-1-3, page 2; Ex. J7.1

Note 1: Amounts in the table relate to both the prescribed nuclear facilities and the Bruce stations.

Note 2: The amounts in the table are all taken from an OPG-prepared exhibit. The Board notes that the cost of capital amounts shown for CIBC Option 2 and Method 3(b) are different. Those amounts should be identical, however, given that the rate base for each method is the same. "CIBC Option 2" is contained in a report written in December 2004 by CIBC World Markets, commissioned by the government to assist it in determining the current payment amounts.

OPG noted that its total proposed revenue requirement for nuclear waste management and decommissioning costs (as shown in Table 5-4) would be less than the company's

cash flow requirements during the test period (expected contributions to the segregated funds and nuclear costs funded through operations).

In addition to its argument that the regulation requires the Board to accept use of the rate base method (see section 5.3.1 above), OPG argued that the Board should approve the use of the method because it was used by the government when it set the current payment amounts in 2005, and it is the most appropriate methodology.

OPG referred to a December 2004 report from CIBC World Markets to support its contention that the rate base method was used to set current payment amounts. That report provided CIBC's analysis and advice on the initial regulated payment amounts for the prescribed assets. CIBC described two methods of dealing with nuclear liabilities. CIBC's preferred method, which it submitted followed traditional rate base methodology, involved recovering the unfunded liability through OPG's return on assets. CIBC acknowledged that this method "effectively requires rate payers to fund a higher cost of capital associated with the unfunded liability than the interest rate used in calculating the liability pursuant to ONFA."⁴⁹ This method is summarized in Table 5-5 under the heading "OPG's Rate Base Method".

CIBC also described an alternative method that involved removing the unfunded liability from rate base, which would lower OPG's return on capital, and collecting interest at the rate used under the ONFA to calculate the liability. This method is summarized in Table 5-5 under the heading "CIBC Option 2". According to CIBC, this method would have lowered the initial payment amounts by \$1 per MWh.

OPG acknowledged that the various payments amounts discussed in the CIBC report are not the same as the payment amounts set by the government effective April 1, 2005. Part of the reason for the difference is that the payment amounts in the CIBC report were based on a 10 per cent return on equity while the government used a five per cent rate to set the initial payments. OPG's evidence was that the CIBC report and the initial rates were "entirely consistent in every regard, except for their recommendation on return on equity."⁵⁰ OPG concluded that the government must have used CIBC's preferred method, which OPG submitted is the same as its rate base method, to set the initial payments.

⁴⁹ CIBC World Markets Inc., *Engagement Review of Financial Advisory Services on OPG's Initial Regulated Rate and Financial Soundness*, December 2004, page 19. [Exhibit L-2-10, Attachment 1]

⁵⁰ Transcript Volume 1, page 78.

OPG submitted that the rate base method is “the best and most appropriate method to recover OPG’s nuclear waste management costs.”⁵¹ The CICA Handbook requires ARC to be included in the net book value of fixed assets and depreciated like any other element of asset cost. OPG considered that to be a rational allocation of the costs over the lives of the related assets. OPG also submitted that no investor would invest in nuclear generation if no consideration were given to the capital required to finance ARC.

OPG submitted that the rate base method is consistent with traditional regulatory practice in that it does not require “streaming” of particular costs to particular assets.

OPG noted that the revenue requirement that results from using the rate base method is not tied to the level or pace of cash contributions to the segregated funds or to fund earnings. An OPG witness submitted that:

... we feel that any approach that involves nuclear fund earnings is going to result in volatility of regulatory earnings, as well as increased regulatory burden associated with scrutiny of those forecasts, and that earnings can be volatile is certainly illustrated by things that occurred in the early part of this year ...⁵²

CCC, CME (supported by AMPCO), SEC, and VECC objected to OPG’s proposed rate base method. Other intervenors were silent on the issue.

There were three arguments against OPG’s use of the rate base method that appeared in various forms in the written submissions of the intervenors. Those arguments are summarized below, followed by a description of the alternative approaches suggested by the intervenors.

First, intervenors argued that a rate base return on capital should be allowed only when capital has been supplied by debt or equity investors. Most intervenors who opposed OPG’s use of the rate base method submitted that ARC is not funded by debt and equity and, therefore, none of that amount should attract a return equal to OPG’s weighted average cost of capital (WACC). (CCC seemed to suggest that some amount

⁵¹ OPG Argument-in-Chief, page 82.

⁵² Transcript Volume 7, page 46. The event in the early part of the year referred to by the OPG witness was OPG’s recognition of a loss of \$51 million on the segregated funds in the first quarter of 2008, compared to earnings of \$91 million in the first quarter of 2007.

of ARC should attract a return equal to WACC.) SEC's comment on funding of nuclear liabilities and ARC is typical:

The use of rate base to calculate the amount of allowable debt (and therefore interest recovery), and the amount of allowed equity (and return on it), presupposes that this amount of capital is needed by the utility to operate. That is, the regulatory methodology used starts from the assumption that the utility needs to be capitalized by an amount equal to the rate base, through issuing either debt or equity. That assumption is only correct where the rate base involves real capital expenditures, actually incurred or needing to be funded.

That is not true in the case of nuclear negative salvage. No money has been spent, and no capital has been raised through debt or equity.⁵³

Second, intervenors noted there is no precedent in North America for the use of the rate base method for ARC, and this was acknowledged by OPG. Neither of the two owners of other nuclear generation facilities in Canada, Hydro-Québec and New Brunswick Power, are subject to cost-of-service regulation for nuclear output. With respect to rate regulated nuclear plants in the United States, OPG's expert on cost of capital provided her views on the impact of FASB Statement No. 143, *Accounting for Asset Retirement Obligations*, which is virtually identical to CICA Handbook Section 3110. She indicated that "FASB 143 has not resulted in material changes in regulatory practice with respect to rate base or capital structure for U.S. utilities with ARCs and AROs."⁵⁴

VECC noted that the U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) has not mandated a single method of dealing with recovery of asset retirement costs. VECC filed FERC Order No. 631, which deals with accounting and rate filing requirements for asset retirement obligations, and which states: "The Commission finds that the issue of whether, and to what extent, a particular asset retirement cost must be recovered through jurisdictional rates should be addressed on a case-by-case basis in the individual rate change filed by the public utilities, licensees, and natural gas companies."⁵⁵

Third, contrary to OPG's submission, the intervenors took the position that how the government treated ARC when it set the current payment amounts on April 1, 2005 is

⁵³ SEC Argument, paragraphs 212 and 213.

⁵⁴ Addendum to Exhibit J1.3, page 4.

⁵⁵ Federal Energy Regulatory Commission, Docket No. RM02-7-000, Order No. 631, *Accounting, Financial Reporting, and Rate Filing Requirements for Asset Retirement Obligations*, April 9, 2003, paragraph 62. [Exhibit K11.7]

not relevant in this proceeding and not binding on the Board. CCC submitted that to imply the ratemaking treatment for 2008 and 2009 must be consistent with the 2005-2007 interim rates is tantamount to stating that the interim rates established a binding precedent.

SEC submitted that with respect to ARC, it is not clear what the government took into account when it set the initial payment amounts. SEC submitted that:

[T]he Board is not in a position to look at how the Legislature's decision on nuclear negative salvage was made, the evidence the Legislature considered, or whether the specific circumstances of that decision are different from the current situation.⁵⁶

SEC argued that the government's earlier decision should not influence the Board's consideration of the issue in this case.

Intervenors recommended alternative approaches to setting the revenue requirement.

CCC agreed that ARC should be included in rate base and that depreciation of that amount should be an allowable cost. CCC submitted, however, that the Board should distinguish between the funded and unfunded components of ARC in awarding a return on rate base. CCC proposed that the unfunded part of rate base would equal the average unfunded nuclear liabilities during the test period. It was not clear how CCC would calculate unfunded liabilities. CCC's argument referred to an OPG exhibit that showed the forecast average unfunded nuclear liabilities are \$1,231 million for the last nine months of 2008 and \$878 million for 2009. Another part of the CCC argument, however, suggests that unfunded liabilities equal annual average ARC minus average annual fund contributions.⁵⁷

CCC submitted that the shareholder should only earn a return on capital raised to date and that customers should not pay for a return on capital that has not been raised. CCC likened unfunded nuclear liabilities to deferred income taxes and submitted that there should be a zero rate of return on the unfunded part of rate base.

CCC argued that the calculation of the unfunded portion of rate base would not represent an administrative burden and OPG has overstated the ratemaking difficulties.

⁵⁶ SEC Argument, paragraph 177.

⁵⁷ CCC Argument, paragraph 111.

CCC claimed that customers would be willing to accept the risk that the unfunded portion of rate base may fluctuate due to conditions in the investment markets in order to defer the cost of funding to future test years when the funds have been raised.

CME recommended including ARC in rate base for the limited purpose of determining depreciation, which CME would allow as a recoverable expense. It argued for excluding ARC from the capital structure for the purposes of determining OPG's cost of debt and equity capital. CME recommended that the Board adopt a method CME called "Cost of Service Supplement to ARC Depreciation." Under this approach, OPG would be permitted to recover "the estimated annual amount needed, over and above the ARC depreciation amount, to produce, at the end of the economic life of the nuclear assets, the portion of the fund needed to retire and decommission the assets which will not be funded by ARC depreciation and interest accruals thereon."⁵⁸ CME's argument contained calculations to illustrate how its proposed method might work.

CME proposed, as a surrogate for its recommended approach, that OPG be permitted to recover 4.6% per annum on the unamortized balance of ARC included in rate base during the test period.⁵⁹ CME asserted that the combination of ARC depreciation and this 4.6% return would "be more than sufficient to produce, at the end of the economic life of the nuclear assets, the unfunded portion of the total undiscounted liability which gave rise to ARC."⁶⁰ CME also urged the Board to characterize its determination on these issues as interim only. It recommended that the Board sponsor, before OPG's next application, a consultation on the regulatory treatment of nuclear decommissioning costs, a process that could consider the results of the National Energy Board's ongoing assessment of retirement costs with respect to abandonment of pipelines.⁶¹

AMPCO supported CME's recommended approach, and also advocated that the Board undertake further review of the ratemaking treatment of ARC.

⁵⁸ CME Argument, paragraph 91.

⁵⁹ CME refers to 4.6% as the "prevailing discount rate." [CME Argument, paragraph 113] The Board understands, however, that only a portion of the \$10.8 billion ARO liability at December 31, 2007 (being the \$1,386 million increase that was booked at the end of 2006) has been calculated using a 4.6% discount rate; the balance of the ARO liability has been measured using a 5.75% discount rate.

⁶⁰ CME Argument, paragraph 97.

⁶¹ See National Energy Board Discussion Paper, *Land Matters Consultation Initiative, Stream 3: Financial Issues Related to Pipeline Abandonment*, March 2008.

SEC submitted that the Board has insufficient evidence to determine whether OPG's rate base method produces a just and reasonable result. SEC urged the Board to accept an adjusted rate base method for making its first order under Section 78.1 and to order a more detailed review of the regulatory treatment of nuclear liabilities before OPG's next application. SEC recommended that the Board accept the amount of depreciation expense proposed by OPG for the test period but that it not award the return on unamortized ARC that was proposed by OPG. Instead, SEC recommended that the Board allow a return of 4.6% on average unamortized ARC in rate base.⁶²

VECC supported granting a return on unamortized ARC that is lower than the weighted average cost of capital. It advocated a sinking fund approach to recovery of nuclear liability costs, an approach that was not set out in detail in VECC's argument. VECC said one way to implement its sinking fund method would be to adopt the treatment recommended by CME. VECC did not comment on whether OPG should be allowed to recover depreciation of ARC.

By recommending that the Board isolate a portion of rate base and attribute a different return to that component, the intervenors support "streaming" of costs to the particular assets, a practice opposed by OPG. CCC, CME and VECC submitted that the Board has the discretion to determine the cost of capital to be applied to any element of rate base, a position also taken by Board staff. VECC submitted that the two Board decisions cited by OPG as precedents for not streaming financing costs are not relevant because they involved relatively small amounts of rate base and because "streaming" was not at issue in the cases.⁶³

In its reply argument, OPG stated that most of CME's assumptions, claimed facts and calculations in respect of CME's proposed method had not been put into evidence or tested in the hearing, and that many of them were wrong. OPG submitted that the Board should disregard CME's new calculations of the revenue requirement.

OPG disagreed with the intervenors that cited the normal regulatory practice of awarding no return on deferred tax balances as support for their recommendation that

⁶² SEC described its proposed 4.6% rate as "the discount rate used to discount the future liabilities to the present." [SEC Argument, paragraph 214] As noted in footnote 12, only a portion of the current ARO liability (being the \$1,386 million increase that was booked at the end of 2006) has been calculated using a 4.6% discount rate. A higher discount rate applies to the balance of the ARO liability.

⁶³ VECC Argument, paragraph 38. The two Board decisions cited by OPG, in the addendum to Exhibit J1.3, were: Toronto Hydro (EB-2007-0680) and Centra Gas (EBRO 474).

there be no return on unamortized ARC. OPG pointed out that deferred taxes are considered to be a form of no cost capital because customers have already prepaid taxes through rates. That is not the case for OPG's nuclear liabilities.

OPG opposed the interim treatment advocated by the intervenors. In OPG's view, its proposal on nuclear waste management and decommissioning costs has been clear since the start of this proceeding. Intervenors have had the opportunity to gather evidence through the Technical Conference, interrogatories and cross-examination of OPG witnesses. OPG also asserted that deferring a final decision on the method of recovering the costs would result in a significant risk for OPG, and would require further consideration of the cost of capital when the final nuclear waste methodology is determined.

Board Findings

In the Board's view, there is no doubt that the cost of nuclear liabilities should be included in the revenue requirement for the prescribed facilities. Managing nuclear waste, and decommissioning the plants at the end of their lives, is an integral part of operating the Pickering and Darlington plants. The issue is not whether such costs should be recovered by OPG but, rather, how those costs should be measured for ratemaking purposes.

As noted by OPG and intervenors, there does not appear to be any consistent and generally accepted treatment of AROs and ARCs in other North American jurisdictions. The standards governing the financial accounting for AROs are relatively new. The FASB in the United States issued Statement No. 143 in 2001, and the CICA Handbook section 3110 in 2003. Whether North American regulators will ultimately modify their ratemaking approaches to be compatible with the accounting standards is not clear.

Given the newness of the financial accounting standards for AROs, and the apparent lack of any consensus among regulators about whether to accept a rate base that includes ARC, the Board is not prepared to accept use of the rate base method in precisely the form proposed by OPG.

The Board will accept inclusion in the revenue requirement of depreciation expense for the nuclear plants computed in accordance with GAAP, as proposed by OPG. Under GAAP, ARC included in the net book value of fixed assets is depreciated like any other fixed asset cost. It appears as an expense in OPG's income statement. The Board finds

that this approach results in a rational allocation of cost. Several intervenors explicitly supported that approach and no intervenor objected to it.

The more difficult issue is whether OPG should be permitted to recover its cost of capital on a rate base that includes 100% of unamortized ARC. There was no evidence provided at this hearing that any regulator has yet permitted the inclusion of ARC in rate base. Indeed, the policies of FERC in the United States specifically require that:

... all asset retirement obligations related rate base items be removed from the rate base computation through an adjustment. If the public utility, licensee or natural gas company is seeking recovery of an asset retirement obligation in rates, it must also provide a detailed study supporting the amounts proposed to be collected in rates.⁶⁴

Under accounting standards that existed before the release of FASB Statement No. 143 and CICA Handbook Section 3110, it was reasonable to conclude that the original cost of fixed assets on a regulated entity's balance sheet had been financed by investor-supplied debt and equity funds. While that remains true for many regulated entities, it clearly is no longer true for entities that have booked AROs.

When OPG increased its nuclear liabilities by \$1,386 million at the end of 2006, and increased its fixed asset book values by the same amount, it did not have to arrange a debt or equity issue, or invest some of its retained earnings. All that happened was that OPG posted a journal entry to its general ledger – it debited fixed assets for \$1,386 million and credited nuclear liabilities for the same amount.

At some point, the unamortized ARC that is included in fixed assets in effect will be funded by debt or equity because OPG is obligated by ONFA to make cash contributions to the segregated funds; however, until those contributions occur, the ARC component of fixed assets has not been funded with capital supplied by investors.

It would be inappropriate, in the Board's view, to award OPG a rate base-type return on unamortized ARC when OPG has not had to raise the full amount of ARC as new debt or equity. In the Board's view, the rate base method over-compensates OPG when OPG's nuclear liabilities are not fully funded. As CIBC noted in its December 2004 report, the rate base method "effectively requires ratepayers to fund a higher cost of

⁶⁴ FERC Order No. 631, paragraph 62.

capital associated with the unfunded liability than the interest rate used in calculating the liability pursuant to ONFA.”⁶⁵

The Board finds that OPG should use a variation of Method 3(b) shown in Table 5-5. The Board will accept the rate base for the prescribed nuclear assets as proposed by OPG. Rate base shall be calculated using average annual fixed asset balances that are determined in accordance with GAAP. Those fixed asset balances include unamortized ARC. The return on rate base, however, will not be as proposed by OPG.

The Board will require that the return on a portion of the rate base be limited to the average accretion rate on OPG’s nuclear liabilities, which is currently 5.6%. That portion of rate base that attracts that return will be equal to the lesser of: (i) the forecast amount of the average unfunded nuclear liabilities related to the Pickering and Darlington facilities, and (ii) the average unamortized ARC included in the fixed asset balances for Pickering and Darlington. When the average unfunded nuclear liabilities exceed the amount of unamortized ARC in fixed assets, then the portion of rate base that attracts the 5.6% return would be capped at the average amount of unamortized ARC; if the average unfunded liabilities are forecast to be lower than the average unamortized ARC, it is appropriate to limit the portion of rate base that attracts the 5.6% return to the unfunded amount. That approach recognizes that OPG has raised debt (or used its retained earnings) to fund part of the unamortized ARC.

For the balance of the rate base, the return on capital should be calculated using the capital structure, debt rate, and return on equity approved by the Board in Chapter 8 of this decision.

The Board has some, but not all, of the information required to calculate the portion of rate base that will attract the 5.6% return. OPG’s evidence includes the forecast amounts of average unamortized ARC in the Pickering and Darlington fixed assets (\$1,227 million for 2008 and \$1,121 for 2009). Its evidence, however, did not include the forecast unfunded liability in respect of Pickering and Darlington (the evidence provided by OPG showed a combined unfunded amount that included amounts related to the Bruce stations). OPG should provide the amounts of forecast average unfunded liabilities related to Pickering and Darlington as part of the information supporting the draft payment order based on this decision.

⁶⁵ CIBC Report, page 19.

The Board notes that the method it will require OPG to use to set payment amounts yields much the same result as Option 2 proposed by CIBC in its December 2004 report (Option 2). The CIBC report described the Option 2 calculation as follows: "Remove the unfunded liability from rate base, and instead collect interest as calculated per ONFA on the unfunded liability explicitly in rates."⁶⁶

The Board agrees with those intervenors who submitted that the cost of capital impact should be based only on amounts of "funded ARC." The Board did not accept, however, the specific methods advocated by the intervenors.

The Board disagrees with CCC's submission that OPG should earn no return on unfunded amounts. Clearly, OPG incurs accretion expense (at an average rate of 5.6%) on its nuclear liabilities whether they are funded or not.

CME advocated its "Cost of Service Supplement to ARC Depreciation" concept as a model the Board should consider in the future, while VECC advanced a sinking fund method as the right approach. Neither model was fully developed in the intervenor arguments. It appeared to the Board that both models would require the Board to develop an alternative funding schedule in order to calculate the revenue requirement. The Board questions the utility and practicality of developing alternatives to the funding schedule set out in the ONFA.

The Board does not adopt the recommendation from intervenors that the Board's decision on this issue should be labelled as "interim" or that the Board should launch a consultation process on the ratemaking aspects of asset retirement obligations. The Board agrees with OPG that there was ample opportunity in this proceeding for all parties to explore the issues and alternative treatments. The Board believes the right forum for dealing with this issue is a hearing on an application from OPG. To the Board's knowledge, no other entity it regulates has recorded any material amounts of AROs. For OPG, the issue is both real and material.

⁶⁶ CIBC Report, page 19. The calculations provided by OPG at the hearing and summarized in Table 5-5 indicate a different interpretation of Option 2. The calculation of the revenue requirement in Table 5-5 includes forecast accretion expense on OPG's entire nuclear liability (which was \$10.8 billion at the end of 2007), net of forecast earnings on the segregated funds. By including amounts related to funded liabilities, that calculation appears to be in conflict with the description of the Option 2 calculation in the CIBC report, which refers to unfunded liabilities only.

Before the hearing on OPG's next payment amounts application is completed, the National Energy Board, Provincial regulatory bodies, FERC, or other bodies may issue position or policy papers or release decisions dealing with AROs. If such external developments occur, OPG, intervenors, and Board staff will have the opportunity in that hearing to submit evidence and argue for a different approach to AROs.

5.3.3 Section 5.1 and 5.2 deferral accounts

O. Reg. 53/05 was amended in 2007 to require OPG to establish a deferral account to capture certain amounts related to changes in nuclear liabilities that occurred after April 1, 2005 and before the effective date of the Board's first order (Section 5.1), and after the date of the Board's first order (Section 5.2). O. Reg. 53/05 states:

Nuclear liability deferral account, transition

5.1 (1) Ontario Power Generation Inc. shall establish a deferral account in connection with section 78.1 of the Act that records for the period up to the effective date of the Board's first order under section 78.1 of the Act the revenue requirement impact of any change in its nuclear decommissioning liability arising from an approved reference plan, approved after April 1, 2005, as reflected in the audited financial statements approved by the board of directors of Ontario Power Generation Inc.

(2) Ontario Power Generation Inc. shall record simple interest on the monthly opening balance of the account at an annual rate of 6 per cent applied to the monthly opening balance in the account, compounded annually.

Nuclear liability deferral account

5.2 (1) Ontario Power Generation Inc. shall establish a deferral account in connection with section 78.1 of the Act that records, on and after the effective date of the Board's first order under 78.1 of the Act, the revenue requirement impact of changes in its total nuclear decommissioning liability between,

- (a) the liability arising from the approved reference plan incorporated into the Board's most recent order under section 78.1 of the Act; and
- (b) the liability arising from the current approved reference plan.

(2) Ontario Power Generation Inc. shall record interest on the balance of the account as the Board may direct.

On December 31, 2006 OPG recorded an increase of \$1,386 million in its nuclear decommissioning and nuclear waste management liabilities. In accordance with Canadian GAAP, the increase in the nuclear liabilities was added to the net book value of the relevant nuclear stations. The net book value of the Bruce stations was increased

by \$878 million (to \$1,271 million at the end of 2006), and the net book value of the Pickering and Darlington stations was increased by \$508 million (to \$2,454 million at the end of 2006).⁶⁷

OPG's 2006 financial statements described the basis for the change in the liabilities and the impact the change would have on OPG's future financial results:

The determination of the accrual for fixed asset removal and nuclear waste management costs requires significant assumptions, since these programs run for many years. As at December 31, 2006, OPG updated the estimates for the nuclear used fuel management and nuclear decommissioning and low and intermediate level waste management liabilities. The resulting updated Reference Plan ("2006 Approved Reference Plan") was approved by the Province in accordance with the terms of the ONFA [Ontario Nuclear Funds agreement]. The increase in cost estimates reflected in the Approved Reference Plan is mainly due to additional used fuel and waste quantities resulting from station life extension, recent experience in decommissioning reactors, and changes in economic indices. The increase is partially offset by the deferral of some station decommissioning dates.

As a result of the new Reference Plan, OPG will recognize additional expenses including accretion on the fixed asset removal and waste management liabilities and depreciation of the carrying value of the related fixed assets. The impact of these additional expenses will be reduced by the recognition of a regulatory asset to be recovered through future prices charged to customers, as prescribed by the amended regulation pursuant to the *Electricity Restructuring Act, 2004* (Ontario) ...⁶⁸

The balance in the Section 5.1 nuclear liability deferral account as at December 21, 2007 was \$130.5 million. The components of that balance are shown in Table 5-6. OPG's pre-filed evidence included the components shown in the total column but did not include a breakdown by facility. The figures in the Pickering/Darlington and Bruce columns in Table 5-6 are estimates based on the oral testimony of an OPG witness.

⁶⁷ Exhibit J1.5; Exhibit B1-1-1, Table 2; and Exhibit G2-2-1, Table 2.

⁶⁸ OPG 2006 consolidated financial statements, Note 9.

Table 5-6: Nuclear Liability Deferral Account, December 31, 2007

<i>\$ millions</i>	Pickering/ Darlington	Bruce	Total
Return on rate base	\$ 27.0	\$ 48.5	\$ 75.4
Depreciation	44.7	9.0	53.7
Capital tax	n/a	n/a	3.1
Fuel expense	n/a	n/a	(5.2)
Interest (6%)	n/a	n/a	3.5
Total	\$ 76.5	\$ 54.0	\$ 130.5

Sources: Ex. J1-1-1, page 12, and Transcript Vol. 15, page 86.

n/a - Not available

Section 6(2)7 of O. Reg. 53/05 sets out the maximum recovery period and provides a list of items on which the account balance is to be based:

7. The Board shall ensure that the balances recorded in the deferral accounts established under subsections 5.1 (1) and 5.2 (1) are recovered on a straight line basis over a period not to exceed three years, to the extent that the Board is satisfied that revenue requirement impacts are accurately recorded in the accounts, based on the following items, as reflected in the audited financial statements approved by the board of directors of Ontario Power Generation Inc.,

- i. return on rate base,
- ii. depreciation expense,
- iii. income and capital taxes, and
- iv. fuel expense.

OPG has used the rate base method to determine the balance of this deferral account. The “return on rate base” included in the Section 5.1 deferral account was based on the average 2007 balance of the incremental ARC added to the net book value of fixed assets as a result of the increased nuclear liability (\$1,359 million), multiplied by a 5.55% return on rate base. The 5.55% return was based on a capital structure of 55% debt and 45% equity, an interest rate of 6%, and a return on equity of 5%. OPG indicated that the capital structure and rates are the same as those used by the Province to set the initial payment amounts.

Submissions from OPG and intervenors on using the rate base method for the Section 5.1 and 5.2 deferral accounts were essentially the same as their arguments in support of, or in opposition to, using the rate base method for the prescribed assets for the test period (see section 5.3.2 above).

As noted in the preceding section of this decision, OPG submitted that the reference in Section 6(2)7 to “return on rate base” shows that the government intended OPG to use the rate base method to calculate balances in the Section 5.1 and 5.2 deferral accounts. OPG argued that:

There would be absolutely no need for, or even meaning to, this provision if it had not been the LGIC's [Lieutenant Governor in Council] intention that payment amounts reflect the revenue requirement impact of the rate base approach to recovering the cost of OPG's nuclear waste management obligations.⁶⁹

Board staff submitted that Section 6(2)7 of the regulation requires the Board to accept the amounts in the Section 5.1 deferral account.

CME disagreed with the staff position because it “implies that the Board cannot assess the appropriateness of the method OPG has used to calculate the amount of the revenue requirement impact to be recorded in the Deferral Account.”⁷⁰ In CME's view, the phrase “to the extent that the Board is satisfied that revenue requirement impacts are accurately recorded” in Section 6(2)7 means that the account balance must be determined in accordance with a method that the Board has determined is appropriate.

CME argued that no amounts related to the increase in the Bruce nuclear liabilities should be included in the Section 5.1 deferral account.

SEC's submissions on the nuclear deferral accounts related mainly to the Section 5.2 account, which relates to changes in nuclear liabilities that occur after the date of the Board's first order. As noted in section 5.3.1 above, SEC concluded that the references to “return on rate base” and the other three items in Section 6(2)7 of the regulation are problematic because OPG's audited financial statements either do not contain such items or because a literal interpretation of the item leads to an absurd result. SEC submitted that an appropriate interpretation of “return on rate base” as it relates to the

⁶⁹ OPG Argument-in-Chief, page 84.

⁷⁰ CME Argument, paragraph 42.

Section 5.2 deferral account is that it is intended to require OPG to record an amount reflective of the time value of money.

Board Findings

The two issues with respect to the nuclear liability deferral accounts are: (i) Does the regulation require OPG to use the rate base method to calculate the balances in the accounts?, and (ii) Are the deferral accounts solely to record costs of nuclear liabilities of the prescribed facilities, or should costs related to the Bruce stations also be included? Reaching answers to these questions required the Board to interpret the meaning of the term “return on rate base” in Section 6(2)7.

OPG’s position is that the inclusion of the term “return on rate base” in Section 6(2)7 means the LGIC must have intended that OPG use, and the Board adopt, the rate base method. The Board does not agree with OPG’s position.

On the surface, the instructions in Section 6(2)7 seem to make no sense. The section contemplates that the amount of “return on rate base” and the amounts of other items listed in the section are the amounts “as reflected in” OPG’s December 31, 2007 financial statements. As SEC points out, there is no item “return on rate base” in OPG’s financial statements. Thus, a literal interpretation of Section 6(2)7 would lead to no recovery whatsoever for amounts in the Section 5.1 deferral account that OPG labels as “return on rate base”.

Another difficulty in interpreting Section 6(2)7’s reference to “return on rate base” is that, by definition, the additional ARC that arises when a nuclear liability is increased is not included in rate base at the time the ARC is recorded. If it were in rate base at that time, a deferral account would be unnecessary. The additional ARC will not be included in rate base until the Board resets the payment amounts in a subsequent hearing. Once again, a literal application of the “return on rate base” in Section 6(2)7 would lead to a zero return for OPG because there would be no amount in rate base on which a return could be calculated.

The Board has adopted an approach to Section 6(2)7 that is consistent with the purpose of the Section 5.1 and 5.2 deferral accounts. In the Board’s view, the purpose of those accounts is to capture revenue requirement impacts of certain events that occur after payment amounts for OPG have been set. The Section 5.1 account was for nuclear liability increases that occurred after the effective date of the payment amounts set by

the Province but before the effective date of the Board's first order. Section 5.2 is for liability changes that occur after the Board has set payment amounts for a particular period. It is reasonable to conclude that the intent of the deferral accounts is to ensure OPG is "kept whole" for the cost consequences of liability increases that were not, and could not have been, considered when payment amounts were set.

In the Board's view, the accounts should operate to ensure OPG is in no worse, or better, a financial position than it would have been had the Province (in the case of the Section 5.1 account) or the Board (in the case of the Section 5.2 account) been aware of the future increase in the liabilities at the time it set the payment amounts. Had there been knowledge of a pending increase in the nuclear liabilities, presumably the approved revenue requirement would have included some additional revenue to offset the known costs of liability increases that were going to happen during the test period.

Having concluded that the intent of O. Reg. 53/05 with respect to the deferral accounts was to ensure OPG is "kept whole," the Board also concluded that Section 6(2)7 does not specify any particular method for calculating the amounts that would keep OPG whole. In the Board's view, the method that should be used to determine balances in the deferral accounts should be the same as the method used by the Board (or for the initial period, the Province) to include the cost of nuclear liabilities built into the existing payment amounts.

Under this interpretation of Section 6(2)7, what does the phrase "as reflected in the audited financial statements" mean as it relates to "return on rate base"? In the Board's view, that phrase means that, in respect of new liabilities, OPG should be allowed to record in the deferral account the "return" that it is inherent in the existing payment amounts that are recognized as revenue in OPG's financial statements.

To assess the appropriateness of the balance in the Section 5.1 deferral account, it is necessary determine how the cost of nuclear liabilities was included in the initial payment amounts. OPG's evidence was that those payment amounts were determined by the Province using: the rate base method for both the prescribed assets and the Bruce stations; a 55% debt-45% equity capital structure; a debt rate of 6%; and, a return on equity of 5%.

As SEC pointed out, it is not entirely clear how the initial payment amounts were set by the Province. Based on the evidence in this proceeding, except for the inclusion of the

Bruce stations, the Board accepts that the Province used the approach described by OPG. In Chapter 6 of this decision, the Board concludes that the record is less clear as to whether the Province adopted the rate base method for the Bruce nuclear liabilities when it set the initial payments.

Notwithstanding the lack of clarity about how the Bruce stations were handled in the initial payment amounts, the Board approves the balance in the Section 5.1 deferral account, including the accrual of a 5.55% return on the incremental unamortized ARC related to Pickering, Darlington and Bruce nuclear stations. The Board notes that 63% of the increase in nuclear liabilities that occurred at the end of 2006 related to the Bruce stations. That increase occurred before the amendment of O. Reg. 53/05 to add Section 5.1, so the government presumably would have been aware of the magnitude of the increase in the Bruce liabilities. If the government intended to restrict the Section 5.1 deferral account to just Pickering and Darlington, and exclude the substantial increase in the Bruce liabilities, the regulation would have stated that.

As for the Section 5.2 deferral account, the Board is taking a different approach. First, the account should be restricted to the revenue requirement impact of changes in the nuclear liabilities for Pickering and Darlington. As discussed in Chapter 6, the Board has concluded that the terms “revenue requirement” and “return on rate base” are not applicable to OPG’s unregulated Bruce activities. Second, the “return on rate base” component should be calculated in accordance with the method outlined in section 5.3.2 of this decision concerning the calculation of the revenue requirement impact of nuclear liabilities for the test period. This is consistent with the Board’s interpretation of the regulation that the deferral accounts are intended to keep OPG whole and that entries to the account should be made using the same regulatory structure as was used to set the payment amounts. The practical consequence of this approach is that the “return on rate base” element of the Section 5.2 deferral account will be determined using the discount rate that OPG used to calculate the new increased liabilities until such time as OPG begins to fund the additional liability.

6 BRUCE NUCLEAR STATIONS: OPG's REVENUES AND COSTS

OPG owns the Bruce A and Bruce B nuclear generating stations located on the shore of Lake Huron near Kincardine, Ontario. Currently, six units are operational and the two other units are being refurbished. When all eight units are operational, the aggregate capacity of the stations will be over 6,200 MW.

In 2001, OPG leased the stations to Bruce Power L.P., a partnership not related to OPG.⁷¹ The lease runs until 2018 and Bruce Power has an option to renew the lease for a further 25 years. Bruce Power operates the stations and supplies energy to the IESO-administered electricity market.

OPG receives lease payments from Bruce Power as well as revenues for providing engineering and other services to the partnership. OPG retained responsibility for the decommissioning and nuclear waste management liabilities related to Bruce A and Bruce B.

The Bruce nuclear generating stations are not prescribed generation facilities under O. Reg. 53/05. Bruce Power holds a generation license issued by the Board. The Board, however, has no authority to set or review the terms of the lease between OPG and Bruce Power and it does not regulate the prices for engineering and other services provided to Bruce Power by OPG.

Despite the fact that the Bruce nuclear stations are not prescribed generation facilities, OPG's revenues and costs related to the Bruce lease were major issues in this proceeding.

O. Reg. 53/05 requires the Board to include OPG's revenues and costs for Bruce in the determination of the payment amounts for the Pickering and Darlington nuclear stations. OPG forecast net Bruce revenues for the test period of \$134.4 million, which OPG deducted from the nuclear revenue requirement to determine the payment amounts for Pickering and Darlington. This chapter addresses the question of whether OPG has

⁷¹ Bruce Power L.P. is a partnership among Cameco Corporation, TransCanada Corporation, BPC Generation Infrastructure Trust, a trust established by the Ontario Municipal Employees Retirement System, the Power Workers' Union and The Society of Energy Professionals.

used an appropriate method to calculate the revenues and costs for the test period for Bruce.

OPG proposed to include certain 2007 costs related to the Bruce nuclear liabilities in the deferral account established by Section 5.1 of the regulation. That issue is addressed in Chapter 5 of this decision.

Paragraphs 9 and 10 of Section 6(2) of O. Reg. 53/05 state:

9. The Board shall ensure that Ontario Power Generation Inc. recovers all the costs it incurs with respect to the Bruce Nuclear Generating Stations.

10. If Ontario Power Generation Inc.'s revenues earned with respect to any lease of the Bruce Nuclear Generating Stations exceed the costs Ontario Power Generation Inc. incurs with respect to those Stations, the excess shall be applied to reduce the amount of the payments required under subsection 78.1 (1) of the Act with respect to output from the nuclear generation facilities referred to in paragraphs 3, 4 and 5 of section 2 [Pickering A, Pickering B, and Darlington].

OPG proposed that the test period revenue requirement for Pickering A, Pickering B and Darlington be reduced by approximately \$134 million in respect of net revenues related to Bruce. OPG's forecast test period revenues and costs for the Bruce stations are shown in Table 6-1, together with actual 2007 amounts calculated on a comparable basis.

Some of the forecast revenues and costs included in OPG's application in respect of Bruce were determined in accordance with Canadian GAAP applicable to a non-regulated entity. OPG calculated certain other costs and revenues using other accounting bases. The significant non-GAAP policies used by OPG were:

- OPG used a cash basis of accounting for revenue from the Bruce lease. Had OPG computed the revenue in accordance with GAAP, the lease revenue for the test period would have been approximately \$30 million more than shown in OPG's application.
- OPG's calculation of the net revenues related to Bruce omits both the accretion expense on the fixed asset removal and nuclear waste management liabilities related to the Bruce stations and the earnings on the related segregated funds.

Table 6-1: OPG's Calculation of Excess Bruce Revenues

<i>\$ millions</i>	2007 Actual	2008 Plan	2009 Plan
Revenue:			
Lease with Bruce Power	\$ 252.8	\$ 257.4	\$ 263.2
Services revenue	48.1	19.7	12.6
Total revenue	300.9	277.1	275.8
Costs:			
Depreciation	120.6	77.5	66.7
Property tax	13.8	15.2	15.5
Capital tax	2.8	2.6	2.5
Used fuel storage and management	13.3	14.1	14.8
Interest	37.6	28.4	27.6
Income tax	-	-	-
Return on equity	27.7	70.2	66.1
Total costs	215.8	208.0	193.2
Revenue less costs	\$ 85.1	\$ 69.1	\$ 82.6
9/12's of 2008 net revenue			51.8
Offset to test period revenue requirement			\$ 134.4

Sources: Ex. G2-2-1, Tables 1 and 3; Ex. K1-1-1, Tables 1 and 2.

- OPG has proposed to use the same “rate base method” to calculate the cost of the Bruce nuclear liabilities as it proposed to use for the nuclear liabilities of the prescribed facilities. Under that approach, the net book value of OPG’s fixed assets related to the Bruce stations was considered to be part of the rate base on which OPG calculated a return on capital. Table 6-1 shows that OPG has included a return on equity as a cost of the Bruce lease. That cost would not be included in an income statement prepared in accordance with GAAP. The return was calculated using the same deemed capital structure (42.5% debt and 57.5% equity) and 10.5% ROE that were proposed by OPG for the prescribed facilities.
- The interest expense in Table 6-1 has also been calculated using the rate base method, which results in the inclusion of deemed interest expense, which is greater than the amount that would be recorded under GAAP.
- OPG’s calculation of costs does not include any income tax provision.

The GAAP approach to calculating OPG's revenues less costs for the Bruce stations would result in a substantially higher net revenue amount than would OPG's proposed approach. The pre-tax amounts determined under the two different approaches are reconciled in Table 6-2.

Table 6-2: Bruce Revenues and Costs: Reconciliation of OPG's Calculation with GAAP

	2007 Actual	2008 Plan	2009 Plan
<i>\$ millions</i>			
Revenues less costs per OPG (Table 6-1)	\$ 85.1	\$ 69.1	\$ 82.6
<i>Add:</i>			
Adjust lease revenue to accrual accounting	20.7	20.7	15.5
Eliminate deemed interest expense	37.6	28.4	27.6
Eliminate return on equity	27.7	70.2	66.1
Eliminate deemed capital taxes	2.8	2.6	2.5
Expenses recorded in nuclear deferral account	3.5	-	-
Earnings on segregated funds	194.2	234.9	262.0
<i>Deduct:</i>			
Accretion on nuclear liabilities	(207.2)	(255.9)	(282.0)
Interest on actual debt	(20.3)	(21.2)	(21.1)
Actual capital taxes	(1.1)	(4.4)	(3.6)
GAAP income before tax	\$ 143.0	\$ 144.4	\$ 149.6

Source: Ex. J8.1, page 6.

OPG noted that Section 6(2)9 of O. Reg. 53/05 requires the Board to ensure OPG recovers "all the costs it incurs" with respect to the Bruce stations. OPG argued that it is clear that a return on equity in respect of OPG's investment in the Bruce stations is a cost incurred by OPG. OPG submitted that Section 6(2)8 of the regulation, which requires the Board to ensure OPG recovers the revenue requirement impact of its nuclear decommissioning liability arising from the current approved reference plan, is not restricted to nuclear liabilities related to the prescribed facilities. Rather, OPG contends that Section 6(2)8 is of general application and must be applicable to the Bruce liabilities because those liabilities arise from OPG's approved reference plan under ONFA. OPG submitted: "Nothing about the legislative purpose of O. Reg. 53/05 demands excluding Bruce nuclear waste and decommissioning liabilities from the determination of OPG's revenue requirement."⁷²

⁷² OPG Reply Argument, page 115.

OPG claimed that its proposed treatment of Bruce lease costs, including the use of the rate base method, is the same as that recommended by CIBC World Markets in its December 2004 report (the “CIBC report”). That report stated:

Based on CIBC World Markets’ analysis and the objectives of the Province previously stated, we believe that the revenues from the Bruce lease, net of OPG’s costs for these assets, should be included as part of the regulated rate base, which has the effect of lowering the regulated rate for OPG’s nuclear assets.⁷³

OPG also claimed that its proposed treatment is the same as the treatment used by the Province to set the existing payment amounts. OPG submitted that the policy issue of how much of the Bruce lease revenues the government intended to be used to offset the revenue requirement for Pickering and Darlington is made clear from the government’s decision to include the Bruce fixed assets in OPG’s rate base during the interim period. OPG argued that this interim period treatment is “strong evidence that the cost arising from the ‘rate base’ approach to recovering nuclear waste management was intended to qualify under Section 6(2)9 of O. Reg. 53/05 as a ‘cost’ which OPG ‘incurs’ with respect to the Bruce stations.”⁷⁴

OPG also provided its opinion on what the Province knew, and what the Province assumed, when it set the current payment amounts:

...it was well known to the Province that the interim rates that it approved for the 2005 to 2008 period reflected costs associated with Bruce A and B nuclear liabilities. Not only did the province assume that “costs incurred” with respect to the Bruce facilities included nuclear liabilities associated with the Bruce facilities, it also assumed, for purposes of interim rates, that the proxy for the recovery of that cost was the return on the value of the Bruce NGS fixed asset, i.e., the “rate base method.” ... [T]he fact that interim rates employed the rate base method for the recovery of nuclear liability costs and the fact that the Province was aware, before the application was made, of what OPG was seeking in this case, while not binding on the OEB after April 1, 2008, are powerful evidence of surrounding circumstances, which must be considered in determining the meaning and intent of sections 6 (2) 7 to 10 of the Regulation.⁷⁵

OPG asserted that “common sense” and “common regulatory practice” support a conclusion that return on equity is a “cost” under Section 6(2)9 of the regulation.

⁷³ CIBC Report, page 20.

⁷⁴ OPG Argument-in-Chief, page 87.

⁷⁵ OPG Reply Argument, pages 113 and 114.

Board staff took the position that Section 6(2)8 of the regulation, which deals with recovery of the revenue requirement impact of OPG's nuclear liabilities, is applicable only to the cost of the nuclear liabilities related to the prescribed nuclear facilities, Pickering and Darlington. Board staff submitted that the relevant sections of the regulation with respect to the OPG's test period costs for Bruce are Sections 6(2)9 and 6(2)5. Staff submitted that it is appropriate for the Board to determine the Bruce costs incurred and revenues earned by OPG in the test period:

... by giving those terms ("cost" and "revenues") the meaning they would ordinarily have in the context of rate-setting applications (including those based on a cost-of-service application). In other words, the Board should use generally accepted accounting principles applicable in a rate setting environment to determine what constitutes a cost with respect to Bruce Facilities.⁷⁶

CCC submitted that the Board should exclude a return on Bruce assets when calculating costs recoverable under Section 6(2)9 of the regulation. CCC contended that O. Reg. 53/05 does not guarantee OPG a return on the Bruce assets.

CME argued that the only reasonable interpretation of Sections 6(2)9 and 6(2)10 of the regulation is that "nuclear liability costs attributable to Bruce are only recoverable to the extent that Bruce costs exceed Bruce revenues."⁷⁷ CME argued that the total amount of the "rate base method" elements of OPG's calculation of Bruce costs – deemed interest expense, return on equity, and deemed capital taxes – should not be recovered. CME calculated that by including those items as costs, OPG has understated the excess of its Bruce revenues over costs for the test period by \$171 million.

CME submitted that whether the word "costs" in Sections 6(2)9 and 6(2)10 should be construed to include a return on Bruce assets is a question for the Board to resolve. In CME's view, the Board is not bound by the method used to set initial rates. CME contended that there is nothing in the regulation that supports OPG's contention that "costs" must include a profit or return. It also submitted that OPG's interpretation of the regulation would result in OPG earning a guaranteed return on its Bruce investment, a result CME argued was not intended by O. Reg. 53/05.

VECC adopted CME's submission on the proper interpretation of the regulation with respect to the Bruce assets.

⁷⁶ Board Staff Argument, page 10.

⁷⁷ CME Argument, page 16.

In its reply, OPG stated that CME, VECC and Board staff argued that “OPG has no right to any recovery of the cost of nuclear liabilities, however calculated, with respect to the Bruce facilities.”⁷⁸ OPG submitted that those arguments are based on a “profoundly and patently unreasonable misinterpretation of the Regulation which, if adopted, would constitute grounds for reversal on a matter of law”.⁷⁹

OPG objected to CME’s submission that nuclear liability costs for the Bruce stations are only recoverable to the extent that Bruce costs exceed Bruce revenues. OPG submitted that Sections 6(2)9 and 6(2)10 “can only be read to mean that any credit to the revenue requirement arising from the Bruce facilities is after recovery of *all costs incurred* with respect to those facilities.”⁸⁰ (emphasis in original)

Board Findings

The Board agrees with OPG that O. Reg. 53/05 requires the Board to ensure that OPG recovers all of its costs with respect to Bruce. The language in Section 6(2)9 (“all the costs it incurs”) is clear and unambiguous.

The Board also finds that costs related to the Bruce nuclear liabilities are costs for the purposes of Sections 6(2)9 and 6(2)10. As owner of the Bruce stations, OPG has the obligation to manage nuclear waste and to decommission the plants, and that obligation gives rise to substantial costs. Although there are different views about how those costs should be measured, there was no evidence in this proceeding that OPG will not be incurring costs during the test period in respect to the Bruce nuclear liabilities.

The Board also finds that any reduction in the payment amounts for Pickering and Darlington pursuant to Section 6(2)10 should take into account the amount of the Bruce costs required to be recovered under Section 6(2)9. The Board does not agree with CME’s interpretation that Bruce nuclear liability costs are only recoverable to the extent that Bruce costs exceed Bruce revenues. As the Board understands CME’s position, no costs related to the Bruce nuclear liabilities are recoverable by OPG whenever Bruce revenues exceed Bruce costs. In the Board’s view, Section 6(2)10 does not in any way limit the Section 6(2)9 requirement that the Board ensure recovery of all costs incurred.

⁷⁸ OPG Reply Argument, page 112.

⁷⁹ Ibid.

⁸⁰ OPG Reply Argument, page 116.

The remaining issue is determining how the test period revenues and costs related to the Bruce stations should be measured. As noted earlier in this chapter of the decision, OPG has computed some test period revenues and costs for Bruce in accordance with GAAP but, in other cases, has used non-GAAP measures or included items that would not qualify as costs under GAAP.

In making its determination on how OPG's Bruce-related revenues and costs should be calculated for purposes of Sections 6(2)9 and 6(2)10 of the regulation, the Board first considered why the Province directed that any revenues or expenses related to Bruce should be included in the calculation of the payment amounts for Pickering and Darlington. In the Board's experience, it is unusual to decrease (or increase) rates for a regulated service by using the profits (or losses) of a separate, unregulated business that happens to be owned by the same entity.

OPG's involvement with the Bruce stations is quite different from its involvement with Pickering and Darlington. For example, the Board (and previously the Province) regulates the prices for energy production from the prescribed facilities. In contrast, the lease payments charged by OPG to Bruce Power (and the prices charged for engineering and other services) are the result of a commercial contract; they are not regulated by the Board or any other body. In addition, OPG operates the Pickering and Darlington plants and is responsible for offering the energy produced into the IESO electricity market. The Bruce plants are operated by Bruce Power, not OPG.

There was very little in the evidence in this hearing that explained why the regulation requires the Board to consider OPG's Bruce-related revenues and costs. The Bruce stations were not identified in the August 2004 draft regulation and consultation paper that was issued for public comment by the Ministry of Energy.⁸¹ The first references to using Bruce revenues to reduce the payment amounts for the prescribed facilities appear to be in the December 2004 CIBC report. The executive summary of that report states:

OPG's Regulatory Construct: We took as the starting point for OPG's regulatory construct the draft regulation and consultation paper for the initial rates for OPG's price regulated plants issued by the Ministry of Energy in August 2004. Following discussions with officials at the OFA and Energy, and based on its analysis, we provided several additional recommendations or variances from the draft consultation regulation and paper, as follows:

⁸¹ The draft regulation and consultation paper are reproduced in Appendix J to the CIBC report.

- Use as an offset to OPG's regulated revenue requirement, OPG's revenues from the lease of its Bruce assets to Bruce Power, net of OPG's costs, which reduces the regulated rate.⁸²

The CIBC report also notes that: "Whether these OPG assets are included or excluded under the regulation of OPG is a governmental policy issue rather than one that can be evaluated from regulatory precedents."⁸³

Although not stated explicitly in any document issued by the Province to the Board's knowledge, it appears that the inclusion of the Bruce net revenues is essentially a mitigation measure. This view is supported by testimony of an OPG witness, who agreed that the inclusion of Bruce revenues and costs in the calculation of the payment amounts was intended to provide shelter against higher payments on the prescribed assets.⁸⁴

In the Board's view, the fact that the net revenues related to OPG's unregulated Bruce lease are intended to mitigate the payment amounts for Pickering and Darlington does not lead to a conclusion that the Province must have intended that the Bruce revenues and costs be calculated as if OPG's investment in Bruce were subject to regulation.

Further, the Board finds that the Bruce net revenues, as a mitigation measure, do not form part of OPG's revenue requirement for the prescribed assets. Rather, the Board concludes that the regulation requires net revenues be used to reduce the payment amounts that would otherwise be set based on the revenue requirement for the prescribed assets. In the Board's view, "revenue requirement" is a concept that is applicable only to rate-regulated activities.

OPG advanced two arguments in support of its position that the rate base method should be used when calculating Bruce test period costs.

First, OPG has submitted that its use of the rate base method to calculate Bruce test period costs is consistent with the recommendations in the December 2004 CIBC report.

⁸² CIBC report, page 2.

⁸³ CIBC World Markets report, page 20.

⁸⁴ Transcript, Volume 7, page 36.

It is true, as OPG notes, that page 20 of the CIBC report mentions “regulated rate base” when it refers to the Bruce stations. The Board is not convinced, however, that those words refer to OPG’s “rate base method” because the CIBC report uses different, and inconsistent, terminology when it discusses CIBC’s recommended treatment for the Bruce lease. For example, the CIBC report refers, in one place, to including “revenues from the lease of Bruce” in rate base, a concept that is difficult to understand because assets, not revenues, are included in rate base.⁸⁵ The Board also notes that other parts of the CIBC report that discuss the Bruce lease do not mention rate base at all but refer simply to using revenues from the Bruce lease as an offset to “OPG’s regulated revenue requirement”⁸⁶ or to including “lease cash flows from Bruce Power.”⁸⁷

The CIBC report also states that rate base “reflects a company’s investment in assets related to its regulated business,”⁸⁸ which, in OPG’s case, does not include its investment in Bruce, an unregulated business.

In short, after reviewing the CIBC report to determine if it recommended the rate base method for calculating the Bruce test period costs, the Board is of the view that it did not.

OPG’s second argument was that when the Province set the initial payment amounts for the prescribed facilities, it deducted net revenues for the Bruce lease that had been calculated using the rate base method.

Aside from OPG’s claim, no evidence has been filed with this Board that sets out how the initial payments were calculated by the Province. The Board was unable to determine what was included in the rate base amount shown in the CIBC report; in any event, the initial payment amounts struck by the Province were different than the amounts set out in the CIBC report. The Board notes that a February 23, 2005 presentation on the payment amounts by Ministry of Energy officials indicated only that: “Earnings from the Bruce Nuclear Lease incorporated [sic] in the setting of the regulated

⁸⁵ CIBC Report, page 20.

⁸⁶ CIBC Report, pages 2, 27 and 34.

⁸⁷ CIBC Report, page 26.

⁸⁸ CIBC Report, page 10.

price of nuclear.”⁸⁹ The term “earnings” does not suggest any particular basis of calculation.

The Board also notes that the “rate base” amount included in OPG’s application is restricted to assets related to the prescribed facilities. No amounts related to the Bruce stations are included.

The Board concludes that the evidence is unclear as to whether the Province used the rate base method to calculate the net revenues for the Bruce lease when it set the initial payment amounts. Even if the rate base method were used to set the initial payments, however, the Board concludes it is not bound to continue that approach after April 1, 2008.

The Board finds that the appropriate method to calculate OPG’s test period revenues and costs related to the Bruce stations is to use amounts calculated in accordance with GAAP. OPG’s investment in Bruce is not rate regulated. In the Board’s view, it would not be a reasonable interpretation of Sections 6(2)9 and 6(2)10 to find that OPG should use an accounting method to determine revenues and costs that an unregulated business would otherwise never use. Had the Province intended the Board to determine revenues and costs related to Bruce in accordance with principles applicable to a regulated business, the regulation would have so stated.

OPG proposed to calculate Bruce lease revenue for the test period in accordance with a policy that would not be acceptable for an unregulated commercial entity. The company’s rationale for following a cash basis of accounting for lease revenue, rather than a GAAP basis, is not clear to the Board.

OPG took the position that O. Reg. 53/05 requires the Board to accept OPG’s cash basis accounting policy for Bruce lease revenue. Section 6(2)5 of the regulation requires the Board to accept certain amounts that are set out in OPG’s 2007 audited financial statements, including “OPG’s revenues earned with respect to any lease of the Bruce Nuclear Generating Stations.” Section 6(2)6 stipulates that section 6(2)5 applies to “values relating to ... the revenue requirement impact of accounting and tax policy decisions.” OPG claimed that Section 6(2)6 obligates the Board to accept the

⁸⁹ Ministry of Energy, “Technical Briefing on OPG Pricing Announcement,” February 23, 2005, page 8. [Exhibit J1.4]

accounting policy that was used by OPG to record lease revenue in 2007 when the Board determines OPG's Bruce lease revenue for the test period.

The Board does not accept that it is required to use the cash basis of accounting to calculate the test period revenues for the Bruce lease. In the Board's view, section 6(2)5 obligates the Board to accept the book values of assets and liabilities as at December 31, 2007 and requires the Board to accept the accounting policies that were used to compute those book values. Bruce lease revenue for the test period, an income statement amount for a period subsequent to 2007, is clearly not an asset or liability that is set out in OPG's 2007 financial statements. Those financial statements show lease revenue for 2007; the financial statements are not projections or forecasts of future revenues.

The Board will require that Bruce lease revenue be calculated in accordance with GAAP for non-regulated businesses. The Board's rationale is the same as its rationale for requiring that the cost of the Bruce nuclear liabilities be computed in accordance with GAAP – it is not reasonable to interpret the regulation to find that OPG can calculate revenues from an unregulated activity using an accounting policy that an unregulated company would not be permitted to use.

The Board directs OPG to revise its calculation of the net test period revenues related to Bruce as follows:

1. The rate base method should not be used to calculate OPG's costs in respect of Bruce. That means that "costs" should exclude the return on equity and deemed interest expense that flow from the rate base method.
2. OPG should base its calculation of costs on GAAP. The costs should include all items that would be recognized as expenses under GAAP, including accretion expense on the nuclear liabilities. Forecast earnings on the segregated funds related to the Bruce liabilities should be included as a reduction of costs.
3. OPG should calculate lease revenue in accordance with GAAP.
4. OPG should include an income tax (PILS) provision, calculated in accordance with GAAP, in its computation of Bruce costs. OPG proposed to exclude income taxes on the basis that there are tax loss carry forwards available to the regulated businesses. As OPG's Bruce investment is not regulated by the Board,

the Board sees no basis for omitting a tax provision in the calculation of Bruce costs.

The net effect of these findings is that any profit (or loss) in respect of OPG's Bruce lease, calculated in accordance with GAAP, will increase (or decrease) the payment amounts for the prescribed assets. Under this approach, the payment amounts for the prescribed assets are likely to be lower in all cases than the payment amounts calculated under OPG's interpretation of O. Reg. 53/05. When OPG earns a profit (measured in accordance with GAAP) on its Bruce activities, the Board's approach calls for all of that profit to be used to reduce the payment amounts for Pickering and Darlington. OPG's approach would result in a smaller offset to the payment amounts because OPG would include a regulated return on its Bruce investment as a cost. If OPG were to incur a loss on its Bruce activities, which could happen if there are significant increases in the Bruce nuclear liabilities in the future, that loss would increase the payment amounts for the prescribed assets under the Board's approach. OPG's approach likely would result in a greater increase to the payment amounts, again because OPG would include a regulated return on its Bruce investment as a cost.

Under OPG's approach, as CCC and CME pointed out, electricity consumers would in effect be guaranteeing that OPG earns a return on its Bruce fixed assets. The Board has no evidence that supports such an approach, and believes the effect of such an approach on the nuclear payment amounts would not be reasonable. Under O. Reg. 53/05, electricity consumers, not OPG, are exposed to the risk that they will have to absorb, through higher payment amounts for the prescribed assets, any losses related to Bruce in the future. It is, therefore, appropriate that when OPG earns profits on its Bruce activities that consumers receive the full benefit of those profits, without deduction of a regulated return as proposed by OPG.

Calculating revenues and costs in accordance with GAAP will result in a higher excess of Bruce-related revenues over costs for the test period than the \$134.4 million proposed by OPG. The Board estimates that the excess revenues under the GAAP approach are approximately \$175 million (based on the GAAP pre-tax income amounts in Table 2, adjusted to reflect a 21-month test period, and tax rates of 31.5% in 2008 and 31.0% in 2009 as specified in OPG's application). The precise amounts will be determined by OPG and filed with the Board.

OPG did not apply for a variance account for test period revenues and costs in respect of the Bruce stations. Section 6(2)9 of the regulation requires the Board to ensure that OPG recovers all of its costs related to the Bruce stations. In the Board's view, this section obligates the Board to ensure OPG recovers its actual, not forecast, costs related to Bruce. Section 6(2)10 requires that the excess of revenues earned in respect of the Bruce stations over the costs incurred by OPG should reduce the payment amounts for the prescribed facilities. In the Board's view, this section obligates the Board to ensure that the actual, not forecast, excess of revenues over costs is used to offset the payment amounts for Pickering and Darlington. Accordingly, the Board directs OPG to establish a variance account to capture differences between (i) the forecast costs and revenues related to Bruce that are factored into the test period payment amounts for Pickering and Darlington, and (ii) OPG's actual revenues and costs in respect of Bruce. The cost impact of any changes in nuclear liabilities related to the Bruce stations should be recorded in this account, not the nuclear liabilities deferral account required by Section 5.2 of the regulation.

7 DEFERRAL AND VARIANCE ACCOUNTS

O. Reg. 53/05 authorized OPG to establish several deferral and variance accounts to record amounts for the period up to the effective date of the Board's first order under Section 78.1 of the *OEB Act*, which will be April 1, 2008. OPG has applied for clearance of deferral and variance accounts based on December 31, 2007 balances, which are set out in OPG's most recent audited financial statements. OPG indicated it will continue to record amounts in these accounts during the three-month period ending March 31, 2008 and will bring those balances forward for disposition in its next application.

Existing nuclear deferral and variance accounts are addressed in section 7.1. Existing hydroelectric accounts are covered in section 7.2.

OPG also applied for several new deferral and variance accounts and intervenors also recommended some new accounts. Proposed new accounts are addressed in section 7.3. The rate to be used to accrue interest on the account balances is covered in section 7.4.

7.1 Existing Nuclear Accounts

Table 7-1 sets out the nuclear deferral account balances at December 31, 2007. OPG proposed to recover \$128.1 million of the balance during the 21-month test period via a nuclear rate rider of \$1.45 per MWh.

Table 7-1: Nuclear Deferral and Variance Accounts, December 31, 2007

Account	Amount \$ millions	Reg. 53/05 Section	Recovery Period	
			OPG Proposal	Maximum per Reg. 53/05
Pickering A return to service	\$ 183.8	5 (4)	11.75 years	15 years
Nuclear liability	130.5	5.1	2.75 years	3 years
Nuclear development - New facilities	11.7	5.3	2.75 years	3 years
Nuclear development - Capacity refurbishments	16.2	6 (2) 4	2.75 years	n/a
Ancillary services	(1.7)	5 (1) (c)	2.75 years	3 years
Transmission outages and restrictions	1.6	5 (1) (e)	2.75 years	3 years
Total	\$ 342.1			

Sources: Ex. J1-2-1, Table 4; O. Reg. 53/05.

7.1.1 Pickering A return to service (PARTS)

This deferral account records non-capital costs incurred on or after January 1, 2005 that are associated with the planned return to service of all units at the Pickering A Nuclear Generating Station. Section 5(4) of O. Reg. 53/05, as amended in 2007, authorized OPG to include costs related to the Pickering units that OPG determined will not return to service, being Units 2 and 3. The regulation also permits OPG to include interest on the balance at an annual rate of 6%.

Section 6(2)3 of the regulation requires the Board to ensure OPG recovers the balance in this account on a straight-line basis over a period not to exceed 15 years.

OPG recorded non-capital costs in this account totalling \$271 million (mostly related to Pickering A Unit 1). The company commenced amortization of the costs in 2005. The December 31, 2007 balance of \$183.8 million is net of the accumulated amortization and includes interest.

Section 6(2)(5) of O. Reg. 53/05 requires that, in making its first order under section 78.1 of the *OEB Act*, the Board shall accept amounts as set out in OPG's most recently

audited financial statements, which are as at and for the year ended December 31, 2007. The PARTS deferral account balance is included in those financial statements.

OPG concluded that the long recovery period of 11 years and nine months is appropriate because the costs were incurred to extend the service life of Pickering A. Most of the costs related to extending the service life of Unit 1, which OPG estimates has an “end of life” date of 2021. The proposed recovery during the test period is \$27.4 million.

Intervenors and Board staff did not contest the balance in the PARTS account or the proposed recovery period.

Board Findings

OPG’s evidence was that the balance in the PARTS account has been recorded accurately. None of the parties in this proceeding objected. The account balance is set out in OPG’s audited 2007 financial statements and O. Reg. 53/05 requires the Board to accept that amount.

OPG has proposed a lengthy recovery period on the basis that the account is associated with a long-term asset, Pickering A, that is expected to generate electricity over the period to 2021.

The Board does not find this rationale convincing. Although the costs may be “associated” with the Pickering A return to service project, the fact remains that they are non-capital costs that, absent the regulation, would not have been capitalized and amortized under generally accepted accounting principles. In the Board’s view, there is no compelling rationale for linking recovery of the costs to the service life of Pickering A.

Under OPG’s proposal, the recovery of the balance in the PARTS account during the test period would be \$27 million. This is substantially lower than the test-period recovery of the nuclear liability deferral account of \$83 million, which is being recovered over a three-year period and is addressed later in this chapter. The Board concludes that it is appropriate to recover the PARTS account balance over a shorter period than that proposed by OPG. The Board approves recovery over the period April 1, 2008 to December 31, 2011.

7.1.2 Nuclear liability deferral account

O. Reg. 53/05 was amended in 2007 to require OPG to establish a deferral account to capture certain amounts related to changes in nuclear liabilities that occurred after April 1, 2005 and before the effective date of the Board's first order. The regulation requires the Board to ensure that the balance in this account is recovered on a straight-line basis over a period not to exceed three years. The regulation also requires OPG to accrue interest on the account balance at an annual rate of 6 per cent.

On December 31, 2006, OPG recorded an increase of \$1,386 million in its nuclear decommissioning and nuclear waste management liabilities. In accordance with Canadian generally accepted accounting principles, OPG also increased the net book values of the relevant nuclear stations by an equal amount. The increases in the net book values at the end of 2006 for these asset retirement costs, or ARC, were \$878 million for the Bruce stations and \$508 million for the Pickering and Darlington stations.

The balance in the nuclear liability deferral account as at December 31, 2007 was \$130.5 million. The components of the balance are shown in Table 5-6 in Chapter 5.

Chapter 5 of this decision (section 5.3.3) sets out the submissions by OPG and intervenors, and Board findings, on the two significant issues related to this account balance: OPG's use of the rate base method to calculate the account balance, and the inclusion of costs related to the increase in the Bruce nuclear liabilities. Except for those two issues, intervenors did not comment on OPG's calculation of the other components of the account balance.

Board Findings

In section 5.3.3 of this decision, the Board found that it would accept including in the deferral account a return of 5.55% on the average unamortized ARC related to the increase in nuclear liabilities. The Board also found that it would accept the inclusion of costs related to the increase in the Bruce nuclear liabilities in this account. There were no questions raised by any party with respect to the entries in the account for depreciation and the other expenses.

The Board accepts disposition of the balance in this account over the period proposed by OPG.

7.1.3 Nuclear development – New facilities

On June 16, 2006, the Minister of Energy directed OPG to begin a federal approvals process, including an environmental assessment, for new nuclear units at an existing site. Section 5.3 of O. Reg. 53/05 authorizes a deferral account to record costs incurred and firm financial commitments made on or after June 13, 2006 in the course of carrying out these activities, for the period up to the effective date of the Board 's first order. The regulation permits OPG to include interest on the balance at an annual rate of 6%.

The new nuclear facilities deferral account balance is included in OPG's audited 2007 financial statements. The balance at December 31, 2007 is made up of costs to explore development of new capacity at the Darlington site plus interest.

Section 6(2)7.1 of the regulation requires the Board to ensure OPG recovers the balance in this account on a straight-line basis over a period not to exceed three years. OPG has proposed that recovery take place over two years and nine months, being the 21-month test period plus one additional year.

Intervenors and Board staff did not contest the balance in this account or the proposed recovery period.

Board Findings

OPG's evidence was that the balance in this account has been recorded accurately and no party disputed that. The balance is set out in OPG's audited 2007 financial statements. The Board approves recovery of the balance as proposed by OPG.

7.1.4 Nuclear development – Capacity refurbishments

The June 16, 2006 directive from the Minister of Energy on new nuclear facilities also required OPG to begin feasibility studies on refurbishing its existing nuclear units. The Minister directed OPG to begin an environmental assessment on the refurbishment of the four units at Pickering B.

OPG has deferred \$16.2 million at December 31, 2007, being non-capital costs related to exploring refurbishment of Pickering and Darlington. OPG stated that these

expenditures were not included in forecast information provided to the Province when the existing payment amounts were set in 2005.

O. Reg. 53/05 does not establish deferral or variance accounts for pre-April 1, 2008 spending on assessing the feasibility of refurbishing Pickering or Darlington. OPG supported the deferral and recovery of these expenditures by reference to Section 6(2)4 of O. Reg. 53/05, which states:

The Board shall ensure that Ontario Power Generation Inc. recovers capital and non-capital costs, and firm financial commitments incurred to increase the output of, refurbish or add operating capacity to a generation facility referred to in section 2 [the prescribed generation facilities], including, but not limited to, assessment costs and pre-engineering costs and commitments,

i. if the costs and financial commitments were within the project budgets approved for that purpose by the board of directors of Ontario Power Generation Inc. before the making of the Board's first order under section 78.1 of the Act in respect of Ontario Power Generation Inc., or

ii. if the costs and financial commitments were not approved by the board of directors of Ontario Power Generation Inc. before the making of the Board's first order under section 78.1 of the Act in respect of Ontario Power Generation Inc., if the Board is satisfied that the costs were prudently incurred and that the financial commitments were prudently made.

OPG also submitted that the Board is obligated to approve recovery of the account because the balance is set out in OPG's 2007 audited financial statements, and because the costs incurred were within approved project budgets.

None of the intervenors objected to OPG's recovery of this balance.

Board Findings

This is the only nuclear deferral or variance account established by OPG that is not expressly authorized by O. Reg. 53/05.

The Board does not dispute that OPG incurred the costs in response to a directive from the Minister of Energy or that OPG recorded the costs accurately. The issue is whether the Board has any authority to approve recovery of out-of-period OM&A expenses booked in a deferral account that is not expressly authorized by O. Reg. 53/05.

OPG argues that Section 6(2)4 implicitly authorizes a deferral account because that section requires the Board to ensure OPG recovers costs related to refurbishing nuclear facilities, including assessment costs and pre-engineering costs and commitments.

The Board did not set payment amounts for the period April 1, 2005 to March 31, 2008. Its jurisdiction to set payment amounts, found in section 78.1 and O. Reg. 53/05, commences with the effective date of the Board's first order, which is April 1, 2008.

The Board has concluded that Section 6(2)4 can only reasonably be interpreted as being applicable to refurbishment-related OM&A expenses incurred on or after April 1, 2008. In the Board's view, had the government intended the Board ensure OPG recovers pre-April 2008 OM&A expenses for refurbishment activities, O. Reg. 53/05 would have explicitly directed such recovery, as they did with certain pre-April 2008 nuclear activities.

O. Reg. 53/05 requires the Board to ensure OPG recovers three specific pre-April 2008 non-capital costs related to nuclear activities: (i) Section 5(4) established a deferral account for non-capital costs related to the Pickering A return to service project; (ii) Section 5.1 authorized a deferral account for costs related to pre-April 2008 changes in nuclear liabilities; and (iii) Section 5.3 authorized a deferral account for pre-April 1, 2008 costs associated with planning new nuclear generation. In the Board's view, the fact that the government chose to direct the Board to ensure recovery of these specific pre-April 2008 non-capital costs supports the reasonableness of its interpretation of Section 6(2)4. In each instance, the government chose clear and explicit language when it intended the Board to ensure recovery of out-of-period non-capital costs. Absent such clear and explicit direction, the Board finds no basis on which to grant OPG recovery of non-capital costs incurred before April 1, 2008.

Additional support for the Board's interpretation of Section 6(2)4 is found in the most recent amendment to O. Reg. 53/05. Section 6(2)4.1 was added to the regulation in February 2008. It requires the Board to ensure that OPG recovers the costs incurred in the course of planning and preparation for the development of proposed new nuclear generation facilities. O. Reg. 53/05 uses the same language to direct recovery under section 6(2)4.1 as it did to direct recovery of refurbishment costs under Section 6(2)4 ("The Board shall ensure Ontario Power Generation Inc. recovers ...").

Logically, OPG's interpretation of implicit authorization should be equally applicable to Section 6(2)4.1, that is, the creation of a deferral account to capture the costs directed to be recovered should be implicitly authorized by Section 6(2)4.1.

It is notable that when the government added section 6(2)4.1 to O. Reg. 53/05, it also added Section 5.3, a deferral account to capture the pre-April 2008 costs related to new nuclear activity. If OPG's interpretation was correct, the government would not have needed to do so as the authorization for the Section 5.3 deferral account would have been implicitly authorized by Section 6(2)4.1. That the government found it necessary to add Section 5.3 supports the Board's finding that absent clear and express direction to the contrary, the Board does not have the jurisdiction to review or order recovery of pre-April 2008 costs.

For the reasons above, the Board does not approve recovery of the \$16.2 million recorded in this account.

7.1.5 Ancillary services/transmission outages and restrictions

The balances in these two accounts are relatively small and OPG's evidence is that the amounts are accurately recorded in accordance with O. Reg. 53/05. None of the intervenors objected to OPG's recovery of these balances.

Board Findings

The Board approves recovery of the balances as proposed by OPG.

7.2 Existing Hydroelectric Accounts

The December 31, 2007 hydroelectric deferral and variance account balances are much smaller than the nuclear balances and are presented in Table 7-2.

Because the net balance is relatively small, OPG did not propose a separate rate rider for recovery of the hydroelectric accounts. Instead, it proposed to deduct the net credit balance of \$2.8 million from the test period hydroelectric revenue requirement.

Table 7-2: Hydroelectric Deferral and Variance Accounts, December 31, 2007

Account	Amount (\$ millions)	Reg. 53/05 Section	Recovery Period	
			OPG Proposal	Maximum per Reg. 53/05
Water conditions	\$ 6.7	5 (1) (a)	1.75 years	3 years
Ancillary services	6.7	5 (1) (c)	1.75 years	3 years
Segregated mode of operations	(11.5)	n/a	1.75 years	n/a
Water transactions	(3.0)	n/a	1.75 years	n/a
Interest (6%)	(1.7)	5 (3)	1.75 years	3 years
Total	\$ (2.8)			

Sources : Ex. J1-1-1, Table 2; O. Reg. 53/05.

The accounts for segregated mode of operations (SMO) and water transactions are not required by O. Reg. 53/05. OPG earns revenue from segregating some of the units at the Saunders plant from the Ontario transmission system and reconnecting them directly to the Quebec grid. OPG also earns revenue when a portion of its Niagara water entitlement is used at the New York Power Authority's generating facilities. The balances in these deferral accounts are portions of OPG's net profits from these activities from April 1, 2005 to December 31, 2007. OPG has voluntarily proposed to share the profits because the SMO and water transactions were earned through the use of prescribed generation facilities.

No intervenors took issue with either the balances in the hydroelectric deferral and variance accounts or OPG's proposed method of recovery.

Board Findings

The Board accepts the balances in the hydroelectric deferral and variance accounts required by O. Reg. 53/05 and recovery of those balances over the test period.

As for the SMO and water transaction accounts, the Board concludes there is no basis for permitting clearance of this account. OPG is proposing to voluntarily share profits from SMO and water transactions that are not caught by O. Reg. 53/05 and that occurred before the Board took over regulating OPG's payment amounts. As noted earlier in this chapter in section 7.1.4 under "Nuclear development – Capacity refurbishments," the Board has concluded that it has no authority under O. Reg. 53/05

to make determinations on costs incurred or revenues earned by OPG before the effective date of the Board's first order unless there is express provision to that effect in the regulation.

The Board will not take these historical revenues into account when setting the OPG payment amounts.

7.3 Test Period Deferral and Variance Accounts

7.3.1 Continuation of existing accounts

O. Reg. 53/05 requires OPG to utilize three deferral or variance accounts for periods after the date of the Board's first order. Those accounts are:

- Pickering A Return to Service deferral account, per O. Reg. 53/05, Section 5(4),
- Nuclear liability deferral account, per Section 5.2, and
- Nuclear development variance account, per Section 5.4.

In addition, OPG proposed to continue these variance accounts:

- **Hydroelectric water conditions variance account**
This account is to capture the revenue impacts of differences in hydroelectric electricity production due to differences between forecast and actual water conditions for the prescribed facilities. OPG indicated this is a continuation of the account authorized by Section 5(1)(a) of O. Reg. 53/05 for the period up to the date of the Board's first order.
- **Ancillary services variance account**
OPG also proposed to continue the ancillary services variance account authorized by Section 5(1)(c) of O. Reg. 53/05. The account is intended to record variances between ancillary services revenues from the IESO included in the test period revenue requirement and the revenues actually realized.
- **Capacity refurbishment variance account**
Section 6(2)4 of O. Reg. 53/05 requires the Board to ensure that OPG recovers capital and non-capital costs, and firm financial commitments, incurred to

increase the output of, refurbish or add operating capacity to a prescribed generation facility. This variance account is intended to capture differences between forecast amounts of such costs included in the test period revenue requirement and actual costs incurred.

Intervenors either supported OPG's request for these accounts or were silent in their submissions.

Board Findings

The Board authorizes OPG to establish the hydroelectric water conditions and ancillary services for the test period. As discussed earlier in this chapter, the Board disallowed the balance in the capacity refurbishment variance account proposed by OPG for the period before April 1, 2008. In light of the obligation imposed on the Board by Section 6(2)4, the Board accepts that a variance account is required for the period beginning April 1, 2008 and authorizes OPG to establish the capacity refurbishment variance account.

O. Reg. 53/05 requires OPG to maintain the PARTS, nuclear liability, and nuclear development accounts. As discussed in Chapter 5 on nuclear liabilities, the Board finds that the nuclear liability deferral account required by O. Reg. Section 5.2 should be restricted to the revenue requirement impact of changes in nuclear liabilities related to the prescribed nuclear facilities at Pickering and Darlington.

7.3.2 New Accounts Proposed by OPG

OPG requested approval to establish four new variance accounts:

- **Nuclear fuel expense**

This account would capture the difference between the forecast and actual nuclear fuel expense during the test period. OPG proposed to determine a per MWh fuel expense based on the forecast fuel expense and production levels in its application. Entries to the account would be made when OPG's actual fuel expense per MWh differs from the forecast.

- **SMO, water transactions**

This account would hold electricity consumers' shares of OPG's revenues from energy sales when the R.H. Saunders plant is segregated from the Ontario system, and consumers' share of revenues from water transactions with the New York Power Authority.

- **Pension/OPEB interest**

OPG proposed this account to capture the impact of changes in the discount rate used to determine pension and other post-employment benefit (OPEB) costs. OPG is required by GAAP to reset the discount rate annually based on the state of the bond markets. The proposed account would only be cleared when the accumulated variance in pension and OPEB costs caused by a change in the discount rate, plus the forecast variance to the end of the bridge year, exceeds \$75 million.

The forecast pension costs for the test period have been calculated using a discount rate of 5.60%,⁹⁰ being the rate used by OPG to calculate the present value of its pension obligation at the end of 2007. OPG submitted that a change in discount rate, which is outside OPG's control, could have a material effect on pension and OPEB costs. It estimated that a 25 or 50 basis point change in the discount rate would result in a \$50 million or \$110 million change in pension and OPEB costs per year, assuming all other factors affecting the costs remain unchanged.

- **Changes in tax rates, rules and assessments**

OPG proposed that differences between actual and forecast taxes, due to the following factors, be recorded in this account: (i) changes to tax laws that govern the determination of payments in lieu of income taxes, capital taxes, and property taxes; (ii) legislative or regulatory changes to municipal property tax rates; (iii) changes in, or disclosure of, new assessing or administrative policies of federal or provincial tax authorities, or court decisions for other taxpayers that will affect OPG; and (iv) tax assessments or re-assessments.

OPG also included in its application six potential future accounts that it wanted to "bring to the Board's attention the possibility that OPG may apply for a variance account via an

⁹⁰ Exhibit F3-4-1, page 24.

accounting order application in the event unforeseen material events/activities occur.” The Board did not consider the potential accounts as OPG did not apply for the accounts.

There were no objections by any party to OPG establishing the nuclear fuel expense and SMO/water transactions variance accounts. Several intervenors did take exception to OPG’s proposals for the pension/OPEB cost and tax variance accounts.

AMPCO, CCC, CME, SEC and VECC opposed the proposed pension and OPEB interest variance account. They argued that the Board should take the same approach for variances in OPG’s pension and OPEB costs as it does for other entities regulated by the Board. CCC submitted that forecast risk and interest rate risk are fundamental business risks for a regulated entity, and that shareholders are compensated for such risks through the deemed capital structure and return on equity.

SEC noted, and OPG agreed, that the discount rate is only one factor that determines the amount of OPG’s pension and OPEB costs in any year. SEC submitted that changes in other factors that affect OPG’s pension and OPEB costs could lead to decreased costs. Allowing the proposed variance account, in SEC’s view, would amount to single issue ratemaking.

OPG cited four Board decisions on rates for electric utilities in which the Board approved deferral or variance accounts for pension costs. OPG argued that the variance accounts for pension costs of Hydro One’s distribution and transmission businesses provide a greater level of protection than the account sought by OPG.

In response to SEC’s comment that the proposed account would capture the effects of only one cause of variation in pension and OPEB costs, OPG said it would not oppose increasing the scope of the account to capture the impact of changes in all factors.

Intervenors generally supported, or were silent on, the need to establish a variance account for taxes but several parties expressed concerns about OPG’s specific proposal.

CCC supported the use of the account only for the effect of tax assessments and re-assessments related to the period after April 1, 2008, the effective date of the Board’s first order. CME and SEC submitted that the parameters of the account should be

compatible with those for the tax deferral account approved for use by electricity distributors. CME also submitted that the cost consequences of tax re-assessments for periods before April 1, 2008 should not automatically be recoverable in rates; for such re-assessments, CME suggests the Board should deal with requests for relief on a case-by-case basis. VECC also requested that before OPG clears any balances in the account in respect of re-assessments for past periods, customers should have an opportunity to explore the circumstances leading to the re-assessment.

OPG objected to CCC's proposal that the tax variance account be used solely for the impacts of tax assessments and reassessments for the period after April 1, 2008. OPG has resolved all issues related to the audit of its 1999 tax return,⁹¹ and indicated it has incorporated the results of that audit in its estimate of tax losses for the 2005 to 2007 period. Based on the amount of those losses, OPG did not include any tax provision in test period costs. OPG submitted, however, that the results of audits of 2000 and later tax years could materially affect the amount of estimated tax losses for 2005 to 2007. OPG explained its rationale for requesting that the impact of all reassessments be recorded in the variance account as follows:

OPG is seeking the inclusion of impacts of reassessments for the years prior to regulation by the OEB because it is voluntarily providing the benefits of the calculated tax losses from the 2005 to 2007 period. If there is a reassessment that reduces the actual losses for 2005 to 2007, then OPG would have given ratepayers a benefit that turns out not to have existed. In this circumstance, OPG believes it is entirely appropriate to include reassessments in the tax variance account.⁹²

Board Findings

Nuclear fuel expense

The Board approves the nuclear fuel expense variance account as proposed by OPG.

⁹¹ OPG's 2008 Second Quarter Report, at pages 24 and 25, stated:

In the third quarter of 2006, OPG received a preliminary communication from the Provincial Tax Auditors with respect to their initial findings from their audit of OPG's 1999 taxation year. Many of the issues raised through the audit were unique to OPG and related either to start-up matters and positions taken on April 1, 1999 upon commencement of operations, or matters that were not adequately addressed through the *Electricity Act, 1998*. In the first quarter of 2008, a number of outstanding tax matters related to the 1999 tax audit were substantially resolved and as a result, OPG reduced its income tax liability by \$85 million. During the second quarter of 2008, all remaining issues relating to the 1999 tax audit were resolved resulting in a further reduction of OPG's income tax liability of \$21 million.

⁹² OPG Reply Argument, page 147.

SMO and water transactions

In Chapter 3, the Board determined that revenues from SMO and water transactions would not be subject to variance account treatment, so there is no need for the Board to approve the proposed variance account.

Pension interest rate

The Board does not approve the proposed variance account related to changes in the discount rate used for pensions and OPEBs. The Board acknowledges that changes in the discount rate are outside OPG's control but that is true of many elements of OPG's proposed revenue requirement.

It has not been the Board's practice to allow regulated entities to establish variance accounts for changes in the costs of pensions and other benefits although there have been a few exceptions, as noted by OPG. The Board does not consider the two Board decisions on Hydro One's pension deferral accounts, which were cited by OPG, to be analogous to OPG's proposal. Unlike the account OPG has requested, the deferral account that Hydro One Distribution sought, and was granted, in 2004 was not intended to capture changes in pension costs that had not occurred but that might arise due to future changes in economic factors. Rather, the Hydro One Distribution account was established for known and material increases in pension costs above the amount included in rates.⁹³ The other Hydro One pension deferral account referenced by OPG (an account established in 2007 for Hydro One Transmission) was part of a settlement agreement accepted by the Board. As the Board has noted on other occasions, specific elements of settlement agreements have limited precedential value.

In the event that OPG's actual pension and OPEB costs during the test period are materially in excess of the amounts included in the revenue requirement, OPG would have the ability to apply to the Board.

Income and other taxes

The Board approves the variance account to track variations in municipal property taxes, and variations in payments in lieu of capital taxes, property taxes, and income taxes. The Board has authorized a tax variance account for electricity distributors (Account 1592, which deals with tax variances after April 2006⁹⁴) that is used to record

⁹³ RP-2004-0180/EB-2004-0270, Decision and Order, July 14, 2004.

⁹⁴ Account 1592 is described in the Board's Accounting Procedures Handbook for Electric Distribution Utilities.

variations due to changes in tax rates or rules, new assessing or administrative practices of tax authorities, and tax re-assessments for past periods. The events and circumstances that give rise to entries into Account 1592 are essentially the same as those proposed by OPG, except that OPG includes court decisions for other taxpayers that will affect OPG's tax position. The Board finds that OPG's inclusion of variations due to court decisions for other taxpayers is appropriate.

The Board does not accept CCC's argument that only variances due to tax re-assessments for periods after April 1, 2008 should be permitted. The Board does not consider it appropriate to make use of the account more restrictive than Account 1592 is for electricity distributors.

With respect to income taxes, it is necessary to determine what the benchmark should be for measuring variations due to changes in tax laws and other factors. OPG did not address this issue in its evidence or argument. This is complicated by the fact that OPG did not include any provision for income taxes in its proposed revenue requirement on the basis that there are tax loss carry forwards for regulatory purposes. As set out in Chapter 9, the Board is uncertain about whether such regulatory tax loss carry forwards exist and, if they do, whether OPG was required to adopt the approach it took in its application.

To establish a benchmark to measure variations in taxes during test period, the Board directs OPG to calculate the income tax provision, before consideration of any tax loss carry forwards, which would result from the revenue requirement determined in accordance with this decision. That tax provision will not form part of the test period revenue requirement but should be used by OPG to calculate any variations in taxes that it records in the variance account.

The appropriateness and recovery period of any balance in the tax variance account will be reviewed by the Board when it considers OPG's next application. The Board notes that it has commenced a proceeding to deal with the disposition of Account 1562 (the tax variance account for electricity distributors for periods before May 2006) and that proceeding is expected to deal with variations in taxes due to tax audits and reassessments for past periods.⁹⁵ In a future hearing when the Board reviews any

⁹⁵ The Account 1562 proceeding (EB-2007-0820) was announced in March 2008. A staff discussion paper on the issues was released on August 20, 2008.

balance in OPG's tax variance account related to re-assessments, it will take note of any relevant decisions made by the Board in the Account 1562 proceeding.

7.3.3 New accounts proposed by intervenors

Two intervenors suggested that OPG be required to establish additional variance and deferral accounts.

In connection with its submission that the Board should cut OPG's proposed regulatory costs by 50%, CCC stated that OPG could establish a regulatory cost variance account to capture deviations from budget as OPG gains more experience with regulatory forecasting.

AMPCO recommended a variance account be approved in connection with its proposal that OPG be required to share 50% of any Congestion Management Settlement Credits received by OPG from the IESO, net of incremental costs.

AMPCO also proposed a variance account to capture variances between actual and forecast non-energy charges from the IESO (which OPG pays when the prescribed facilities consume power). AMPCO said these charges are difficult to forecast and submitted that OPG's forecasting methodology is questionable.

OPG did not agree that these accounts are required. It said its test period budget for regulatory costs is appropriate because it plans to file another cost of service application with the Board in 2009. It disagreed with AMPCO's submission that there is any net revenue from CMSC payments. And it disputed AMPCO's claim that OPG's forecasting methodology is suspect.

Board Findings

The Board agrees with OPG comments on the proposed accounts. It will not require OPG to establish the accounts. As noted in Chapter 4, the Board accepts OPG's forecast of regulatory costs and found a variance account is not required.

7.4 Interest Rates

OPG proposed that, for all deferral and variance accounts except PARTS, interest after March 31, 2008 should be accrued on the account balances at OPG's forecast rate for

other long-term debt of 5.65% for 2008 and 6.47% for 2009.⁹⁶ For the PARTS account, OPG proposed to accrue interest using the weighted average cost of capital (WACC), which OPG proposed to be 8.48% for 2008 and 8.56% for 2009.

AMPCO, CCC, CME, VECC, and Board staff objected to OPG's proposed interest rates. They submitted that the rates should be set in accordance with the Board's interest rate methodology for regulatory accounts.⁹⁷ The arguments in favour of that approach were essentially that an unfortunate regulatory precedent would be set if the Board allowed OPG to depart from the Board's policy and that OPG has not established that its circumstances are sufficiently different from those of other regulated entities to justify special treatment.

Under the Board's policy, the interest rate for deferral and variance accounts is set each quarter at the prevailing three-month Bankers' Acceptance rate plus 25 basis points. The interest rate for the three months beginning April 1, 2008 was 4.08%. The rate was reset effective July 1, 2008 to 3.35%, and was kept at that level effective October 1, 2008.

OPG argued that its circumstances are substantially different from those of distribution utilities in terms of the size of the account balances and the length of time until full recovery. OPG noted the interest rates allowed by the Board in 2004 (before the Board's policy was issued) on the substantial deferral account balances for market ready and other transitional costs of electricity distributors were based, at least for some distributors, on long-term debt rates. OPG also submitted that it would be carrying deferral and variance account balances for longer periods than the distributors.

OPG characterized its request to use WACC to accrue interest on the PARTS account as an "exceptional situation" given OPG's proposed recovery period of almost 12 years.

Board Findings

The Board is not persuaded that OPG's circumstances are sufficiently different from those of other regulated entities to justify interest rates that are higher than those permitted by the Board's policy.

⁹⁶ The proposed rates are set out in the pre-filed evidence at Exhibit C1-2-1, Tables 2 and 3.

⁹⁷ The policy is set out in a November 28, 2006 letter to Natural Gas Utilities and Electricity Local Distribution Companies, and is on the Board's website at http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2006-0117/letter_accountinginterest_281106.pdf.

With the exception of the PARTS account, the Board has approved recovery of the balances in the existing deferral and variance accounts over periods not exceeding two years and nine months. With respect to PARTS, the Board determined that OPG should recover that balance over three years and nine months. These recovery periods are not substantially longer than the recovery periods for many deferral accounts of other regulated entities. And, in some cases, electricity distributors have been carrying deferral and variance accounts for longer periods.

With the Board's decision to shorten the recovery period for the PARTS account, the Board does not agree that the PARTS account represents an exceptional situation. The Board notes that, even if it agreed that an exception to its policy were warranted, it would not have granted OPG's request to accrue interest using OPG's WACC. Deferral and variance accounts are not rate base items and should not attract a rate base type of return.

The Board directs OPG to accrue interest on deferral and variance account balances after March 2008 using the interest rates set by the Board from time to time pursuant to the Board's interest rate policy.

8 RATE BASE AND COST OF CAPITAL

8.1 Rate Base

OPG submitted that O. Reg. 53/05 requires the Board to accept the assets and liabilities as established by OPG's audited 2007 financial statements. The proposed regulated hydroelectric rate base is \$3,885.5 million in 2008 and \$3,869.9 million in 2009 and the proposed regulated nuclear rate base is \$3,515.4 million in 2008 and \$3,453.8 million in 2009. OPG has used the 2007 financial statements as the starting point and used the mid-year average methodology for in-service additions within the period. OPG maintained that capital costs for in-service additions included construction work in progress in 2007 financial statements and must be accepted for inclusion in rate base.

Table 8-1: Proposed Rate Base

\$ millions	Hydroelectric		Nuclear	
	2008	2009	2008	2009
Gross plant at cost	4,433.2	4,480.6	4,531.7	4,733.2
Accumulated depreciation	570.2	633.1	1,737.8	2,037.1
Net Plant	3,863.1	3,847.5	2,794.0	2,696.0
Cash working capital	21.8	21.8	16.0	16.0
Fuel inventory	0.0	0.0	281.1	330.1
Materials and supplies	0.6	0.6	424.4	441.7
Total	3,885.5	3,869.9	3,515.4	3,483.8

Source: Ex B1-1-1, Tables 1 and 2.

Board Findings

The treatment of liabilities associated with nuclear waste management and decommissioning was the only significant aspect of rate base which was disputed in the proceeding. The Board's findings on that issue are set out in Chapter 5, namely that the return awarded on the rate base associated with the unamortized ARC and unfunded liabilities for Pickering and Darlington will be 5.6%. The balance of the rate base will be used for purposes of determining the amounts to be included in the revenue requirement for cost of capital related to the deemed capital structure and the return on equity. The Board accepts the remainder of the proposed rate base. If adjustments are

needed as a consequence of any other findings in this decision, OPG should detail those adjustments in its draft order.

8.2 Capital Structure and Cost of Capital – Introduction

OPG's interim rates are based on a debt/equity ratio of 55/45 and a return on equity (ROE) of 5%. The following table sets out OPG's proposed capital structure and cost of capital for 2008 and 2009.

Table 8-2: Proposed Capital Structure and Cost of Capital

	2008		2009	
	% of Capital Structure	Rate	% of Capital Structure	Rate
Short-Term Debt	2.6%	5.83%	2.6%	5.98%
Existing/Planned Long-Term Debt	29.7%	5.79%	32.1%	5.79%
Other Long-Term Debt Provision	10.3%	5.65%	7.8%	6.47%
Total Debt	42.5%	5.76%	42.5%	5.92%
Common Equity	57.5%	10.50%	57.5%	10.50%
Total Rate Base	100%	8.48%	100%	8.56%

Source: Ex. C1-2-1, Tables 2 and 3.

OPG also proposed that the Board adopt a formula to be used for future adjustments to the ROE.

Ms. McShane provided evidence for OPG. Intervenors also presented expert evidence as follows:

- Board staff sponsored evidence by Mr. Goulding.
- The Pollution Probe Foundation (Pollution Probe) sponsored evidence by Drs. Kryzanowski and Roberts.
- VECC and CCC sponsored evidence by Dr. Booth.
- Energy Probe sponsored evidence by Dr. Schwartz.
- Green Energy Coalition (GEC) sponsored evidence by Mr. Chernick.
- AMPCO sponsored evidence by Dr. Murphy and Mr. Adams.

The following table summarizes the quantitative evidence of the witnesses.

Table 8-3: Summary of Expert Recommendations

Expert	Return on Equity	Capital Structure	
		Debt	Equity
Ms. McShane			
Equity Risk Premium test	9.5-10.25%	42.5%	57.5%
Discounted Cash Flow test	9.5-10.0%		
Comparable Earnings test	12.5%		
Recommendation	10.50%		
Dr. Kryzanowski / Dr. Roberts	7.35% (2008) 7.40% (2009)	53%	47%
Dr. Booth	7.75%	60%	40%
Dr. Schwartz	7.64%	55%	45%

This chapter will address the following issues:

- Capital structure
- Return on equity
- Cost of debt

8.3 Capital Structure

8.3.1 Approach to setting capital structure

CME submitted that the Board should begin with the premise that the debt/equity structure determined by the Province for purposes of setting the payments in the interim period was appropriate and that the structure should only change if there has been a material change in OPG's risks. CME pointed to OPG's testimony that its risks had not changed.

OPG responded that this position would have some merit if the prior capital structure had been set by the Board. OPG submitted that the Province adopted the interim equity ratio "as a transition to full cost of service rates established after an independent review

by the OEB.”⁹⁸ OPG pointed out that the level was set without a thorough cost of capital study and O. Reg. 53/05 clearly makes the Board the authority to set the payments. OPG also argued that if the Province thought the capital structure was appropriate, it could have indicated as such in O. Reg. 53/05. In OPG’s view, the fact that the O. Reg. 53/05 does not stipulate the equity ratio supports the conclusion that the Province expected the Board to make its determination of the cost of capital on a commercial basis.

Board Findings

The Board finds that the approach to setting the capital structure should be based on a thorough assessment of the risks OPG faces, the changes in OPG’s risk over time and the level of OPG’s risk in comparison to other utilities.

The equity ratio underlying the interim rates is informative, but not determinative for purposes of the Board’s decision; rather it is an expression of the Province’s expectations at that time and its assessment of what would be reasonable in the circumstances. The Board agrees that an important distinction is that the equity ratio was not set under the auspices of a Board proceeding with evidence, testimony and argument.

The following factors were raised in the context of the risk assessment, each of which will be addressed in turn:

- The stand-alone principle
- Regulatory risk
- Operating risk

8.3.2 The stand-alone principle

Many regulated utilities are part of a broader entity that includes affiliates or non-regulated operations. Under the stand-alone principle, the regulated operations of the utility are treated for regulatory purposes as if they were operating separately from the other activities of the entity. The intent is that the cost of capital borne by customers, in respect of the regulated operations, should not reflect subsidies to or from other activities of the firm and should only reflect the business risks associated with the regulated operations.

⁹⁸ OPG Reply Argument, p. 9.

OPG has several characteristics which differentiate it from other utilities regulated by the Board. Both the regulated and unregulated operations are in the business of generating power for sale into the Ontario market; both the regulated and unregulated operations are owned by the Province. It is also the Province that has determined, in certain respects, the Board's current and future approach to setting payment amounts. That is the context in which the Board considers the application of the stand-alone principle to the regulated operations of OPG.

At issue in the hearing was whether in the course of setting an appropriate capital structure, the application of the stand-alone principle excluded a consideration of the significance of the Province's ownership of OPG as part of the assessment of business risks associated with the regulated operations.

OPG's position is that the matter of ownership should not be taken into account, and the cost of capital for the regulated operations should reflect what the cost would be if OPG were raising capital in the public markets on the strength of their own business and financial parameters. OPG noted that Mr. Goulding and Drs. Kryzanowski and Roberts agree that the stand-alone principle is a fundamental principle in determining the cost of capital.

OPG also noted that Mr. Goulding recognized the political risk which OPG faces due to changing power sector policies and that the bond rating agencies have highlighted political risk. Mr. Goulding's evidence was that the prescribed assets face greater political risk than transmission, distribution or merchant generators because these other entities are less likely to be used directly by government for policy purposes. Ms. McShane assessed that "the risk of future political intervention in the market is higher than in other Canadian jurisdictions."⁹⁹

CCC, VECC, AMPCO, and CME all took the position that provincial ownership of OPG should be a factor in assessing OPG's risk and in determining the appropriate capital structure.

CCC took the position that the real shareholders are the residents of Ontario, and that the government is acting as their agent or proxy and is responsible for ensuring there is an adequate supply of electricity at reasonable prices:

⁹⁹ Ex. C2-1-1, p.64

The Council submits that the facts require the Board to consider the capital structure and return on equity, not on the basis of what amounts to an artificial concept of a stand-alone entity, but on the basis of the reality that the government, because of its obligations to the residents of the province, has a stake in limiting the risks which OPG faces, and ensuring that OPG does not fail.¹⁰⁰

CCC noted that the government had directed the OPA to include up to 14,000MW of baseload nuclear generation in its planning, directed OPG to refurbish existing and develop new nuclear capacity, and established a deferral account to recover the costs related to refurbished and new nuclear capacity. In CCC's view, "the government has exercised a power no private sector shareholder has, namely to direct the regulator to ensure risks which are taken in the public interest are protected."¹⁰¹

VECC made similar submissions:

While the identity of any private group of shareholders or owners is not of relevance, ownership of a utility by the same entity that can simultaneously direct utility operations and direct regulatory treatment is of the utmost relevance in this case especially with respect to risk and return.¹⁰²

VECC submitted that three factors reduce OPG's risk in relation to other utilities, especially unregulated generators:

- The requirements imposed on OPG through the MOA to mitigate the Province's financial and operational risk in operating the assets and reducing the Province's risk exposure to its nuclear assets
- The requirements in O. Reg. 53/05 that the Board accept certain amounts from OPG's audited financial statements and provide for recovery of various costs
- The various deferral and variance accounts which increase the probability of recovering unforecast costs

AMPCO submitted that the ownership of OPG affects the risks it bears and should be taken into account by the Board. AMPCO noted that both Standard & Poors' and Dominion Bond Rating Service recognize this in citing ownership of OPG as an important factor in determining OPG's debt rating. AMPCO pointed to the evidence it filed from Mr. Adams and Dr. Murphy, which concluded that the impact of past political

¹⁰⁰ CCC Argument, p. 8

¹⁰¹ Ibid.

¹⁰² VECC Argument, p. 14.

changes on OPG have been passed on to consumers. AMPCO questioned why, if political uncertainty creates risk for OPG, the shareholder should be compensated for a risk of its own creation. AMPCO concluded that regardless of the Board's findings, if the shareholder is dissatisfied with the risk borne by OPG, it can issue a further Directive to shift the impact to consumers.

CME submitted that Ms. McShane "misapplies the stand-alone principle by ascribing little weight to the risk mitigation effects of the government's ownership of OPG."¹⁰³

CME also disagreed with Ms. McShane's assessment of political risk:

We submit that it is unreasonable to suggest that electricity consumers should pay a higher return because OPG's owner, the Government, might take some action which could harm the shareholder interest the Government holds in OPG. Ratepayers should not be burdened with higher Costs of Capital because the Government might decide to act in a way which causes harm to taxpayers as the ultimate owners of OPG.¹⁰⁴

In response to CCC, OPG submitted that customers' interests must be kept separate from taxpayers' interest, and that this principle has been recognized by the Board in the past. OPG further submitted that the Province's objective of limiting its risk is no different than any other shareholder's, and that the proposed regulatory framework, including deferral and variance accounts, is a reasonable sharing of those risks and consistent with the approach of other utilities.

OPG argued that Hydro One is as important to the province as OPG and it is permitted to earn a commercial rate of return on a stand-alone basis.

OPG also argued that it was incorrect to claim that the government's legislative power has always been used to benefit or protect OPG. OPG pointed to the price caps of the early 2000s and the original requirement to decontrol a substantial portion of OPG's assets: "It is the very fact that the government can act both in ways to advantage and disadvantage OPG that creates uncertainty – and therefore political risk – in the future."¹⁰⁵

¹⁰³ CME Argument, p. 50.

¹⁰⁴ CME Argument, p. 51.

¹⁰⁵ OPG Reply Argument, p. 14.

OPG also noted Ms. McShane's testimony that the circumstances suggest that the Province is trying to establish an arm's-length company and concluded as follows:

To proceed on the assumption that the shareholder will intervene to protect OPG as an argument for ignoring the stand-alone principle directly contradicts the province's decision to place OPG's prescribed assets under the independent jurisdiction of the OEB.¹⁰⁶

Board Findings

The stand alone principle is a long-established regulatory principle and the Board has considered its application in a variety of circumstances. The unique circumstances of OPG, however, are in many ways without precedent. As noted above:

- Both the regulated and non-regulated operations perform the same function (i.e., generate power).
- The owner is the Province.
- The Board's approach to setting the payments now and in the future have in some respects been determined by the Province (through O. Reg. 53/05).

OPG is also different from the other entities the Board regulates in that it is not a natural monopoly.

Risk, in the regulatory context, can be considered to be the magnitude of the range of potential outcomes, with the focus generally being on the potential for an adverse outcome. In other words, the greater the range of potential outcomes, the greater is the risk. The Board is faced with two questions when considering the appropriate application of the stand-alone principle in the assessment of risk for OPG:

- Should OPG's risk be considered lower than other regulated Ontario energy utilities because the Province as owner has substantial control over OPG's risks – either in creating them or in protecting OPG from them (shifting the risk to consumers)? This is the issue of the shareholder impact on a regulated entity's risk.
- Is the political risk higher for OPG's regulated assets than for other regulated Ontario energy utilities? This is the issue of the impact of electricity policy changes on risk.

¹⁰⁶ OPG Reply Argument, p. 16

The witnesses and the parties generally agreed that deferral and variance accounts affect the level of risk and reduce it from what it would otherwise be. Similarly, where O. Reg. 53/05 mandates the recovery of certain costs, it is agreed that this reduces risk. O. Reg. 53/05, and in particular the establishment of various deferral and variance accounts and the requirement that certain types of cost be recovered, operates to transfer risk from OPG to customers. The Board must consider the precise nature of the accounts and determine the impact on risk; this is discussed in more detail later in this chapter.

In summary, some of these protections relate to expenditures before the period of Board regulation (the PARTS account) or to activities beyond the operation of the prescribed facilities (recovery of Bruce costs and new nuclear costs). These do not affect the level of risk for the prescribed facilities in the test period. Some of the accounts are comparable to the accounts of other regulated entities; they have not been stipulated through O. Reg. 53/05 for the test period, but rather have been approved by the Board (the accounts related to tax changes, water conditions, nuclear fuel expense, and ancillary service revenues). OPG also applied for other accounts, which the Board has decided not to approve (OPEB changes and SMO and WT revenues).

Two significant protections related to the prescribed assets have been established by O. Reg. 53/05 and will be ongoing: changes in nuclear liabilities and refurbishment costs. These are significant additional protections which have been established by the government and exceed the level of protection typically granted to a regulated utility.

The Board's conclusion is that these accounts do reduce risk. The Board notes, however, that under O. Reg. 53/05, amounts placed in the deferral and variance accounts after the Board's first order will be subject to a prudence review. These accounts will operate the same way for OPG as they do for other regulated entities, although the breadth of protection is greater.

While OPG's risk is lower due to these accounts, should OPG be considered of even lower risk because the shareholder can control whether OPG's financial risks are borne by the customers or the shareholder? The Board concludes that it should not. To conclude that OPG is of lower risk would be comparable to assuming that, after the Board's first order, the Province will direct the regulation of the prescribed assets, and regulate the distribution of risks between OPG and its customers, beyond the protections already established and assessed for purposes of setting the capital

structure. O. Reg. 53/05 is viewed by the Board as setting the baseline for OPG as it enters into a formal regulatory framework; essentially limiting any review of activities in the period prior to the Board's payment setting mandate and requiring protection against forecast error (subject to a prudence review) for certain significant costs going forward. The Board concludes that if OPG is operated at arm's length, then it should be examined in the same way as Hydro One, another energy utility owned by the Province. In other words, Provincial ownership will not be a factor to be considered by the Board in establishing capital structure.

The Board must also consider how it will address the shareholder's ability to control future risk. If the Province transfers risks from OPG to consumers in future, then the Board would need to assess the resulting level of risk and adjust the risk ranking (and possibly the capital structure) accordingly.

OPG suggests that its regulated assets are subject to greater political risk than other energy utilities in the province. The Board does not agree that this is a risk that should be reflected in OPG's cost of capital. All of Ontario's energy utilities are subject to risks arising from changing energy policy. The Province has established cost recovery requirements for utilities in which it has no ownership (for example, the regulations related to smart meter implementation). For example, the Province also required the LDCs to spend the third tranche of their market rates of return on conservation and demand management expenditures. The Board concludes that OPG's exposure to the risks and benefits of Provincial direction regarding expenditures and cost recovery are comparable to that of other regulated utilities.

The Board finds no evidence that OPG's regulated hydroelectric and nuclear facilities will be uniquely exposed. Mr. Goulding's evidence suggests that the risk of political interference is higher for OPG, but precisely because the Province is the owner and may choose to use OPG in a way which would be adverse to OPG's financial interests. It would not be appropriate for the Board to assume that the Province will interfere in the distribution of OPG's risks now that the Board has regulatory authority over OPG; it is consistent therefore to regulate OPG on the basis that the Province will not control OPG's currently regulated facilities in a manner which is adverse to OPG's commercial interests. The stand alone principle leads us to conclude that OPG's financial risks are not lower as a result of Provincial ownership; therefore it is consistent to conclude that political risk is not higher as a result of Provincial ownership.

8.3.3 Regulatory Risk

OPG noted that this is OPG's first application under the Board's regulatory authority. In OPG's view there is no track record of stable or consistent regulation and, therefore, there is regulatory uncertainty about the regulatory end state and OPG's ability to recover its costs. As a result, OPG argued, there is a risk of unintended consequences from specific decisions until there is a track record of consistent, stable regulation.

AMPCO pointed to Ms. McShane's evidence wherein she assumes the Board will regulate OPG the way it regulates other utilities and that the Board will provide OPG with a reasonable opportunity to recover its costs and earn a risk related return. AMPCO concluded that this was inconsistent with the claim that OPG's regulatory risks are higher than for other utilities. AMPCO noted that Dr. Booth and Drs. Kryzanowski and Roberts agreed that OPG did not face higher regulatory risk. Pollution Probe pointed, in particular, to Drs. Kryzanowski and Roberts's testimony that regulatory risk is low in reality because the Board has extensive experience with regulating gas and electric utilities, even if it has not regulated OPG previously. CCC and CME also disagreed that OPG's regulatory risks are higher than for other utilities.

OPG noted that both Ms. McShane and Mr. Goulding recognized the regulatory risk associated with the newness of OPG's regulatory regime. In OPG's view, it is not an issue of the Board's competence or integrity; it is an issue that there is not yet an established track record.

OPG also submitted that it faces operating risk from the fact that it is regulated by the Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC) which has powers to make orders, including without a hearing in the event of an emergency, the consequences of which have the potential to impose significant costs on OPG. OPG argued that these powers are a significant factor in the regulatory risk assessment.

Board Findings

The Board finds that there is little evidence to support the conclusion that OPG's regulatory risk is higher than that of other regulated energy utilities because of its new regulatory framework. Hydro One and the electric LDCs were also new to Board determined cost of service regulation, but no evidence was presented that those entities were exposed to higher regulatory risk. It is also important to note that the Board's regulatory process provides ample opportunities to address issues of cost recovery

through applications, deferral accounts, and motions to review. These are standard and well established regulatory tools; cost of service is a long established regulatory framework; even incentive regulation is well established.

The Board does accept that there could be some risk associated with the uncertainty of applying cost of service regulation, which is typically applied to natural monopolies, to generation assets in Ontario's hybrid market. However, the Board notes that throughout North America there continues to be rate regulation of generation facilities, and that the traditional models of cost of service or incentive regulation are applied in these circumstances. The Board concludes that the risk is therefore minimal.

The risk with respect to the CNSC is whether OPG would be able to recover the costs arising from CNSC action. The Board does agree that it is a category of costs not faced by other regulated Ontario utilities. However, the Board expects that were such costs to arise, OPG would apply for recovery through an application, as would any other regulated entity faced with a significant cost which it claimed was beyond its control and imposed by a body with the authority to do so. The Board would consider the application in the normal way, including a test of prudence.

The Board concludes that regulatory risk is not a significant factor for OPG and is not materially higher for it than for the other utilities the Board regulates.

8.3.4 Operating Risk

For OPG, operating risk entails outage risk, dispatch risk, non-payment risk and the risk associated with environmental obligations. There was general agreement that electricity generators have greater operational risks than non-generation entities regulated by the Board. It was also generally agreed that OPG's risks were lower than those of merchant generators. Given the proposed continuation of the deferral account covering fluctuations in water availability during the test period for the hydroelectric operations, the focus was largely on OPG's nuclear operations and primarily on the risk related to forced outages and dispatch.

OPG took the position that although much has been made of deferral and variance account protection in this case, most of the accounts are simply reflections of the prohibition against retroactive rate making; i.e., they are designed to ensure the recovery of costs associated with initiatives that were directed, authorized or approved

by the government before the introduction of rate regulation by the Board. OPG also noted that operating and production risk is the largest risk it faces as nuclear technology is more complex than other types of generation and is subject to a higher risk of unanticipated costs of repair, and loss of production and revenues.

One of the risks that OPG and Ms. McShane identified is dispatch risk. This is the risk that baseload generation from OPG's regulated assets will not be dispatched because of economic conditions and/or the presence of generators with lower marginal costs. AMPCO submitted that this risk is insignificant and pointed to Ms. McShane's analysis of the Ontario market over the last three years. In AMPCO's view, her analysis shows that even at low levels of demand there is the opportunity for additional baseload capacity to be added without a risk that OPG's regulated assets will not be dispatched. AMPCO also noted the evidence of Dr. Booth and Drs. Kryzanowski and Roberts, both of which concluded that dispatch risk is low. CME supported AMPCO's submissions. In the end, there was limited dispute that dispatch risk for OPG is low.

AMPCO submitted that there appears to be a consensus that the major risk facing OPG is related to the operation of the nuclear units. AMPCO submitted that these risks are largely mitigated: ONFA limits OPG's potential liabilities, as changes in the nuclear liability resulting from changes to the decommissioning reference plan are recovered through a variance and deferral account; other deferral and variance accounts cover unexpected costs related to nuclear regulatory costs and technological changes, and the non-capital costs associated with the Pickering A return to service; and new accounts are proposed to cover variances in nuclear fuel costs, pension costs, and taxes.

AMPCO pointed to the evidence of Dr. Booth as supporting the conclusion that the variance and deferral accounts effectively transfer operational risks to consumers. AMPCO submitted that the remaining operational risks are within the control of management and are not risks for which OPG should be compensated.

CCC submitted that while the nuclear assets are undoubtedly riskier than the hydroelectric assets, many of the risks have been covered off with deferral accounts and the only substantive remaining risks are production and operating risks. In CCC's view, "It is inconceivable that the government would allow OPG to be materially

adversely affected by production or operating risks.”¹⁰⁷ CCC submitted that these risks can be mitigated by increasing the fixed portion for nuclear payments to 50%.

CME submitted that if the proposed additional variance and deferral accounts and the fixed nuclear payment are approved, then the equity ratio should be reduced to 40% in recognition of the reduction in risk from these mechanisms.

OPG replied:

It was Mr. Goulding's opinion, shared by Drs. Kryzanowski and Roberts, that OPG's nuclear assets are far more exposed to potential loss of revenues due to operational risk than a transmission or distribution network. The operational risk associated with OPG's prescribed assets is, in fact, the principal risk that faces OPG.¹⁰⁸

OPG submitted that none of OPG's nuclear production risk is mitigated by a deferral or variance account. OPG argued that Dr. Booth's contention that all of OPG's risks are covered by deferral and variance accounts does not recognize that deferral and variance accounts are a common feature of regulated utilities or that OPG does not have an account to cover nuclear production risk. Further, OPG argued that Dr. Booth had not reviewed the ONFA or analyzed the actual extent of the nuclear liabilities and OPG's risk related to residual unfunded liabilities and the limits on the provincial guarantee cap. In OPG's view it still faces significant exposure to this item, even with the related deferral and variance account.

With respect to the deferral and variance accounts generally, OPG characterized them as being designed to prevent “hindsight re-examinations of historical decisions and commitments made long before the OEB acquired jurisdiction to determine payment amounts.”¹⁰⁹ In OPG's view, the most recently established accounts reflect the reality that the Board was not the regulator at the time.

All of the experts acknowledged that the use of deferral and variance accounts reduced risk. Ms. McShane testified that her recommendations were based on the assumption that the proposed variance and deferral accounts are implemented. She estimated that if the new proposed accounts (related to nuclear fuel, OPEBs/Pension costs, and tax

¹⁰⁷ CCC Argument, p. 18.

¹⁰⁸ OPG Reply Argument, p. 17.

¹⁰⁹ OPG Reply Argument, p. 22.

changes/assessments) were not implemented, the increased risk would warrant an upward adjustment to either the equity ratio or the ROE.

OPG argued that the evidence is clear that Ms. McShane's recommendations are premised on the approval of the proposed deferral and variance accounts, and that if they are not approved, the equity ratio and/or ROE would need to be adjusted accordingly. OPG submitted that if the scope of the accounts, including, for example, the Nuclear Liabilities Deferral Account, is reduced, then OPG's risk will increase which would need to be reflected in the cost of capital.

Mr. Goulding testified that the fixed payment component would reduce OPG's business risk and pointed out that this payment structure would not be available to merchant generators nor to the generators under contract with the OPA. Ms. McShane estimated that without the fixed payment component, the ROE would need to increase by about half the increase in the variability, approximately 25 basis points, or the equity component should be increased to 60%.

Board Findings

The Board finds that while the dispatch risk for the regulated facilities is low, the operational and production risks, particularly for the nuclear assets, are significant. Some of these risks are mitigated by the existing and ongoing deferral and variance accounts, but the accounts do not cover all of the risk, particularly not the risk of forced outages and the corresponding impact on costs and production. The accounts fall into four categories: those not related to the prescribed assets; one which provides for recovery of costs which pre-date the Board's regulation of OPG; those that have been specifically approved by the Board in this decision and are typical of utility variance and deferral accounts; and those which provide extended protection against forecast variance. We will review each in turn.

Some of the accounts and cost recovery protection mechanisms contained in O. Reg. 53/05 do not relate to the prescribed assets. The Board is required to ensure that OPG recovers the costs associated with Bruce and the costs associated with new nuclear build. Although these represent significant shifts of costs and risks to customers, they are not related to the regulation of the prescribed facilities. The Board finds that although these requirements may lower OPG's risk as a corporation, they have no impact on the risks of the prescribed facilities.

One of the accounts relates to circumstances and decisions taken before the period in which the Board has regulatory authority. The PARTS account is related to non-capital expenditures related to Pickering A which pre-date the period of the Board's regulatory authority. No new amounts will be added to this account; it is being maintained as the amounts are recovered over the next four years. The Board concludes that this account has no significant impact on OPG's risk in the test period, as the expenditures pre-date the Board's regulatory authority.

Some of the approved accounts going forward are related to protection against forecast error, namely tax changes, nuclear fuel cost, water conditions and ancillary services. The Board concludes that while these accounts each reduce risk, they are not dissimilar to the accounts of other regulated utilities. The electric LDCs have accounts related to tax changes; the ancillary services account ensures customers receive the full benefit of these revenues; and the nuclear fuel and water accounts, while providing protection against inputs over which OPG has little control, are not large relative to the size of OPG's revenue requirement.

The Board is also required to ensure that OPG recovers the revenue requirement implications of changes in the nuclear liabilities Reference Plan and the costs of the refurbishment of the prescribed nuclear facilities. These represent a more extensive risk protection than might typically apply to a regulated utility. Although the nuclear liabilities are unique to OPG, the deferral account ensures that OPG is kept whole and the impact of any change in the Reference Plan is borne by customers. This protects OPG against a significant risk. The refurbishment account provides protection against forecast variance in non-capital costs; this could be significant given the high levels of project OM&A. While the account also provides protection related to capital costs, these costs will not be included in rate base until the assets are in-service in any event and therefore the account does not provide significant additional risk protection. The requirement for a prudence review continues to provide a measure of protection to customers and ensures that OPG retains some risk.

The Board notes that future accounts may be established which further reduce risk; however, that factor is not determinative of the Board's assessment of the current level of risk. The proposed payment structure would also mitigate some of the risk, but as set out in Chapter 9, the Board has determined that it is not appropriate to include a fixed component in the payment structure.

The Board concludes that OPG's regulated nuclear business is riskier than regulated distribution and transmission utilities in terms of operational and production risk, but is less risky than merchant generation (for example, given the risk reduction afforded by some of the deferral and variance accounts). The Board also concludes that it is not appropriate for the shareholder to be compensated for all of the operational risks associated with the regulated nuclear facilities. Under cost of service regulation OPG has the opportunity to forecast production and operating costs and to seek recovery of the associated revenue requirement. The Board concludes that it would not be appropriate for shareholders to be fully compensated for the risk that those forecasts are incorrect given that management controls the development of the forecasts and has some considerable control over the achievement of those forecasts.

8.3.5 Capital Structure Conclusion

CCC concluded that OPG was no riskier than any other utility and that Dr. Booth's recommended equity ratio of 40% was appropriate. Similarly, AMPCO took the position that OPG and Ms. McShane have exaggerated the risks facing OPG and concluded that the equity ratio should remain unchanged. SEC submitted that the equity component should be 47%, representing 40% for hydroelectric and 50% for nuclear. OPG replied that those who have recommended lower equity ratios than Ms. McShane have underestimated OPG's business risk.

Board Findings

Union Gas Limited and Enbridge Gas Distribution Inc. both have equity ratios of 36%, and the risk differential between Union and Enbridge is reflected in Union's ROE which is 15 basis points higher. The electric LDCs and Hydro One have equity ratios of 40%, and Great Lakes (transmission) has an equity ratio of 45%. The Board has concluded that OPG is of higher risk than electricity LDCs, gas utilities and electricity transmission utilities and of lower risk than merchant generation. And while the deferral and variance accounts mitigate some aspects of OPG's risk, they do not protect against outage risk.

The Board finds that the proposed equity ratio of 57.5% is excessive. The incremental level of risk does not warrant the additional 12.5% equity over that of the next highest regulated utility. It is also well in excess of the equity levels of merchant generators, who have higher risk than OPG, as pointed out by Mr. Goulding. The Board concludes that the recommendation of Drs. Kryzanowski and Roberts, namely an equity ratio of 47%, is appropriate in the circumstances. This ratio is higher than the equity ratio of

any other regulated Ontario energy utility, thereby recognizing the higher risk of OPG. The Board notes that this deemed capital structure will be applied to the rate base which is net of the specific treatment to be applied to the nuclear liabilities related to Pickering and Darlington (which is discussed in Chapter 5).

8.4 Return on Equity

8.4.1 Introduction

Ms. McShane used three tests: the Equity Risk Premium (“ERP”) test, the Discounted Cashflow (“DCF”) model test and the Comparable Earnings (“CE”) test. For the ERP test, she used three approaches:

- Capital Asset Pricing Model (“CAPM”)
- Historical utility risk premium test
- Discounted Cash Flow (“DCF”) risk premium test

Although Ms. McShane updated her estimates of the various tests in April 2008, the result was no change in the aggregate ROE recommendation: in her view, the lower government interest rate is partially offset by a higher risk premium which is reflected in a higher spread between government bonds and long-term A-rated utility bonds.

Pollution Probe submitted that the Board should prefer and accept the recommendations of Drs. Kryzanowski and Roberts. They used four methods to estimate the market equity risk premium: the Equity Risk Premium (including CAPM) methodology and three other methods to support the “directional conservatism” of the estimate derived from the ERP method. Pollution Probe noted that OPG acknowledged that this was now the dominant methodology used for regulated energy utilities in Canada.

CCC submitted that the Board should prefer the testimony of Dr. Booth to that of Ms. McShane. Dr. Booth estimated that OPG will have sufficient financial flexibility to access capital markets on reasonable terms with an ROE of 7.75% and an equity ratio of 40%. Dr. Booth relied on a CAPM risk premium model and a two-factor model, with the CAPM estimate based on an historic average market risk premium adjusted for the

changing risk profile of the long Canada bond, and the two factor model taking into account the interest rate sensitivity of utility stocks.

CCC noted that the average return on the Canadian equity market has been 10.42% over the period 1924-2007 and that current allowed ROEs are generally less than 9% for utilities on a formula mechanism. CCC submitted that Ms. McShane's recommendation of 10.5% ROE on a 57.5% equity ratio implies that OPG's risk exceeds that of other regulated Canadian assets by a considerable margin. In CCC's view, there is no factual basis for this view. VECC supported CCC's submissions.

SEC submitted that the critique by Drs. Kryzanowski and Roberts of Ms. McShane's evidence and the cross-examination of Ms. McShane, which revealed the utility-side biases in her evidence, lead to the conclusion that her evidence is not credible and should not be relied upon by the Board. SEC also expressed concern with Dr. Booth's continuing view that Canadian allowed utility ROEs are too high, due to incorrect analysis by regulators of the risk mitigation effect of the ROE method being used, and noted that this conclusion has generally not been accepted. SEC concluded that Drs. Kryzanowski and Roberts' evidence was the most thorough and rigorous, and should be adopted by the Board in setting ROE.

OPG submitted that there was a fundamental contradiction in the evidence of Dr. Booth and Drs. Kryzanowski and Roberts, in that both recognized that OPG was of higher risk than other Canadian utilities, yet both made recommendations for ROE below that of any regulated Canadian utility.

First, the Board will address the alternative approaches to setting the ROE proposed by CME, AMPCO, and Dr. Schwartz and Energy Probe. We will then turn to a discussion of the various analytical tools used by Ms. McShane, Dr. Booth and Drs. Kryzanowski and Roberts.

8.4.2 Alternative approaches (CME, AMPCO, Dr. Schwartz and Energy Probe)

AMPCO submitted that the use of CAPM and DCF models is inappropriate for OPG's heritage assets.

AMPCO submits that OPG is a financial hybrid with a government-assigned ROE reflective of its character as a government-owned, but commercially structured body. In AMPCO's view, the initial conditions established in O.Reg. 53/05 were well considered at the time of issuance and remain appropriate...The setting of the ROE was a fair solution that recognized the role consumers had played in assuming stranded debt obligations while at the same time providing for OPG's financial needs.¹¹⁰

In AMPCO's view, the current ROE has not prevented OPG from undertaking capital projects and the credit rating agencies have indicated that OPG's financial performance has improved under the current arrangements. AMPCO concluded that "the ROE should be set to the true cost to the shareholder of having assumed this segment of OPG's debt obligation to the OEFC, namely the interest rate on this debt, which is 5.85%."¹¹¹

CME submitted that the ROE should be between 5.85% and 8.57% (the most recently approved level for Hydro One), and should be set at the lower end of the range given the acknowledgement by the government in its February 23, 2005 announcement that the 5% ROE ensures a fair return to taxpayers.

OPG responded that a return of 5.85% violates the stand-alone principle, regulatory principles, and finance principles:

CME and AMPCO miss the central point: that the return the government or any other investor would expect from its investment is one that reflects the riskiness of the project it is investing in, not the cost incurred to raise the capital for the investment.¹¹²

OPG also pointed to Mr. Goulding's testimony that "OPG should not be compelled by the regulator to suppress what would otherwise be just and reasonable equity returns to serve other policy objectives."¹¹³ With respect to the upper bound of CME's proposed range, OPG responded that OPG's ROE should be no less than Hydro One's.

In applying the CAPM test, Dr. Schwartz used a Treasury bill rate (3.24%) and estimated the equity market risk premium at 6.7% over the Treasury bill yield. He

¹¹⁰ AMPCO Argument, p. 29.

¹¹¹ AMPCO Argument, p. 31.

¹¹² OPG Reply Argument, p. 11.

¹¹³ Tr. Vol. 12, pp. 111-112.

adjusted this premium by the 0.65 adjusted beta (the median of Ms. McShane's range for the median Canadian utility). Dr. Schwartz's evidence was that the long-term bond yield overstates the risk free rate unless the premium for holding a longer-term instrument is removed.

Energy Probe submitted that the test of whether Dr. Schwartz's recommendations are more appropriate than Ms. McShane's is whether the ROE and capital structure "produce a plausible and reasonable estimate of fair market asset value."¹¹⁴ Energy Probe submitted that Ms. McShane's recommendations support a fair market value of \$6.2 billion, which is below book value, and hence results in the shareholder being over-compensated. Dr. Schwartz's recommendations support a fair market value of \$9.9 billion, or 1.3 times book value, which is more reasonable in Energy Probe's view.

SEC submitted that Dr. Schwartz's evidence was of limited value given his unfamiliarity with the standard regulatory approach. Although a private sector analysis of OPG would be a useful approach, SEC submitted that "the expert will still have to be able to articulate the differences between that fresh, private sector point of view, and the regulated entity point of view that it is proposed to supplant."¹¹⁵

Board Findings

The Board agrees with OPG that it would be inappropriate to set OPG's ROE at 5.85%. This rate does not represent the cost of capital for OPG's regulated facilities; it is the interest rate on OPG's prior debt obligation to the OEFC. The Province may have assumed this debt, but that is related to the shareholder's cost of capital, not OPG's cost of capital.

The Board finds while it is relevant to consider Hydro One's ROE, and the ROEs of other regulated utilities, they are not determinative of the appropriate ROE for OPG. It is appropriate to determine OPG's ROE using the standard tests for establishing a benchmark return. This reflects the Board's long-standing approach to these issues.

The Board concludes that while Dr. Schwartz presented novel ideas, he was unable to address his recommendations within a regulatory context. As a result, the Board did not rely on his evidence for purposes of setting the cost of capital.

¹¹⁴ Energy Probe Argument, p. 18.

¹¹⁵ SEC Argument, p. 7.

8.4.3 Review of standard tests for establishing a benchmark return

The Discounted Cashflow ("DCF") Test

PWU noted Ms. McShane's testimony that the DCF test has the advantage of estimating the cost of equity directly because it relies on analysts' projections. PWU pointed to Ms. McShane's testimony that her examination of the analysts' forecasts back to 1993 (for the DCF risk premium test) found the average forecast was about 60 basis points lower than the consensus forecast for economic growth, concluding there is no reason to believe investors would view analysts' estimates as systematically optimistic.

Pollution Probe noted the testimony of Drs. Kryzanowski and Roberts to the effect that the DCF model is more appropriately used at the level of the overall market, rather than the firm or industry level. Pollution Probe also submitted that Ms. McShane has not adjusted the results for the bias in analyst forecasts: "This bias is widely documented for samples that include utilities, and, absent evidence showing that the bias does not apply to utilities, there is no reason why an adjustment should not have also been made in this case."¹¹⁶

CCC noted that Dr. Booth used the DCF method (estimating a DCF return for the market as a whole) as a check only, because of the endemic data problems and the lack of pure play utilities. CCC pointed to Dr. Booth's testimony that the latest research indicates the forecast bias at an average of 2.84% and that Ms. McShane's estimates have not been adjusted for this bias.

OPG responded that there was no need to make an adjustment for optimism bias because there was no evidence or reason for such a bias in the utility context. OPG also noted that the DCF test is the one relied on by US regulators who would presumably be aware of this alleged optimism bias but continue to find the DCF test, based on the analysts' forecasts, compelling.

Comparable Earnings Test

Pollution Probe noted Drs. Kryzanowski and Roberts' criticisms of the CE test and maintained that the Alberta Utilities Commission gives no weight to the CE test. Pollution Probe submitted that "when common finance tests are applied, the rate of

¹¹⁶ Pollution Probe Argument, p. 6.

return in Ms. McShane's sample abnormally outperforms the S&P/TSX Composite, especially given that this sample represents firms with low risk relative to the market."¹¹⁷ Energy Probe also submitted that the Board should disregard the CE test approach.

CCC noted Dr. Booth's testimony that while it is appropriate to examine the returns of Canadian companies to establish where we are in the business cycle, it is not appropriate to use this data to establish a fair ROE.

OPG responded that all of the tests have their drawbacks, but the CE test is useful in the context of the fair return standard as a measure of fair return based on the concept of opportunity cost. OPG noted that some of the criticisms of the CE test by Drs. Kryzanowski and Roberts (disagreements as to the appropriate time period and treatment of structural changes in the economy, and the fact that the rates are backward looking) are equally applicable to the CAPM. OPG maintained that formula returns driven by the CAPM test alone are too low.

Equity Risk Premium ("ERP") Test

The ERP test considers three factors: the long-term risk free rate, the market equity risk premium, and the relative risk adjustment for a benchmark Canadian utility (or beta coefficient). There was some disagreement amongst the experts as to the forecast of the risk free rate, but the differences were more marked in relation to the estimation of the market equity risk premium and the appropriate beta coefficient. These differences result in material differences in the recommendations. AMPCO noted that having started with essentially the same data, Ms. McShane ends up with a much higher "bare bones" ROE recommendation of 9.25%-10.25% than Dr. Booth (7.25%) or Drs. Kryzanowski and Roberts (6.35% and 6.75% for 2008 and 2009, respectively).

Ms. McShane estimated the market risk premium at 6.5%; Dr. Booth and Drs. Kryzanowski and Roberts estimated it to be 5%. AMPCO submitted that the evidence based on Canadian data over long time periods indicates a market risk premium of 4.5%-5.5%, and that a shorter time period yields a lower market risk premium.

OPG noted that achieved equity returns have remained relatively constant. This, coupled with increasing long Canada returns, has tended to shrink the achieved market equity risk premium. Forecast long Canada yields are much lower, and therefore, in

¹¹⁷ Pollution Probe Argument, p. 7.

OPG's view, Drs. Kryzanowski and Roberts' estimate is downwardly biased: "They have not given sufficient recognition to market equity risk premium increases resulting from lower anticipated bond market returns."¹¹⁸

OPG submitted that Dr. Booth's evidence regarding government budgets and the bond market supports a conclusion that bond returns in the future are expected to be lower than historically. OPG concluded that "the Canadian equity risk premium under current capital market conditions is higher than the observed risk premium."¹¹⁹ OPG concluded that the equity risk premium must be substantially higher than Dr. Booth's estimate of 5%, and must be at least 6.5% if equity returns remain stable at 11.2%-11.6% and the forecast yield on government bonds is 4.5%.

While both Dr. Booth and Ms. McShane use adjusted betas for the relative risk adjustment, they adjust their beta data differently. Ms. McShane adjusted the betas to estimate a relative risk adjustment of 0.65-0.70; Dr. Booth and Drs. Kryzanowski and Roberts estimated the adjustment to be 0.50.

CCC submitted that because Ms. McShane adjusts the raw betas by averaging them with 1.0, they are generally increased because utility betas are almost always less than 1.0. Dr. Booth also adjusts his beta estimates upwards, but based on recent market conditions.

AMPCO pointed to the evidence of Drs. Kryzanowski and Roberts and Ms. McShane which indicate a downward trend in beta. AMPCO noted Ms. McShane's adjustment to correct for interest sensitivity of regulated utilities introduces a bias towards the value of one, whereas Dr. Booth and Drs. Kryzanowski and Roberts's adjustments for the same issue do not alter their beta estimates significantly.

OPG responded that Dr. Booth and Drs. Kryzanowski and Roberts's betas are too low and maintained that use of adjusted betas "recognizes that 'raw' utility betas do not adequately explain utility returns; their use mitigates the deficiencies in raw betas as a predictor of future returns."¹²⁰ Dr. Booth and Drs. Kryzanowski and Roberts only adjusted their betas by taking averages of 'raw' betas, which is not the appropriate adjustment in OPG's view.

¹¹⁸ OPG Reply Argument, p. 28.

¹¹⁹ OPG Reply Argument, p. 29.

¹²⁰ OPG Reply Argument, p. 31.

Board Findings

It is important to emphasize that the establishment of the ROE is for purposes of the prescribed assets only; it is not related to OPG's unregulated businesses, nor is it related to attracting capital for new generation build which is unregulated.

The Board finds that each of the analytical tests has value as each provides a different perspective on the question of the appropriate ROE. However, each test also has its weaknesses. For example, there is evidence of analyst bias, which although not conclusive with respect to utilities, suggests that the DCF cannot be relied upon wholly. These weaknesses were highlighted during the testimony of the experts and in references to other studies in the financial literature. In all cases, significant judgment is brought to bear by the experts because historical data are being used to estimate the future. In addition, the data may not be sufficiently comparable; if, for example, it is U.S. data, or there may be varying time periods under consideration. As Ms. McShane acknowledged, each test is a "blunt instrument."¹²¹

The Board concludes that the various expert recommendations provide the reasonable range of results, but the extremes of the range (both highest and lowest) should not be adopted given these inherent limitations in the methodologies.

The Board concludes that the ERP test is the most reliable test upon which to base its determination. The Board has the benefit of having had a number of experts develop their recommendations based on this approach. As noted above, each test includes important elements upon which the expert must apply judgment. For the ERP test, judgment is applied in determining the appropriate adjustment to the raw betas and in estimating the appropriate market equity risk premium. The Board accepts that an upward adjustment of the raw betas is warranted, and, similarly, that changes in the anticipated bond yields may require an adjustment to the observed market equity risk premium. However, the Board concludes that no particular approach by a single expert is wholly reliable. The Board considers it reasonable to consider the range of risk premiums in determining the appropriate level, but neither extreme of the range is appropriate. The estimates of the risk premium range from about 2.5% to over 5%, although these are applied to different forecasts of the risk free rate. The Board concludes that a risk premium of 3.4% is appropriate in the circumstances, based on the Board's judgment of the evidence before it and the previously discussed factors.

¹²¹ Transcript Vol. 10, p. 17.

Using a forecast long-term risk free rate of 4.75% and a risk premium of 3.4%, the resulting “bare bones” ROE would be 8.15%.

8.4.4 Adjustment for financing flexibility

The purpose of adding an adjustment for financing flexibility to the “bare bones” cost of equity is to compensate the utility for potential equity flotation issuance costs and to protect the financial integrity of the utility against any adverse impacts from potential unexpected events in the capital markets and the economy.

Energy Probe submitted that adding 50 basis points for financial flexibility was unwarranted as OPG will not issue shares and therefore requires no compensation for flotation costs. AMPCO agreed with Dr. Schwartz that the reasons given for adding 50 basis points for financial flexibility are unconvincing: all of OPG’s borrowing will be from the OEFC and there is no expectation that equity will be raised in the test period.

OPG responded that the 50 basis point allowance does not turn on whether the utility is actually forecast to enter the market or not. It is a margin for unanticipated market conditions and “recognizes the basic principle of regulation, that the market return derived from the equity risk premium test needs to be translated into a return that is fair and reasonable when applied to book value.”¹²² OPG maintained that this principle is well established and noted that Drs. Kryzanowski and Roberts, Dr. Booth and Ms. McShane all included the provision and that it has been included in setting the ROE for Hydro One and the electricity LDCs.

Board Findings

The Board will include this adjustment of 50 basis points. The adjustment has been used in the past and forms part of the recommendations made by Drs. Kryzanowski and Roberts, Dr. Booth and Ms. McShane. Adding 50 basis points to the “bare bones” ROE of 8.15% results in an ROE of 8.65%. The Board concludes that this result is also reasonable because it is comparable to the levels of return allowed to other Ontario regulated energy utilities, and although OPG is of higher risk, that risk has been recognized through the higher equity ratio.

¹²² OPG Reply Argument, p. 35.

8.4.5 Should there be separate costs of capital for regulated nuclear and regulated hydroelectric?

GEC-Pembina-OSEA took the position that OPG should recognize the higher risks of the nuclear business in its capital and OM&A expenditure decisions. GEC-Pembina-OSEA sponsored the evidence of Mr. Paul Chernick on this issue. GEC-Pembina-OSEA concluded:

The Board should select an acceptable combined cost of capital (with the deferral accounts it finds acceptable in place) and then adjust the nuclear division equity ratio and RoE upward and make a corresponding balancing downward adjustment to the hydraulic division values in accord with Ms. McShane's estimates.¹²³

GEC-Pembina-OSEA submitted if the Board does not set a separate cost of capital for each division, then the Board should direct OPG to use project-specific discount rates to reflect the relative risk level. GEC-Pembina-OSEA also suggested that in a future proceeding it might be appropriate to consider Mr. Chernick's proposal that deferral accounts be minimized, that the risk be reflected in the cost of capital, and that the added revenue be segregated to mitigate those risks if they arise.

Pollution Probe submitted:

For purposes of cost allocation and rate design, separate and distinct costs-of-capital should be used since: 1) the nuclear assets are riskier than the hydro assets; and 2) OPG is already proposing different charges per MWh for its nuclear and hydro-electric assets [due to separate costs of production].¹²⁴

Pollution Probe noted OPG's testimony that it did not object to this approach in principle, although it expressed concern as to whether such an approach was pragmatic in terms of the necessary calculations. Pollution Probe was of the view that the Board has the necessary evidence for such an approach and submitted that the evidence of Drs. Kryzanowski and Roberts should be accepted as they did determine separate capital structures for nuclear and hydroelectric as part of their analysis.

¹²³ GEC-Pembina-OSEA Argument, p. 7

¹²⁴ Pollution Probe Argument, p. 2.

SEC submitted that there would be value in setting separate capital structures in terms of reviewing investment decisions, but noted that the nuclear costs are not “real” in any event because the liabilities were shifted from OPG when it was created. SEC concluded that whether or not the Board sets separate structures,

...it should direct OPG to maintain records of the relative costs of production and investment using separate equity ratios, and to carry out business case and similar forward-looking expenditure analyses using those technology-specific equity ratios.¹²⁵

SEC submitted that the same ROE should apply to both, because the difference in risk is appropriately captured through the equity ratio.

CME submitted that there was no need to set separate capital structures for the nuclear and regulated hydroelectric when they are operated by a single business entity.

OPG responded that alleged benefits of technology-specific cost of capital either do not exist or are insignificant. For example, there is no evidence that a higher nuclear payment amount would impact operating decisions, and OPG already has a strong incentive to meet its production targets. Further, OPG's project specific risk analysis provides more rigour than a technology-specific discount rate would.

Board Findings

Although the regulated hydroelectric and regulated nuclear businesses are held by the same entity, in many respects they are operated quite separately. The rate base is separate; the production forecasts, capital budgets and OM&A forecasts have been established separately; the corporate cost allocation is done separately; and the payments are set separately. The two businesses also face different risks. The Board finds that there may be merit in establishing separate capital structures for the two businesses. It would enhance transparency and more accurately match costs with the payment amounts.

However, the Board also finds that the evidence in this proceeding is not sufficiently robust to set separate parameters at this time. Drs. Kryzanowski and Roberts developed separate estimates, but concluded with a combined recommendation. Ms.

¹²⁵ SEC Argument, p. 9.

McShane developed separate estimates, but cautioned that she was not as confident with the analytical results because they had been derived from working backwards.

The Board concludes that this is an approach worthy of further investigation which will be explored in OPG's next proceeding. In examining whether to set separate costs of capital, the Board intends only to examine whether separate capital structures should be set for the regulated hydroelectric and nuclear businesses. The Board expects that the same ROE would be applicable to both types of generation. This is consistent with the general approach of setting a benchmark ROE and recognizing risk differences in the capital structure.

The Board recognizes that this approach will not alter the overall cost of capital for OPG's prescribed facilities. However, in all other significant respects the specific costs or the hydroelectric and nuclear businesses are used to derive the specific payments for each type of generation. Specific and separate costs of capital for hydroelectric and nuclear would be consistent with the separate nature of these businesses and would provide a more transparent link between the payment amounts for each type of generation and the underlying costs.

8.4.6 Should the Board adopt a formula to determine the ROE in future?

OPG proposed that the Board adopt an ROE adjustment formula for purposes of determining OPG's ROE in future proceedings. Specifically, OPG proposed adoption of the existing ROE adjustment formula outlined in the Board's report on cost of capital and 2nd generation incentive regulation for Ontario's electricity distributors.¹²⁶ That formula results in a 75 basis point change in ROE for every one hundred basis point change in the 30-year Long Canada Bond forecast.

OPG noted that it would seek a review of the formula returns if its business risk or access to capital changed materially and submitted that the adoption of a formula should not preclude it or another party from seeking a review. SEC supported the use of Board's formula approach to adjusting the ROE for years after 2009. CME also submitted that the formula approach was reasonable.

¹²⁶ *Report of the Board on Cost of Capital and 2nd Generation Incentive Regulation for Ontario's Electricity Distributors*, December 20, 2006.

Board Findings

The Board agrees that adoption of a formula approach to setting the ROE is appropriate in the circumstances. The Board will adopt the existing ROE adjustment formula outlined in its report on cost of capital and 2nd generation incentive regulation for purposes of determining OPG's return on equity. The Board intends to examine whether the regulated hydroelectric and nuclear businesses should have separate capital structures. Setting the ROE through a formula is consistent with the Board's expectation that risk differences in the regulated businesses are appropriately addressed through the capital structure rather than the ROE.

8.5 Cost of Debt

8.5.1 Short-term debt

OPG forecast the cost of short term debt at 5.83% for 2008 and 5.98% for 2009.

AMPCO submitted that OPG's short-term rate on commercial paper of 8.4% appears excessive given the prime corporate paper rate was 3.17%. AMPCO also submitted that OPG's cost for Account Receivable securitization of 5.54% appears to be above current short-term rates. AMPCO submitted that a target cost of about 4% is more consistent with current conditions. SEC and CME supported AMPCO's submissions.

OPG responded that it uses commercial paper and Account Receivable securitization as its main source of short-term financing, but it also has a bank credit facility that has a forecast \$1.4 million fixed cost. OPG noted that AMPCO had inappropriately rolled in this fixed cost with the forecast cost of commercial paper to derive its "implicit cost rate" of 8.4%. The rates on commercial paper are forecast to be 5.13% in 2008 and 5.32% in 2009, based a forecast of bankers' acceptances rate, the corporate spread and the dealer fee. OPG concluded its proposed short-term debt rate was reasonable as it is based on independent forecasts.

Board Findings

The Board will accept OPG's forecast cost of short term debt. The rates are based on independent forecasts. The Board finds that there is no evidence to support AMPCO's proposed level of 4%; that level is derived from an examination of then-current market conditions, not an assessment of conditions over the test period.

8.5.2 Long-term debt and the “other” long-term debt provision

OPG noted that its long-term debt outstanding with the OEFC is comprised of financing for unregulated projects, corporate debt of \$3.2 billion and Niagara Tunnel project debt of \$240 million. OPG added that about \$1.6 billion in new borrowing is needed over the test period. OPG allocated its existing and planned corporate debt issues to regulated and unregulated operations using the ratio of *regulated* net fixed assets at December 31, 2007 to the *total* net fixed assets as per OPG’s 2007 audited financial statements. (Project-related debt is assigned directly.) The forecast cost of planned new and refinanced corporate debt and project-related debt for 2008 and 2009 is based on the December 2007 Global Insight forecast of the 10-year Long Canada Bond plus an OPG credit margin of 130 basis points.

This allocation of OPG’s existing and planned debt is not sufficient to equate OPG’s proposed rate base with its proposed deemed capital structure. The “other” long-term debt provision – or “plug” – is the difference between the debt needed to equate the proposed deemed capital structure to the proposed rate base and the allocated debt. The interest rate attributable to this debt is the “average unhedged interest rate of new and refinanced debt issued each year for both corporate and project-related borrowing purposes.”¹²⁷

OPG forecast its long-term debt rates as 5.79% across the test period for its existing and planned long-term debt, and as 5.65% in 2008 and 6.47% in 2009 for its “other” long-term debt.

AMPCO submitted that the allocated existing long-term debt and the project-related debt were determined in a reasonable way and that the costs, being the actual rates paid, were acceptable. AMPCO submitted, however, that the proposed rates for new long-term debt of 5.65% in 2008 and 6.47% in 2009 are too high. AMPCO pointed out that OPG has proposed a credit risk spread of 130 basis points but the evidence is that OPG paid a spread of only 74.25 basis points on the Niagara Tunnel financing.

AMPCO submitted that applying a spread of 75 basis points to an average 10-year Canada rate for 2008 and 2009 of 4.25% would result in an interest rate of 5.0%. AMPCO recommended that a rate no higher than 5.5% be used for 2008 and 2009.

¹²⁷ OPG Argument in Chief, p. 37.

AMPCO further submitted that the Board's principle that in the case of long term debt held by an affiliate a utility shall only recoup the lower of the negotiated rate or market rate should apply to OPG as well. SEC and CME supported AMPCO's submissions.

OPG disagreed with AMPCO's forecast long term debt rate of 5.5%. OPG submitted that the 75 basis point spread available in June 2007 is not expected to be available under market conditions in the test period. The evidence is that spreads have widened and are expected to remain higher. OPG's most recent spread is 168 basis points, even higher than the spread of 130 basis points underpinning its proposed debt rate. OPG maintained that AMPCO's forecast 10 year Canada rate is also understated and that OPG's forecast was based on an independent forecast by Global Insight.

With respect to the affiliate argument, OPG responded that its arrangements with OEFC use an estimate of market rates derived through objective and independent information.

Energy Probe relied on the evidence of Dr. Schwartz and submitted that the "other" long-term debt provision should be accounted for as equity instead, and that the interest expense associated with the plug should be removed. Energy Probe submitted that using equity for the plug would result in an unacceptably low debt/equity ratio and that therefore the additional equity should be assigned a return of 0%. Energy Probe noted that this approach would not be necessary if the prescribed assets were transferred to a subsidiary with an approved capital structure.

Board Findings

The Board accepts OPG's proposed rates for 2008 and 2009 for existing and planned debt. The Board does not agree with AMPCO's conclusion that the cost of new debt should be set at 5.5%. The forecast costs of the planned debt are based on independent forecasts. The Board also accepts OPG's evidence that the credit spreads have widened and the spread available in June 2007 is not expected to be available in test period. Further, the Board accepts OPG's evidence that the OEFC rate is designed to be a market rate.

The Board finds, however, that the method for setting the cost of the "plug" debt is not appropriate. Rather than using the average of the unhedged cost planned debt, as OPG proposed, the Board finds that it is appropriate to use the average of the hedged cost of planned debt. This results in a forecast cost of debt for the "plug" which is

consistent with the forecast cost of the allocated debt. On this basis, the cost of long-term “other” debt will be set at 5.63% for 2008 and 6.16% in 2009.

The Board will not adopt the approach suggested by Energy Probe. The Board has already noted that it did not rely on Dr. Schwartz’s evidence.

The Board’s decision with respect to the treatment of the unfunded nuclear liabilities for Pickering and Darlington will affect OPG’s allocation of existing long-term debt and the level of “other” long-term debt. The Board does not have sufficient data to determine these impacts and therefore directs OPG to perform these calculations as part of the draft order.

9 DESIGN AND DETERMINATION OF PAYMENT AMOUNTS

9.1 Tax Losses and Rate Mitigation

OPG proposed to reduce the test period revenue requirement by \$228 million because it “recognizes that the revenue requirement increase over the current payment amounts is significant and will have an impact on electricity consumers.”¹²⁸ OPG characterized this mitigation as an acceleration of the application of regulatory tax loss carry forwards that OPG claimed existed at the end of 2007 and that would not be utilized in 2008 or 2009.

OPG said its regulatory tax losses at December 31, 2007 were \$990.2 million. It forecast that \$487 million of that amount would be used in 2008 and 2009, leaving \$503.2 million available for subsequent periods.¹²⁹

In addition to this mitigation, OPG decided not to recognize any provision for payments in lieu of income taxes (PILs) in the test period. PILs payments are calculated in accordance with federal and Ontario tax laws but are paid to the Ontario Electricity Financial Corporation. Assuming the Board were to approve its application as filed, OPG estimated that its regulatory taxable income, before consideration of the regulatory tax losses, would be \$487 million for the two years ended December 31, 2009. At currently enacted tax rates, the PILs payments would be approximately \$150 million for that period. The amount of PILs for the 21-month test period related to the prescribed facilities would be lower than that amount but would still be quite substantial.¹³⁰

OPG calculated the accumulated “regulatory tax losses” of \$990.2 million at the end of 2007 by computing the taxable income or loss since April 1, 2005 of the prescribed facilities (plus the Bruce lease). OPG indicated that the main reasons for the regulatory tax losses were:

¹²⁸ Exhibit K1-1-2, page 1.

¹²⁹ Exhibit F3-2-1, Table 9.

¹³⁰ The Board was not able to calculate even a rough estimate of the amount of PILs for the test period for the prescribed facilities because regulatory taxable income as calculated by OPG includes taxable income related to OPG's Bruce lease. Also, the 2008 PILs amount provided by OPG is for a full year, not nine months.

- OPG made substantial tax-deductible contributions to the segregated nuclear funds (contributions during the period were \$888 million, including a special one-time payment of \$334 million in 2007 related to the Bruce facilities);
- the deduction in 2005 of \$258 million in Pickering A return to service costs; and
- a loss before income tax from the prescribed facilities in 2007.

OPG referred to its accumulated loss carry forwards as “regulatory tax losses” to distinguish them from actual tax loss carry forwards that are recognized by the tax authorities. In fact, OPG’s witnesses noted that OPG did not have any actual tax loss carry forwards at the end of 2007. The benefit of all tax losses that were generated by the prescribed facilities during the period 2005 to 2007 were used to reduce PILs payable by OPG in respect of its unregulated operations. OPG’s witnesses also noted that in its consolidated financial statements for 2005 through 2007, OPG recorded the benefit of those “regulatory tax losses” in earnings; it did not credit any of the benefit of those losses to a deferral account to be used to reduce the payment amounts for the prescribed assets after April 1, 2008.

In its argument, OPG submitted that: “While an argument could be made that these tax losses belong to OPG and not to ratepayers since they arose in a period prior to Board regulation, OPG has decided that it is appropriate that they be returned to ratepayers.”¹³¹

Only a few intervenors commented on OPG’s proposed mitigation and its elimination of a tax provision for 2008 and 2009. CCC, CME and SEC supported OPG’s approach. CCC and SEC noted that, absent the mitigating effect of the tax losses, the increase in payment amounts sought by OPG would be much higher than proposed in its application. CME supported OPG’s approach and noted that OPG was not obliged to allocate the benefit of the prior period tax losses to consumers.

Board Findings

OPG’s proposals to exclude a tax provision from the revenue requirement and to reduce the revenue requirement by a further \$228 million mitigation amount are both linked to the \$990.2 million of “regulatory tax losses” that OPG claims existed at December 31, 2007.

¹³¹ OPG Argument-in-Chief, page 109.

OPG's tax calculations did not receive much scrutiny during this proceeding. Although intervenors supported OPG's proposals (or were silent on the issues), the Board is not convinced that OPG has taken the right approach to income tax issues in its application.

The Board is not convinced that there are any "regulatory tax losses" to be carried forward to 2008 and later years, or if there are any, that the amount calculated by OPG is correct. Reasons for the Board's concerns about OPG's treatment of taxes include:

- OPG's calculation of regulatory tax losses for 2005 to 2007 includes revenues and expenses related to OPG's Bruce lease. The Bruce stations are not prescribed facilities and OPG's Bruce lease is not regulated by the Board. In the Board's view, any calculation of tax losses in respect of the prescribed facilities should exclude revenues and expenses related to the Bruce lease.¹³²
- OPG did not have any tax loss carry forwards at the end of 2007. OPG's witnesses confirmed that OPG was able to use the tax losses generated by the prescribed facilities for period 2005 to 2007 to reduce the income taxes that OPG would otherwise have paid in respect of its unregulated businesses. That is, the benefit of the tax losses related to OPG's regulated assets for 2005 to 2007 has already been realized by OPG.
- OPG witnesses confirmed that the benefit of the pre-2008 tax losses in respect of the regulated assets was recorded in OPG's audited financial statements in the form of a lower tax expense. Those witnesses also confirmed that OPG did not establish a deferral account at the end of 2007 to capture the tax benefits it claimed should be used to reduce regulatory taxes for 2008 and later periods in its application. The treatment of tax losses adopted in OPG's financial statements appears to conflict with the position taken in OPG's application to the Board.
- OPG stated that an argument could be made that the regulatory tax losses belong to OPG and not to customers since they arose in a period prior to Board regulation. Nonetheless, OPG submitted it was appropriate that the tax benefits be credited to customers although it offered no reasons why it was considered to be appropriate.

¹³² As noted in Chapter 8, the Board has determined that revenues and costs related to the Bruce stations should be calculated for purposes of section 6(2)10 of Regulation 53/05 in accordance with GAAP (not regulatory accounting) and that a tax provision should be included in the Bruce costs.

Although the Board is not convinced that regulatory tax loss carry forwards existed at the end of 2007, or that OPG's treatment of taxes is appropriate, the Board is not making a finding that all of the tax benefits of pre-2008 tax losses should accrue to OPG's shareholder. The Board believes that the benefit of tax deductions and losses that arose before the date of the Board's first order should be apportioned between electricity consumers and OPG based on the principle that the party who bears a cost should be entitled to any related tax savings or benefits. The Board has adopted this principle in other cases where a company owns both regulated and unregulated businesses.

The practical consequences of this principle can be illustrated by reference to two of the items that OPG cites as causes for the 2005 to 2007 regulatory tax loss.

- In 2005, OPG deducted \$258 million of Pickering A return to service costs in computing taxable income for that year. For accounting purposes, OPG recorded those costs in the PARTS deferral account. As noted in Chapter 7 of this decision, the remaining deferral account balance at December 31, 2007 of \$183.8 million will be recovered through future payment amounts for the nuclear facilities. In the Board's view, the majority of the tax benefit realized by OPG in 2005 should be for the account of consumers given that the nuclear revenue requirement after 2007 will include \$183.8 million to recover the deferral account balance.
- OPG's evidence indicated that in 2007 its regulated operations incurred an \$84 million loss before income taxes (how much of that loss, if any, that relates to Bruce is unclear). It would appear that the operating loss in 2007 was borne completely by OPG's shareholder. Consumers have not been required to absorb that loss because the payment amounts for 2007 were set in 2005 and did not change. Accordingly, in the Board's view, none of the tax benefit of that loss should accrue to consumers.

The Board does not have the information necessary to determine the tax benefits which should be carried forward to offset payment amounts in 2008 and later periods. The Board has therefore examined the proposed level of mitigation within the context of OPG's overall application.

With respect to 2008 and 2009, the Board is not able to agree, for the reasons outlined above, with OPG's position that "regulatory tax losses" permit it to eliminate an income

tax provision. Because there is no evidence about the amount of pre-2008 tax benefits that appropriately should be carried forward to offset 2008 and 2009 PILs, the Board views OPG's proposal to eliminate an income tax provision in the test period as simply mitigation. OPG has effectively agreed to absorb whatever tax provision would otherwise be required for those years. The Board finds that this mitigation should be retained in OPG's calculation of the revenue requirement and payment amounts that flow from the Board's findings in this decision. That is, OPG should not include any tax provision for 2008 and 2009 in respect of the prescribed assets.

As for OPG's proposed \$228 million mitigation amount, the Board also does not accept that there is any connection between that amount and any regulatory tax losses. OPG's offer of \$228 million of mitigation was made in the context of the revenue requirement, before mitigation, shown in OPG's application. The revenue requirement that results from the Board's findings in this decision will be lower than that proposed by OPG. The Board concludes that it would be unreasonable to hold OPG to its original offer of mitigation. The mitigation amount of \$228 million was about 22% of the \$1,025.7 million revenue deficiency shown in OPG's application. The amount of mitigation the Board will require OPG to provide for the test period will be equal to 22% of the revenue deficiency calculated based on the Board's findings in the decision. The Board estimates that this amount will be about \$170 million, compared to the \$228 million in OPG's application.

In its next application for payment amounts for the prescribed assets, the Board will require OPG to file better information on its forecast of the test period income tax provision. To that end, the income tax provision for the prescribed facilities in future applications should not include any income or loss in respect of the Bruce lease. The Board also expects OPG to file an analysis of its prior period tax returns that identifies all items (income inclusions, deductions, losses) in those returns that should be taken into account in the tax provision for the prescribed facilities. That analysis should be based on the principle that if OPG is proposing that electricity consumers should bear a cost (or should benefit from revenues) they will receive the related tax benefit (or will be charged the related income taxes).

The Board also believes that its assessment of income taxes (and other elements of OPG's proposed revenue requirement) would be improved if OPG were to file a complete set of audited financial statements, including a balance sheet, for the prescribed facilities. The Board regulates the rates of a few utilities that are owned by entities that also own substantial unregulated businesses. Those regulated utilities do

file separate audited financial statements as part of their applications. The Board directs OPG to file such audited financial statements for the prescribed facilities. Assuming that OPG's next application is filed in mid-2009, the Board expects OPG to file financial statements as at and for the year ended December 31, 2008.

9.2 Nuclear Payment Structure

9.2.1 OPG's fixed payment of \$1.2 billion

OPG requested a change in the structure of payments for the nuclear facilities. The current nuclear payment amount is \$49.50 per MWh, with OPG being fully at risk for outages at Pickering and Darlington. OPG proposed that the Board approve a fixed payment of \$1,221.6 million (25% of OPG's proposed revenue requirement, net of variance and deferral account amortization), payable in equal monthly instalments. The balance of OPG's proposed nuclear revenue requirement would be recovered through a variable payment amount of \$41.50 per MWh and a further \$1.45 per MWh to cover clearance of variance and deferral accounts.

OPG argued that it should be awarded a significant fixed payment for the nuclear facilities because over 90 percent of nuclear costs are fixed, and because generators in Ontario and other jurisdictions receive some form of fixed payment. It also noted that the rates for utilities that provide regulated distribution services include a fixed component. OPG acknowledged that receiving a significant fixed payment for nuclear facilities would reduce OPG's risk. It submitted that the variable component of the proposed payment structure would still provide a strong incentive to maximize nuclear unit availability, avoid outages, and bring units back from an outage as quickly as possible.

Intervenors were split on the merits of OPG's proposal. CCC, PWU, SEC supported, or did not object to, a fixed component for nuclear payments. CCC submitted that it is more important to mitigate OPG's risk than to provide a meaningful incentive to avoid unscheduled outages. It recommended that the fixed portion of the nuclear payments be set at 50% of the revenue requirement. PWU and SEC supported OPG's proposed 25% fixed payment.

AMPCO, CME, Energy Probe, and GEC-Pembina-OSEA opposed OPG's proposal. AMPCO submitted that it would be inappropriate to relieve OPG of the incentive to maximize nuclear production that is inherent in the fully variable payment structure approved by the government in 2005. CME supported AMPCO's position and argued that if the Board were to approve any amount of a fixed payment for nuclear it should reduce the equity element of the deemed capital structure. GEC-Pembina-OSEA noted that several witnesses were asked to provide examples of generators receiving payments for non-production and that no precedents were provided.

Board Findings

The Board does not approve OPG's fixed payment proposal. The Board will continue the current 100% variable payment structure for nuclear output.

OPG's request to move away from a fully variable payment structure for the prescribed nuclear facilities does not appear to have been in response to a change in operational risk at the plants compared to the risk level in 2005. The Board could not identify any change in the operating environment that would dictate a need to revise the payment structure.

OPG's proposal would result in an increasing effective price per MWh for energy produced from the nuclear plants when OPG's production deteriorates. If OPG's nuclear production for the 21-month period ending December 31, 2009 were to exactly equal its forecast of 88.2 TWh, the proposed payment structure would result in revenue of \$4,886.5 million, or \$55.40 per MWh (excluding recovery of deferral and variance accounts). If, however, nuclear production is 5% less than forecast, the realized price under OPG's proposal would increase to \$56.13 per MWh. The Board is not aware of any generator in Ontario that has such an arrangement, and OPG was not able to provide any relevant examples.

OPG stated that generators in Ontario and other jurisdictions receive some form of fixed payment. It did not provide examples. The Board is aware that generators in some jurisdictions receive fixed capacity payments as compensation for standing ready to generate when called on. As the Board understands those contracts, the fixed compensation paid to the generator is contingent on the generator actually being able to produce when called on. If the generator cannot produce when required, some of the fixed payments are clawed back. This is different from OPG's proposal, which would allow OPG to keep all of the fixed payment regardless of the level of its nuclear output.

The Board is also aware that some contracts between generators and the Ontario Power Authority provide for fixed monthly payments. As far as the Board is aware, generators with those contracts are deemed by the OPA to have operated, and deemed to have earned revenue that reduces the monthly fixed payment, when certain prices prevail in the gas and electricity markets. The fixed monthly payment is reduced by the deemed revenue whether or not the generator was able to generate when the OPA deems that it did so and earn revenue in the IESO market. In the Board's view, the payment structure in these contracts is not equivalent to OPG's proposed structure because the generator will lose part of its fixed payment if it is unable to operate when the OPA deems it to do so.

OPG likens its proposed fixed payment to monthly fixed payments charged to customers by regulated gas and electricity distribution companies. The Board does not accept OPG's comparison. It is true that most of the costs of regulated delivery utilities in Ontario and elsewhere are fixed. But, unlike OPG, those entities are essentially monopoly providers, with an obligation to serve, that must make sure their systems are available and capable of serving customers regardless of the level of customer demand any point. OPG is not seeking to mitigate the risk of fluctuating customer demand. Rather, it is seeking a fixed payment structure to mitigate the risk that OPG is unable to produce the amount of energy that it has forecast.

The Board believes OPG should be fully incented to produce as accurate a forecast of nuclear production as possible and should be at risk if actual output falls short of forecast. This is the same position OPG would be in if the nuclear facilities were not regulated and were compensated through the hourly spot market or bilateral contracts.

9.2.2 Separate payment rider for deferral and variance account clearance

OPG said it favours recovering deferral and variance account balances through separate payment riders. It did not propose a separate rider for the hydroelectric accounts, because the amounts being cleared are small, but it did propose a rate rider of \$1.45 per MWh to cover clearance of nuclear deferral and variance account balances.

No intervenor opposed establishing a separate rider for clearance of the nuclear accounts.

Board Findings

The Board approves the use of a rate rider to collect the amount of nuclear deferral and variance account balances approved for clearance in Chapter 7 of this decision.

9.3 Hydroelectric Payment Structure

The Board approves continuation of the current 100% variable payment structure for hydroelectric output. It also agrees with OPG that there should be no separate rate rider for recovery of hydroelectric deferral and variance accounts.

Chapter 3 sets out the Board's findings on the hydroelectric incentive payments.

10 IMPLEMENTATION

OPG proposed that its new payment amounts be made effective April 1, 2008 and that the retrospective amounts to April 1, 2008 should be recovered over the balance of the test period outstanding at the time of the issuance of the Board's Decision, through the monthly payments OPG receives from the IESO. The amount to be recovered for the retrospective period would be equal to the difference between the new payments approved by the Board, multiplied by actual production from the regulated facilities during that period, and the actual revenues received by OPG under the existing payment amounts, excluding any hydroelectric incentive revenues.

AMPCO supported OPG's proposal to recover the retrospective amounts back to April 1, 2008 using actual consumption. SEC proposed that the new payment amounts be effective April 1, 2008 except for that portion related to OPG's increased return on equity. No other intervenors made submissions on OPG's implementation proposal. OPG urged the Board to accept OPG's proposal for implementing the new payment amounts, and to reject SEC's proposal.

The Board has determined that the new payment amounts will be effective April 1, 2008 and that the shortfall for the period from April 1, 2008 to the implementation of the Board's order should be recovered over the balance of the test period.

The Board directs OPG to file with the Board, and copy all intervenors, a draft order which will include the final revenue requirement and payment amounts for the prescribed nuclear and hydroelectric faculties, and reflect the findings made by the Board in this Decision. OPG should also include supporting schedules and a clear explanation of all calculations and assumptions used in deriving the amounts used.

With respect to the calculation of the payment amounts, OPG should assume that the IESO can start billing the new rates as of December 1, 2008 and that the payment amounts will be adjusted through the use of a rider to allow for the recovery of the 21 month revenue requirement over the 13 month period remaining in the test period.

With regard to the calculation of production for April 1, 2008 to November 30, 2008, OPG should use the monthly forecasts for both hydroelectric and nuclear production which underpinned its application. This will ensure that OPG remains at risk for its

production forecast in the same way it would have been had the payment amounts been set on a prospective basis.

OPG is directed to file the draft order within 10 calendar days of the issuance of this decision. Intervenor shall have 7 calendar days to respond to the Company's draft order. The Company shall respond within 5 calendar days to any comments by intervenors.

DATED at Toronto, November 3, 2008

ONTARIO ENERGY BOARD

Original Signed By

Gordon Kaiser
Presiding Member & Vice Chair

Original Signed By

Cynthia Chaplin
Member

Original Signed By

Bill Rupert
Member

APPENDICES

To

DECISION WITH REASONS

EB-2007-0905
ONTARIO POWER GENERATION INC.

PROCEDURAL DETAILS INCLUDING LISTS OF PARTIES AND WITNESSES

THE PROCEEDING

Ontario Power Generation Inc. (OPG) filed its application for new payment amounts on November 30, 2007. On December 13, 2007 the Board issued a Notice of Application and Oral Hearing which was published in accordance with the Board's direction.

The Board issued Procedural Order No.1 on January 23, 2008 which established the procedural schedule for all events, including the hearing of OPG's request for an interim payment amount adjustment to take effect on April 1, 2008. Procedural Order No.1 also provided a draft issues list and a listing of the parties to the proceeding.

The procedural schedule included the following:

- Submissions on the issues list and the interim payment request were filed by February 1, 2008.
- The Issues Day/Interim payment hearing was held on February 6-7 2008.
- Interrogatories to OPG were filed by March 24, 2008. OPG responded to interrogatories by April 11, 2008.
- Intervenors and Board staff filed evidence by April 18, 2008.
- Interrogatories on intervenor and Board staff evidence were filed by April 23, 2008.
- Intervenors and Board staff filed responses to interrogatories by May 8, 2008.
- A technical conference was held on May 13 and 14, 2008.
- The oral Hearing commenced May 22, 2008

On February 7, 2008, the Board orally ruled on the matter of the issues list and OPG's request for an interim payment adjustment after hearing submissions from the parties, including OPG, the Association of Major Power Consumers of Ontario, the Schools

Energy Coalition, and Energy Probe, Power Workers Union and the Independent Electricity System Operator.

On March 20, 2008, April 9, 2008 and April 18, 2008 the Board issued Procedural Orders No. 2, No. 3 and No. 4 respectively which amended or extended the events schedule of the proceeding.

In response to OPG's request that certain interrogatory responses be treated confidentially, the Board issued Procedural Order No. 5 pursuant to the Board's Rules of Practice and Procedure and Practice Direction on Confidential Filings.

On July 29, 2008 the Board issued Procedural Order No. 6 which set out the timetable for the filing of cost claims by eligible intervenors in accordance with the Board's Practice Direction on Cost Awards.

PARTICIPANTS AND REPRESENTATIVES

Below is a list of participants and their representatives that were active either at the oral hearing or at another stage of the proceeding. A complete list of intervenors is available at the Board's offices.

Board Counsel and Staff	Donna Campbell Richard Battista Russell Chute Chris Cincar Russell Holden
Ontario Power Generation	Michael A. Penny Josephina Erzetic Andrew Barrett Barbara Reuber
Association of Major Power Consumers in Ontario	Mark Rodger Adam White Wayne Clark Tom Adams Lawrence Murphy
Canadian Manufacturers & Exporters	Peter Thompson

Consumers Council of Canada	Robert Warren Julie Girvan
Energy Probe Research Foundation	Peter Faye David MacIntosh Lawrence Schwartz Norman Rubin Kimble Ainslie
Green Energy Coalition	David Poch
Pollution Probe Foundation	Murray Klippenstein Basil Alexander Jack Gibbons
Power Workers Union	Richard Stephenson John Sprackett Judy Kwik Alfredo Bertolotti
School Energy Coalition	Jay Shepherd Bob Williams Mikaela Cameron Rachel Chen
Vulnerable Energy Consumers Coalition	Michael Buonaguro Bill Harper

WITNESSES

The following OPG employees appeared as witnesses.

David Halperin	Director, Business and Financial Planning, Corporate Finance
Fred Long	Vice President, Financial Planning
Colleen Sidford	Vice President, Treasurer
Joan Frain	Manager, Water Policy and Planning Water Resource Division
Don B. Gagnon	System Support Manager Niagara Plant Group

Mario Mazza	Director, Business Support and Regulatory Affairs Hydro Business Unit
Mark Shea	Asset and Technical Services Manager Ottawa/St Lawrence Plant Group
Ken Lacivita	Director, Trading and Origination Energy Markets
Robert Boguski	Senior Vice President, Business Services and Information Technology
John Mauti	Director, Nuclear Reporting
Paul Pasquet	Deputy Site President, Pickering B
Bill Robinson	Senior Vice President, Nuclear Programs and Training
Dana Letts	Outage Program Manager Nuclear Programs and Training
Vincent Gonsalves	Director, Business Planning
Michael Allen	Director, Work Management
Michael McFarlane	Outage Manager Darlington
Robert Latimer	Department Manager, Strategic Planning, Pickering A
Mark Arnone	Director, Projects and Modifications
Randy Leavitt	Director, Investment Management
Craig Sellers	Chief Engineer, Nuclear New Build
Laurie Swami	Director of Licensing, New Generation Development
Mario Cornacchia	Director, Commercial Services Inspection and Maintenance and Commercial Services
Dennis Dodo	Controller, Inspection and Maintenance Services
Bob Morrison	Vice President, Engineering and Modifications and Chief Nuclear Engineer
Neil Brydon	Manager, External Reporting and Policy

Angelo Castellan	Director, Nuclear Waste Business Support
Robin Heard	Vice President, Financial Services
Lorraine Irvine	Vice President, Compensation and Benefits
Tom Staines	Controller, Corporate Accounting Finance
Andrew Barrett	Vice President, Regulatory Affairs and Corporate Strategy
Lubna Ladak	Manager, Regulatory Finance
Sean Granville	Director, Nuclear Programs

OPG also called the following expert witness: Kathleen McShane of Foster Associates Inc.

The intervenors and Board staff called the following expert witnesses:

- Laurence Booth of the University of Toronto appearing for VECC and CCC
- Paul Chernick of Resource Insight Inc. appearing for GEC
- A.J. Goulding of London Economics International appearing for Board staff
- Lawrence Kryzanowski of Concordia University and Gordon Roberts of York University appearing for Pollution Probe
- Lawrence Murphy of Henley International Inc. and Tom Adams appearing for AMPCO
- Lawrence Schwartz of York University appearing for Energy Probe

APPROVALS SOUGHT BY OPG IN EB-2007-0905

(Source; Exhibit A1- 2- 2)

- An order from the OEB declaring OPG's payment amounts interim as of April 1, 2008.
- An order from the OEB establishing interim payment amounts of \$35.35/MWh for the
 - output of Sir Adam Beck I, Sir Adam Beck II, Sir Adam Beck Pump Generating Station,
 - DeCew Falls I, DeCew Falls II, and R.H. Saunders Generating Stations (the "regulated
 - hydroelectric facilities") and \$53.00/MWh for the output of Pickering A Generating Station, Pickering B Generating Station, and Darlington Generating Station (the "nuclear
 - facilities") effective April 1, 2008. During the period of interim rates, OPG expects to
 - retain the hydroelectric incentive mechanism under O. Reg. 53/05 under which the
 - output from the regulated hydroelectric facilities in excess of 1900 MWh in any hour receives market price.
- The approval of a revenue requirement of \$1283M for the regulated hydroelectric facilities and a revenue requirement of \$5152M for the nuclear facilities for the period of April 1, 2008 through December 31, 2009 (the "test period") as set out in Ex. K1-T1-S1.
- The approval of a rate base forecast of \$3886M and \$3870M for the regulated hydroelectric facilities for the years 2008 and 2009, respectively and \$3515M and \$3484M for the nuclear facilities for the years 2008 and 2009, respectively, as summarized in Ex. B1-T1-S1. OPG's request for this approval is supported by an examination of the asset and liabilities values and other related matters in the 2006 audited financial statements pursuant to paragraph 6 (2) 5 of the Regulation and asset forecast as found in Exhibit B.

- Approval of a capital budget for the regulated hydroelectric facilities for the test period, as presented in Ex. D1-T1-S1 and for the nuclear facilities for the test period, as presented in Ex. D2-T1-S1.
- Approval of a production forecast of 31.5 TWh for the test period for the regulated hydroelectric facilities and 88.2 TWh for the test period for the nuclear facilities. Production forecast is presented in Ex. E.
- Approval of a deemed capital structure of 42.5 percent debt and 57.5 percent equity and a combined rate of return on rate base of 8.48 percent and 8.56 percent for 2008 and 2009, respectively, including a rate of return on equity (“ROE”) forecast of 10.5 percent, as presented in Ex. C1-T1-S1 and Ex. C1-T2-S1.
- Approval of the automatic adjustment mechanism to adjust the rate of return on common equity in future periods, as discussed in Exhibit C1-T1-S1.
- Approval of a payment amount for the regulated hydroelectric facilities of \$37.90/MWh for the average hourly net energy production (MWh) from the regulated facilities in any given month (the “hourly volume”) for each hour of that month. Production over the hourly volume will receive the market price from the Independent Electricity System Operator (“IESO”) – administered energy market. Where production from the regulated hydroelectric facilities is less than the hourly volume, OPG’s revenues will be adjusted by the difference between the hourly volume and the actual net energy production at the market price from the IESO - administered market. The payment amount for the regulated hydroelectric facilities is set out in Ex. K1-T2-S1 and the design of the regulated hydroelectric payment amount is set out in Ex. I1-T1-S1.
- Approval of a payment amount for the nuclear facilities, of \$58.2M/month plus \$41.50/MWh, as set out in Ex. K1-T3-S1.
- For the nuclear facilities, approval for recovery of \$342M from the variance and deferral accounts using a payment rider of \$1.45/MWh, as presented in Ex. J1-T1-S1 and Ex. J1-T2-S1. For the regulated hydroelectric variance account, recovery of \$0.7M by adding this amount to the revenue requirement used to calculate the hydroelectric payment amount, as presented in Ex. J1-T2-S1 and Ex. K1-T1-S1.

- Approval to establish, re-establish or continue variance and deferral accounts as follows:
 - A variance account to record the deviation from forecast revenues associated with differences in hydroelectric electricity production due to differences between forecast and actual water conditions.
 - A variance account to record the deviation from forecast revenues for ancillary services from the regulated hydroelectric facilities and the nuclear facilities.
 - A variance account to record the deviation from forecast non-capital costs associated with work to increase capacity or to refurbish a generation facility. The account would include deviations in costs associated with the potential refurbishment of Pickering B and Darlington Generating Stations.
 - A variance account to recover the deviation from forecast non-capital costs for planning and preparation for the development of proposed new nuclear generation facilities.
 - A variance account to record the deviation between actual and forecast nuclear fuel costs.
 - A variance account to record the customer's share of revenues from energy sales to Hydro Quebec as a result of segregated mode of operation at R.H. Saunders, and from water transactions at the regulated hydroelectric facilities.
 - A variance account to record the deviation between actual and forecast pension and other post-employment benefit expenses related to changes in the discount rate.
 - A deferral account to record non-capital costs associated with the planned return to service of units at the Pickering A Generating Station.

- A deferral account to record the revenue requirement impact of the change in the nuclear decommissioning liability arising from the December 2006 approved reference plan as defined in the Ontario Nuclear Funds Agreement.

- A variance account to capture the tax impact of changes in tax rates, rules and assessments.

DECISION ON INTERIM PAYMENTS - EB- 2007- 0905

Source: EB-2007-0905 Transcript dated February 7, 2008 p.p. 111-118

See following pages:

1 here, of course, is that we have two, at least two, of the
2 significant intervenors who represent consumers - that is,
3 CCC and VECC - acknowledging, in this case, that it does
4 make sense to think about some rate smoothing.

5 MS. CHAPLIN: But I guess in this case we have
6 residential consumer groups perhaps agreeing with that --

7 MR. PENNY: Yes.

8 MS. CHAPLIN: -- but industrial consumer groups
9 retaining that position that it is better to under-collect
10 than to over-collect?

11 MR. PENNY: Absolutely. No doubt about it.

12 MS. CHAPLIN: Okay, thank you.

13 MR. KAISER: Thank you. We will come back at 2:15.

14 --- Luncheon recess taken at 12:58 p.m.

15 --- On resuming at 2:45 p.m.

16 MR. KAISER: Please be seated.

17 **DECISION:**

18 MR. KAISER: The Board heard submissions this morning
19 from a number of interested parties with respect to an
20 application by Ontario Power Generation for interim rates.
21 This relates to the application OPG filed on November 30th
22 under section 78.1 of the Ontario Energy Board Act for
23 approval of increases in payment amounts for the output of
24 certain next generation facilities effective April 1st,
25 2008.

26 In particular, OPG seeks two Interim Orders. The
27 first Order would make its current payment amounts interim,
28 effective April 1st, 2008. Secondly, they seek an Interim

ASAP Reporting Services Inc.
(613) 564-2727 (416) 861-8720

1 Order increasing OPG's payment amounts on an interim basis
2 to \$35.35 per megawatt hour for hydro-electric production,
3 and \$53 per megawatt hour for nuclear production.

4 There are two questions before us. The first is, does
5 the Board have jurisdiction in this case to issue these
6 types of orders? And the second is, if we do have the
7 jurisdiction, should we exercise that jurisdiction, and to
8 what extent?

9 Dealing with the first question, first. Mr. Penny, on
10 behalf of OPG, has referred the Board to a number of cases
11 with respect to the issuance of interim orders throughout
12 the country. It is useful in the context of this case to
13 identify the essential characteristics of an Interim Order.
14 This is at paragraph 28 of his factum.

15 First, an Interim Order does not require any decision
16 on the merits of an issue. That will be settled in the
17 final decision. The purpose of an Interim Order is to
18 provide relief for any deleterious affects caused by the
19 length of the proceedings. Secondly an Interim Order is
20 temporary. It can be changed retrospectively once the
21 final determination is made. Thirdly, an Interim Order
22 assumes and requires that a final order will be made. One
23 initiates the process and the other ends it, a point that
24 Mr. Penny made on a number of occasions.

25 Mr. Penny has also referred us to the Supreme Court of
26 Canada decision in the Bell Canada case where the Court
27 stated:

28 "Traditionally, such interim rate orders dealing

ASAP Reporting Services Inc.
(613) 564-2727 (416) 861-8720

1 in interlocutory manner with issues which remain
2 to be decided in a final decision are granted for
3 the purpose of relieving the applicant from the
4 deleterious effects caused by the length of the
5 proceeding.

6 "Such decisions are made in an expeditious
7 manner on the basis of evidence that would often
8 be insufficient for the purposes of a final
9 decision. The fact that an order does not make
10 any decision on the merits of an issue to be
11 settled in the final decision and the fact that
12 its purpose is to provide temporary relief
13 against deleterious effects caused by the
14 duration of the proceedings are essential
15 characteristics of an interim order."

16 There is no question that section 21(7) of the OEB Act
17 grants the Board clear authority to issue interim orders.
18 It has done so on a number of occasions. Mr. Penny
19 referred to a number of those decisions including decisions
20 involving IESO, the OPA, and various gas companies.

21 Of particular interest here is whether a reading of
22 section 78.1 of the Act leads to a conclusion that the
23 Board cannot or should not issue an interim order in this
24 case.

25 Section 78.1(2)(b) provides, in relevant part, that
26 the payment amount shall be the amount determined:

27 "in accordance with the order of the Board then
28 in effect to the extent the payment relates to a

ASAP Reporting Services Inc.
(613) 564-2727 (416) 861-8720

1 period that is on or after the latter of
2 (i) the date prescribed for the purpose of this
3 subsection; and
4 (ii) the effective date of the Board's first
5 Order under this section in respect to the
6 generator.

7 O. Reg 53/05 specifies the amount, for the purposes of
8 section 78.1(2) that the IESO is required to pay OPG for
9 the output from the prescribed facilities from April 1st,
10 2005 to the later of:

11 (i) March 31st, 2008; and
12 (ii) the day before the effective date of the
13 Board's first Order in respect of Ontario Power
14 Generation Inc.

15 Now, much was made of the fact as to whether a first
16 order in this section meant an Interim Order or whether it
17 meant a Final Order.

18 It was Mr. Penny's position that it meant a Final
19 Order.

20 Mr. Faye, in his submissions on behalf of Energy
21 Probe, argued that if we were to look, for instance, at
22 Regulation 62.5, that this Regulation required the Board to
23 accept certain amounts and take certain steps in a very
24 distinct fashion. He argues that if a first order was an
25 Interim Order (which chronologically it might seem to be),
26 some real complications would result and leads to the
27 conclusion that an interim order should not be granted.

28 Having listened to the submissions of all of the

ASAP Reporting Services Inc.
(613) 564-2727 (416) 861-8720

1 parties, the Board is of the view that there is nothing in
2 the language of section 78.1 or section 4 of Ontario
3 Regulation 53/05 that removes the power of the OEB to set
4 interim payment amounts, nor can that restriction be
5 implied as necessary to the operation of the legislative
6 scheme. In fact, the language of these provisions
7 recognizes that when an OEB order concerning payment
8 amounts is made, may well be different from the effective
9 date of that order. This supports the interpretation that
10 the OEB's power to make interim orders applies to payment
11 amounts under section 78.1.

12 An Interim Order is not necessarily a first order
13 within the meaning of the Act. A reasonable interpretation
14 of the words "first order" is that it is a Final Order
15 which determines what might be described as the first rates
16 set definitively by the Board and not prescribed by
17 Regulation. An Interim Order can by its nature be time
18 limited and subject to whatever is determined in the Final
19 Order. Section 78.1 does no more than establish that the
20 payment amounts are as prescribed by regulation until the
21 latter of March 31st, 2008 and the effective date of the
22 OEB's first order. The language of section 78.1 does not
23 suggest that the OEB's power under section 21.7 to issue
24 interim orders is in any way limited or abrogated other
25 than by the limitation that any such order could not
26 purport to have an effective date before April 1st, 2008.

27 The object of the Act and the intention of the
28 legislature is clear. In our view, the clear purpose of

ASAP Reporting Services Inc.
(613) 564-2727 (416) 861-8720

1 section 78.1 of the Act and section 4 of the Regulations is
2 to fix the OPG payments for three years until March 31st,
3 2008 and to leave to the OEB thereafter the task of
4 determining payment amounts that are just and reasonable in
5 accordance with the regulations.

6 In summary, the ability to fix just and reasonable
7 payment amounts would be compromised, in our view, if the
8 Board can only take action after a full and final hearing.
9 The power to make interim orders is clearly confirmed by
10 the Act and is necessary for the protection of both
11 customers and generators. This power can be abrogated only
12 by the clearest statutory language. There is nothing in
13 section 78.1 that supports that conclusion.

14 This, then, leads us to the second aspect of this
15 motion. This is the Applicant's request, in the first
16 instance, that the existing or current payment amounts be
17 declared interim effective April 1st, 2008. And in the
18 second case that a Interim Order be issued, increasing
19 those payment amounts, on an interim basis, to the amounts
20 I described earlier, namely \$35.35 per megawatt hour for
21 hydroelectric production and \$53 per megawatt-hour for
22 nuclear production.

23 We will consider the first aspect first; whether the
24 existing payment amounts should be declared interim
25 effective April 1st, 2008. The Board agrees that that
26 should be the case and an Order will issue to that effect.

27 We see no harm resulting to any party as a result of
28 such an Order. It is not unusual for such Orders to issue.

ASAP Reporting Services Inc.
(613) 564-2727 (416) 861-8720

1 It preserves the ability of the Board to set rates
2 effective April 1st, 2008. And the ability of the utility
3 to recover any ultimately determined revenue deficiency
4 from that date.

5 That leads us to the second question; whether the
6 payment amount should be increased to the requested amount
7 on an interim basis effective the same date, April 1st,
8 2008.

9 This application is denied. The requested amount,
10 which I have described earlier, is said by the Applicant to
11 be 50 percent of the amount claimed in its Application.
12 This calculation is set out at paragraph 108 of the
13 Applicant's Factum. It refers in part to the cost of
14 capital. Instead of claiming the whole amount they would
15 receive if they receive an ROE of 10.5 percent, they have
16 reduced that to Hydro One's 8.34 percent ROE. They also
17 added two recovery amounts, 85.3 million for the nuclear
18 liability deferral account, and another 67.7 million for
19 recovery of specified deferral and variance accounts
20 balance. The latter two accounts are accounts where
21 recovery is required by the Regulation.

22 OPG has claimed a total revenue deficiency of some
23 \$760 million accumulating, they say, at the rate of about
24 \$39 million a month.

25 The Board is concerned, at this point, with granting
26 the requested payment increase. The main argument was not
27 financial harm, which we often hear in these cases and is
28 often the basis for interim rate increases. Rather, OPG

ASAP Reporting Services Inc.
(613) 564-2727 (416) 861-8720

1 seeks rate smoothing to avoid rate shock to consumers.

2 Of course, any concern with rate shock assumes that
3 there will be some rate increase; otherwise, smoothing is
4 not necessary. Mr. Stephenson, on behalf of his client,
5 the Power Workers' Union, supported the applicant and said,
6 "we know some increase is coming, and we might as well
7 start to absorb some of it sooner rather than later".

8 I should add that the applicant was supported by three
9 consumer groups in this regard, the Consumers Council of
10 Canada, VECC and Power Workers' Union, but was opposed by
11 three other consumer groups, the School Energy Coalition,
12 AMPCO and Energy Probe. So the consumer groups were
13 divided on the issue.

14 In the end, the Board believes that if smoothing is
15 the objective and if smoothing is required, at it can be
16 achieved prospectively. It is not necessary to do that by
17 early rate implementation.

18 We also note the concerns of AMPCO, that some of the
19 increase sought relates to increased cost of capital,
20 particularly return on equity. They expect this will be a
21 contentious issue. AMPCO was concerned that the Board not
22 be seen to prejudge that issue at that point.

23 That completes the Board's ruling in this matter. Any
24 questions?

25 MR. PENNY: No, thank you.

26 MR. KAISER: Thank you. Thank you, gentlemen, ladies.

27 --- Whereupon the hearing adjourned at 3:02 p.m.

28

ASAP Reporting Services Inc.
(613) 564-2727 (416) 861-8720

**Excerpt: Section 78.1 of the *Ontario Energy Board Act, 1998, S.O.1998, c.15*
(Schedule B).**

Payments to prescribed generator

78.1 (1) The IESO shall make payments to a generator prescribed by the regulations, or to the OPA on behalf of a generator prescribed by the regulations, with respect to output that is generated by a unit at a generation facility prescribed by the regulations. 2004, c. 23, Sched. B, s. 15.

Payment amount

- (2) Each payment referred to in subsection (1) shall be the amount determined,
 - (a) in accordance with the regulations to the extent the payment relates to a period that is on or after the day this section comes into force and before the later of,
 - (i) the day prescribed for the purposes of this subsection, and
 - (ii) the effective date of the Board's first order in respect of the generator; and
 - (b) in accordance with the order of the Board then in effect to the extent the payment relates to a period that is on or after the later of,
 - (i) the day prescribed for the purposes of this subsection, and
 - (ii) the effective date of the Board's first order under this section in respect of the generator. 2004, c. 23, Sched. B, s. 15.

OPA may act as settlement agent

(3) The OPA may act as a settlement agent to settle amounts payable to a generator under this section. 2004, c. 23, Sched. B, s. 15.

Board orders

(4) The Board shall make an order under this section in accordance with the rules prescribed by the regulations and may include in the order conditions, classifications or practices, including rules respecting the calculation of the amount of the payment. 2004, c. 23, Sched. B, s. 15.

Fixing other prices

- (5) The Board may fix such other payment amounts as it finds to be just and reasonable,
 - (a) on an application for an order under this section, if the Board is not satisfied that the amount applied for is just and reasonable; or
 - (b) at any other time, if the Board is not satisfied that the current payment amount is just and reasonable. 2004, c. 23, Sched. B, s. 15.

Burden of proof

(6) Subject to subsection (7), the burden of proof is on the applicant in an application made under this section. 2004, c. 23, Sched. B, s. 15.

Order

(7) If the Board on its own motion or at the request of the Minister commences a proceeding to determine whether an amount that the Board may approve or fix under this section is just and reasonable,

- (a) the burden of establishing that the amount is just and reasonable is on the generator; and
- (b) the Board shall make an order approving or fixing an amount that is just and reasonable. 2004, c. 23, Sched. B, s. 15.

Application

(8) Subsections (4), (5) and (7) apply only on and after the day prescribed by the regulations for the purposes of subsection (2). 2004, c. 23, Sched. B, s. 15.

Ontario Energy Board Act, 1998
Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario

ONTARIO REGULATION 53/05
PAYMENTS UNDER SECTION 78.1 OF THE ACT

Consolidation Period: From February 19, 2008 to the [e-Laws currency date](#).

Last amendment: O. Reg. 27/08.

This Regulation is made in English only.

Definition

0.1 In this Regulation,

“approved reference plan” means a reference plan, as defined in the Ontario Nuclear Funds Agreement, that has been approved by Her Majesty the Queen in right of Ontario in accordance with that agreement;

“nuclear decommissioning liability” means the liability of Ontario Power Generation Inc. for decommissioning its nuclear generation facilities and the management of its nuclear waste and used fuel;

“Ontario Nuclear Funds Agreement” means the agreement entered into as of April 1, 1999 by Her Majesty the Queen in right of Ontario, Ontario Power Generation Inc. and certain subsidiaries of Ontario Power Generation Inc., including any amendments to the agreement. O. Reg. 23/07, s. 1.

Prescribed generator

1. Ontario Power Generation Inc. is prescribed as a generator for the purposes of section 78.1 of the Act. O. Reg. 53/05, s. 1.

Prescribed generation facilities

2. The following generation facilities of Ontario Power Generation Inc. are prescribed for the purposes of section 78.1 of the Act:

1. The following hydroelectric generating stations located in The Regional Municipality of Niagara:
 - i. Sir Adam Beck I.
 - ii. Sir Adam Beck II.
 - iii. Sir Adam Beck Pump Generating Station.
 - iv. De Cew Falls I.
 - v. De Cew Falls II.
2. The R. H. Saunders hydroelectric generating station on the St. Lawrence River.
3. Pickering A Nuclear Generating Station.
4. Pickering B Nuclear Generating Station.
5. Darlington Nuclear Generating Station. O. Reg. 53/05, s. 2; O. Reg. 23/07, s. 2.

Prescribed date for s. 78.1 (2) of the Act

3. April 1, 2008 is prescribed for the purposes of subsection 78.1 (2) of the Act. O. Reg. 53/05, s. 3.

Payment amounts under s. 78.1 (2) (a) of the Act

4. (1) For the purpose of clause 78.1 (2) (a) of the Act, the amount of a payment that the IESO is required to make with respect to a unit at a generation facility prescribed under section 2 is,

- (a) for the hydroelectric generation facilities prescribed in paragraphs 1 and 2 of section 2, \$33.00 per megawatt hour with respect to output that is generated during the period from April 1, 2005 to the later of,
 - (i) March 31, 2008, and
 - (ii) the day before the effective date of the Board's first order in respect of Ontario Power Generation Inc.; and

- (b) for the nuclear generation facilities prescribed in paragraphs 3, 4 and 5 of section 2, \$49.50 per megawatt hour with respect to output that is generated during the period from April 1, 2005 to the later of,
 - (i) March 31, 2008, and
 - (ii) the day before the effective date of the Board's first order in respect of Ontario Power Generation Inc. O. Reg. 53/05, s. 4 (1).

(2) Despite subsection (1), for the purpose of clause 78.1 (2) (a) of the Act, if the total combined output of the hydroelectric generation facilities prescribed under paragraphs 1 and 2 of section 2 exceeds 1,900 megawatt hours in any hour, the total amount of the payment that the IESO is required to make with respect to the units at those generation facilities is, for that hour, the sum of the following amounts:

1. The total amount determined for those facilities under clause (1) (a), for the first 1,900 megawatt hours of output.
2. The product obtained by multiplying the market price determined under the market rules by the number of megawatt hours of output in excess of 1,900 megawatt hours. O. Reg. 53/05, s. 4 (2).

(2.1) The total amount of the payment under subsection (2) shall be allocated to the hydroelectric generation facilities prescribed under paragraphs 1 and 2 of section 2 on a proportionate basis equal to each facility's percentage share of the total combined output in that hour for those facilities. O. Reg. 269/05, s. 1.

(2.2) Subsection (2.1) applies in respect of amounts payable on and after April 1, 2005. O. Reg. 269/05, s. 1.

(3) For the purpose of this section, the output of a generation facility shall be measured at the facility's delivery points, as determined in accordance with the market rules. O. Reg. 53/05, s. 4 (3).

Deferral and variance accounts

5. (1) Ontario Power Generation Inc. shall establish a variance account in connection with section 78.1 of the Act that records capital and non-capital costs incurred and revenues earned or foregone on or after April 1, 2005 due to deviations from the forecasts as set out in the document titled "Forecast Information (as of Q3/2004) for Facilities Prescribed under Ontario Regulation 53/05" posted and available on the Ontario Energy Board website, that are associated with,

- (a) differences in hydroelectric electricity production due to differences between forecast and actual water conditions;
- (b) unforeseen changes to nuclear regulatory requirements or unforeseen technological changes which directly affect the nuclear generation facilities, excluding revenue requirement impacts described in subsections 5.1 (1) and 5.2 (1);
- (c) changes to revenues for ancillary services from the generation facilities prescribed under section 2;
- (d) acts of God, including severe weather events; and
- (e) transmission outages and transmission restrictions that are not otherwise compensated for through congestion management settlement credits under the market rules. O. Reg. 23/07, s. 3.

(2) The calculation of revenues earned or foregone due to changes in electricity production associated with clauses (1) (a), (b), (d) and (e) shall be based on the following prices:

1. \$33.00 per megawatt hour from hydroelectric generation facilities prescribed in paragraphs 1 and 2 of section 2.
2. \$49.50 per megawatt hour from nuclear generation facilities prescribed in paragraphs 3, 4 and 5 of section 2. O. Reg. 23/07, s. 3.

(3) Ontario Power Generation Inc. shall record simple interest on the monthly opening balance of the account at an annual rate of 6 per cent applied to the monthly opening balance in the account, compounded annually. O. Reg. 23/07, s. 3.

(4) Ontario Power Generation Inc. shall establish a deferral account in connection with section 78.1 of the Act that records non-capital costs incurred on or after January 1, 2005 that are associated with the planned return to service of all units at the Pickering A Nuclear Generating Station, including those units which the board of directors of Ontario Power Generation Inc. has determined should be placed in safe storage. O. Reg. 23/07, s. 3.

(5) For the purposes of subsection (4), the non-capital costs include, but are not restricted to,

- (a) construction costs, assessment costs, pre-engineering costs, project completion costs and demobilization costs; and

- (b) interest costs, recorded as simple interest on the monthly opening balance of the account at an annual rate of 6 per cent applied to the monthly opening balance in the account, compounded annually. O. Reg. 23/07, s. 3.

Nuclear liability deferral account, transition

5.1 (1) Ontario Power Generation Inc. shall establish a deferral account in connection with section 78.1 of the Act that records for the period up to the effective date of the Board's first order under section 78.1 of the Act the revenue requirement impact of any change in its nuclear decommissioning liability arising from an approved reference plan, approved after April 1, 2005, as reflected in the audited financial statements approved by the board of directors of Ontario Power Generation Inc. O. Reg. 23/07, s. 3.

(2) Ontario Power Generation Inc. shall record simple interest on the monthly opening balance of the account at an annual rate of 6 per cent applied to the monthly opening balance in the account, compounded annually. O. Reg. 23/07, s. 3.

Nuclear liability deferral account

5.2 (1) Ontario Power Generation Inc. shall establish a deferral account in connection with section 78.1 of the Act that records, on and after the effective date of the Board's first order under 78.1 of the Act, the revenue requirement impact of changes in its total nuclear decommissioning liability between,

- (a) the liability arising from the approved reference plan incorporated into the Board's most recent order under section 78.1 of the Act; and
- (b) the liability arising from the current approved reference plan. O. Reg. 23/07, s. 3.

(2) Ontario Power Generation Inc. shall record interest on the balance of the account as the Board may direct. O. Reg. 23/07, s. 3.

Nuclear development deferral account, transition

5.3 (1) Ontario Power Generation Inc. shall establish a deferral account in connection with section 78.1 of the Act that records, for the period up to the effective date of the Board's first order under section 78.1 of the Act, the costs incurred and firm financial commitments made on or after June 13, 2006, in the course of planning and preparation for the development of proposed new nuclear generation facilities that are associated with any one or more of the following activities:

- 1. Activities for carrying out an environmental assessment under the *Canadian Environmental Assessment Act*.
- 2. Activities for obtaining any governmental licence, authorization, permit or other approval.
- 3. Activities for carrying out a technology assessment or for defining all commercial and technical requirements to, or with, any third parties. O. Reg. 27/08, s. 1.

(2) Ontario Power Generation Inc. shall record simple interest on the monthly opening balance of the account at an annual rate of 6 per cent applied to the monthly opening balance in the account, compounded annually. O. Reg. 27/08, s. 1.

Nuclear development variance account

5.4 (1) Ontario Power Generation Inc. shall establish a variance account in connection with section 78.1 of the Act that records, on and after the effective date of the Board's first order under section 78.1 of the Act, differences between actual non-capital costs incurred and firm financial commitments made and the amount included in payments made under that section for planning and preparation for the development of proposed new nuclear generation facilities. O. Reg. 27/08, s. 1.

(2) Ontario Power Generation Inc. shall record interest on the balance of the account as the Board may direct. O. Reg. 27/08, s. 1.

Rules governing determination of payment amounts by Board

6. (1) Subject to subsection (2), the Board may establish the form, methodology, assumptions and calculations used in making an order that determines payment amounts for the purpose of section 78.1 of the Act. O. Reg. 53/05, s. 6 (1).

(2) The following rules apply to the making of an order by the Board that determines payment amounts for the purpose of section 78.1 of the Act:

- 1. The Board shall ensure that Ontario Power Generation Inc. recovers the balance recorded in the variance account established under subsection 5 (1) over a period not to exceed three years, to the extent that the Board is satisfied that,

- i. the revenues recorded in the account were earned or foregone and the costs were prudently incurred, and
 - ii. the revenues and costs are accurately recorded in the account.
2. In setting payment amounts for the assets prescribed under section 2, the Board shall not adopt any methodologies, assumptions or calculations that are based upon the contracting for all or any portion of the output of those assets.
3. The Board shall ensure that Ontario Power Generation Inc. recovers the balance recorded in the deferral account established under subsection 5 (4). The Board shall authorize recovery of the balance on a straight line basis over a period not to exceed 15 years.
4. The Board shall ensure that Ontario Power Generation Inc. recovers capital and non-capital costs, and firm financial commitments incurred to increase the output of, refurbish or add operating capacity to a generation facility referred to in section 2, including, but not limited to, assessment costs and pre-engineering costs and commitments,
 - i. if the costs and financial commitments were within the project budgets approved for that purpose by the board of directors of Ontario Power Generation Inc. before the making of the Board's first order under section 78.1 of the Act in respect of Ontario Power Generation Inc., or
 - ii. if the costs and financial commitments were not approved by the board of directors of Ontario Power Generation Inc. before the making of the Board's first order under section 78.1 of the Act in respect of Ontario Power Generation Inc., if the Board is satisfied that the costs were prudently incurred and that the financial commitments were prudently made.
- 4.1 The Board shall ensure that Ontario Power Generation Inc. recovers the costs incurred and firm financial commitments made in the course of planning and preparation for the development of proposed new nuclear generation facilities, to the extent the Board is satisfied that,
 - i. the costs were prudently incurred, and
 - ii. the financial commitments were prudently made.
5. In making its first order under section 78.1 of the Act in respect of Ontario Power Generation Inc., the Board shall accept the amounts for the following matters as set out in Ontario Power Generation Inc.'s most recently audited financial statements that were approved by the board of directors of Ontario Power Generation Inc. before the effective date of that order:
 - i. Ontario Power Generation Inc.'s assets and liabilities, other than the variance account referred to in subsection 5 (1), which shall be determined in accordance with paragraph 1.
 - ii. Ontario Power Generation Inc.'s revenues earned with respect to any lease of the Bruce Nuclear Generating Stations.
 - iii. Ontario Power Generation Inc.'s costs with respect to the Bruce Nuclear Generating Stations.
6. Without limiting the generality of paragraph 5, that paragraph applies to values relating to,
 - i. capital cost allowances,
 - ii. the revenue requirement impact of accounting and tax policy decisions, and
 - iii. capital and non-capital costs and firm financial commitments to increase the output of, refurbish or add operating capacity to a generation facility referred to in section 2.
7. The Board shall ensure that the balances recorded in the deferral accounts established under subsections 5.1 (1) and 5.2 (1) are recovered on a straight line basis over a period not to exceed three years, to the extent that the Board is satisfied that revenue requirement impacts are accurately recorded in the accounts, based on the following items, as reflected in the audited financial statements approved by the board of directors of Ontario Power Generation Inc.,
 - i. return on rate base,
 - ii. depreciation expense,
 - iii. income and capital taxes, and
 - iv. fuel expense.

- 7.1 The Board shall ensure the balances recorded in the deferral account established under subsection 5.3 (1) and the variance account established under subsection 5.4 (1) are recovered on a straight line basis over a period not to exceed three years, to the extent the Board is satisfied that,
 - i. the costs were prudently incurred, and
 - ii. the financial commitments were prudently made.
8. The Board shall ensure that Ontario Power Generation Inc. recovers the revenue requirement impact of its nuclear decommissioning liability arising from the current approved reference plan.
9. The Board shall ensure that Ontario Power Generation Inc. recovers all the costs it incurs with respect to the Bruce Nuclear Generating Stations.
10. If Ontario Power Generation Inc.'s revenues earned with respect to any lease of the Bruce Nuclear Generating Stations exceed the costs Ontario Power Generation Inc. incurs with respect to those Stations, the excess shall be applied to reduce the amount of the payments required under subsection 78.1 (1) of the Act with respect to output from the nuclear generation facilities referred to in paragraphs 3, 4 and 5 of section 2. O. Reg. 23/07, s. 4; O. Reg. 27/08, s. 2.
7. OMITTED (PROVIDES FOR COMING INTO FORCE OF PROVISIONS OF THIS REGULATION). O. Reg. 53/05, s. 7.

[Back to top](#)

Memorandum of Agreement

Source: EB-2007-0905 Exhibit A1-4-1 Appendix B

Filed: 2007-11-30
EB-2007-0905
Exhibit A1-4-1
Appendix B

Memorandum of Agreement

BETWEEN

**Her Majesty the Crown In Right of Ontario (the
"Shareholder")
And
Ontario Power Generation ("OPG")**

Purpose

This document serves as the basis of agreement between Ontario Power Generation Inc. ("OPG") and its sole Shareholder, Her Majesty the Queen in Right of the Province of Ontario as represented by the Minister of Energy (the "Shareholder") on mandate, governance, performance, and communications. This agreement is intended to promote a positive and co-operative working relationship between OPG and the Shareholder.

OPG will operate as a commercial enterprise with an independent Board of Directors, which will at all times exercise its fiduciary responsibility and a duty of care to act in the best interests of OPG.

A. Mandate

1. OPG's core mandate is electricity generation. It will operate its existing nuclear, hydroelectric, and fossil generating assets as efficiently and cost-effectively as possible, within the legislative and regulatory framework of the Province of Ontario and the Government of Canada, in particular, the Canadian Nuclear Safety Commission. OPG will operate these assets in a manner that mitigates the Province's financial and operational risk.
2. OPG's key nuclear objective will be the reduction of the risk exposure to the Province arising from its investment in nuclear generating stations in general and, in particular, the refurbishment of older units. OPG will continue to operate with a high degree of vigilance with respect to nuclear safety.
3. OPG will seek continuous improvement in its nuclear generation business and internal services. OPG will benchmark its performance in these areas against CANDU nuclear plants worldwide as well as against the top quartile of private and publicly- owned nuclear electricity generators in North America. OPG's top operational priority will be to improve the operation of its existing nuclear fleet.
4. With respect to investment in new generation capacity, OPG's priority will be hydro- electric generation capacity. OPG will seek to expand, develop and/or improve its hydro- electric generation capacity. This will include expansion and redevelopment on its existing sites as well as the pursuit of new projects where feasible. These investments will be taken by OPG through partnerships or on its own, as appropriate.

5. OPG will not pursue investment in non-hydro-electric renewable generation projects unless specifically directed to do so by the Shareholder.
6. OPG will continue to operate its fossil fleet, including coal plants, according to normal commercial principles taking into account the Government's coal replacement policy and recognizing the role that fossil plants play in the Ontario electricity market, until government regulation and/or unanimous shareholder declarations require the closure of coal stations.
7. OPG will operate in Ontario in accordance with the highest corporate standards, including but not limited to the areas of corporate governance, social responsibility and corporate citizenship.
8. OPG will operate in Ontario in accordance with the highest corporate standards for environmental stewardship taking into account the Government's coal replacement policy.

B Governance Framework

The governance relationship between OPG and the Shareholder is anchored on the following:

1. OPG will maintain a high level of accountability and transparency:
 - OPG is an *Ontario Business Corporations Act* ("OBCA") company and is subject to all of the governance requirements associated with the OBCA.
 - OPG is also subject to the *Freedom of Information and Protection of Privacy Act*, the *Public Sector Salary Disclosure Act* and the *Auditor General Act*.
 - OPG's regulated assets will be subject to public review and assessment by the Ontario Energy Board.
 - OPG will annually appear before a committee of the Legislature which will review OPG's financial and operational performance.
2. The Shareholder may at times direct OPG to undertake special initiatives. Such directives will be communicated as written declarations by way of a Unanimous Shareholder Agreement or Declaration in accordance with Section 108 of the OBCA, and be made public within a reasonable timeframe.

C. Generation Performance and Investment Plans

1. OPG will annually establish 3 –5 year performance targets based on operating and financial results as well as major project execution. Key measures are to be agreed upon with the Shareholder and the Minister of

Finance. These performance targets will be benchmarked against the performance of the top quartile of electricity generating companies in North America.

2. Benchmarking will need to take account of key specific operational and technology factors including the operation of CANDU reactors worldwide, the role that OPG's coal plants play in the Ontario electricity market with respect to load following, and the Government of Ontario's coal replacement policy.
3. OPG will annually prepare a 3 – 5 year investment plan for new projects.
4. Once approved by OPG's Board of Directors, OPG's annual performance targets and investment plan will be submitted to the Shareholder and the Minister of Finance for concurrence.

D. Financial Framework

1. As an OBCA corporation with a commercial mandate, OPG will operate on a financially sustainable basis and maintain the value of its assets for its shareholder, the Province of Ontario.
2. As a transition to a sustainable financial model, any significant new generation project approved by the OPG Board of Directors and agreed to by the Shareholder may receive financial support from the Province of Ontario, if and as appropriate.

E. Communication and Reporting

1. OPG and the Shareholder will ensure timely reports and information on major developments and issues that may materially impact the business of OPG or the interests of the Shareholder. Such reporting from OPG should be on an immediate or, at minimum, an expedited basis where an urgent material human safety or system reliability matter arises.
2. OPG will ensure the Minister of Finance receives timely reports and information on multi-year and annual plans and major developments that may have a material impact on the financial performance of OPG or the Shareholder.
3. The OPG Board of Directors and the Minister of Energy will meet on a quarterly basis to enhance mutual understanding of interrelated strategic matters.

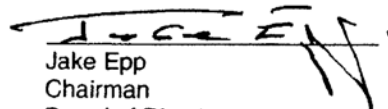
4. OPG's Chair, President and Chief Executive Officer and the Minister of Energy will meet on a regular basis, approximately nine times per year.
5. OPG's Chair, President and Chief Executive Officer and the Minister of Finance will meet on an as needed basis.
6. OPG's senior management and senior officials of the Ministry of Energy and the Ministry of Finance will meet on a regular and as needed basis to discuss ongoing issues and clarify expectations or to address emergent issues.
7. OPG will provide officials in the Ministry of Energy and the Ministry of Finance with multi-year and annual business planning information, quarterly and monthly financial reports and briefings on OPG's operational and financial performance against plan.
8. In all other respects, OPG will communicate with government ministries and agencies in a manner typical for an Ontario corporation of its size and scope.

F. Review of this Agreement

This agreement will be reviewed and updated as required.

Dated: the 17th day of August, 2005

On Behalf of OPG:


Jake Epp
Chairman
Board of Directors

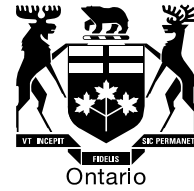
On Behalf of the Shareholder:


Her Majesty the Queen in Right of
the Province of Ontario as
represented by the Minister of Energy,
Dwight Duncan

Tab 15

Ontario Energy
Board

Commission de l'énergie
de l'Ontario



EB-2009-0408

IN THE MATTER OF the *Ontario Energy Board Act*,
1998, S.O.1998, c.15, (Schedule B);

AND IN THE MATTER OF an Application by Great
Lakes Power Transmission Inc. on behalf of Great
Lakes Power Transmission LP seeking changes to
the uniform provincial transmission rates for 2010.

BEFORE: Cynthia Chaplin
Vice Chair and Presiding Member

Ken Quesnelle
Member

DECISION WITH REASONS

July 21, 2010

INTRODUCTION

THE APPLICATION

Great Lakes Power Transmission Inc. on behalf of Great Lakes Power Transmission LP (“GLPT” or the “Applicant”) filed an Application with the Ontario Energy Board (the “Board”) on November 30, 2009 under section 78 of the *Ontario Energy Board Act, 1998*, 1998 S.O. c.15, (Schedule B). GLPT sought approval for changes to the Uniform Transmission Rates (UTR) that GLPT and other transmitters charge for electricity transmission, to be effective January 1, 2010. The Board assigned Board file number EB-2009-0408 to the Rate Application.

GLPT also filed an application with the Board on November 27, 2009 requesting that a deferral account be granted for the purposes of recording capital expenditures as well as operation, maintenance and administration expenses related to renewable generation connection, system planning, and infrastructure investment arising from the *Green Energy and Green Economy Act, 2009* (the “Deferral Account Application”). The Board assigned Board file number EB-2009-0409 to the Deferral Account Application.

The Board issued a Notice of Applications and Combined Hearing dated December 31, 2009 for both applications, and directed GLPT to commence service and publication of the Notice on Monday, January 4, 2010. A decision on the Deferral Account Application was issued on March 25, 2010.

THE PROCEEDING

On January 29, 2010 the Board issued Procedural Order No. 1 and Interim Rate Decision, which included a schedule for procedural steps for the rate application (the “Procedural Schedule”) and determined that the current Uniform Transmission Rates as they relate to GLPT would be made interim as of January 1, 2010. The Board’s approval of the settlement agreement filed in this proceeding renders the new rates effective January 1, 2010.

In Procedural Order No.1 the Board granted intervenor status to Energy Probe Research Foundation ("Energy Probe"), the Vulnerable Energy Consumers Coalition ("VECC"), Canadian Niagara Power Inc. ("CNPI") and the Independent Electricity System Operator.

The Board subsequently granted late requests for intervenor status to the School Energy Coalition ("SEC") and Hydro One.

According to the Procedural Schedule, the applicant filed its interrogatory responses on March 3, 2010 accompanied by a request for confidential treatment of certain information included in GLPT's response to two Board staff interrogatories (the "Requested Confidential Information"). The Board subsequently issued a Decision and Order on March 31, 2010, in which it ordered that the Requested Confidential Information would remain confidential.

On March 18, 2010 the Board issued Procedural Order No. 3 to allow parties an opportunity to file supplemental interrogatories to address responses which were unclear or which required further explanation. The Board also made provision for a technical conference, to be held on April 14, 2010.

On April 9, 2010 GLPT filed responses to the supplemental interrogatories and requested confidential treatment for some of the information. On April 30, 2010 the Board issued a Decision and Order on Confidentiality of Additional Information and Procedural Order No. 6 in which it ordered that the additional information would remain confidential.

On May 3, 2010 GLPT and three intervenors, SEC, VECC and Energy Probe participated in a Settlement Conference with the assistance of a facilitator. As a result of the Settlement Conference, the parties prepared a Settlement Proposal and agreed to present it to the Board.

THE SETTLEMENT AGREEMENT

GLPT's original application included a revenue requirement of \$38,915,026. The Proposed Settlement Agreement sets the revenue requirement at \$35,148,818. The

reduction is largely based on reductions in projected OM&A costs and adjustments to the calculation of capital cost allowance.

In the Decision and Order Proposed Settlement Agreement (the "Settlement Decision") issued May 21, 2010, the Board accepted the Proposed Settlement Agreement, as submitted (the "Accepted Settlement Agreement"). The Accepted Settlement Agreement is attached as Appendix "A" to this Decision.

The Board made one caveat in its Settlement Decision in respect of section 3.1 of the Accepted Settlement Agreement dealing with Operations, Maintenance & Administration ("OM&A") for future GLPT applications.¹ The Accepted Settlement Agreement is binding on the parties to the agreement, but it cannot fetter the discretion of another Board panel considering a future application by GLPT.

The Board confirmed that the Accepted Settlement Agreement covers all aspects related to the Board approved revenue requirement for year 2010, except for one unsettled issue. The Board recognizes the parties' agreement that the Accepted Settlement Agreement shall not be affected by the Board's determination in regard to the one unsettled issue.

THE TAX ALLOWANCE

THE UNSETTLED ISSUE

The unsettled issue relates to the question of whether GLPT is entitled to recover an income tax allowance in the amount of \$1,729,806 for the 2010 Test Year.

Parties took issue with the request to recover the tax allowance for a number of reasons and argued that the tax allowance should either be denied or reduced as a result of some of the following arguments, summarized here in brief:

- (a) that the "stand alone" principle had been misapplied by the applicant;
- (b) that the income tax allowance was not being used to pay for costs incurred by the applicant;

¹ Decision and Order Proposed Settlement Agreement, p.3

-
- (c) that the corporate structure beyond the taxable partners is relevant to whether a tax allowance should be granted;
 - (d) that the benefit is created by two entities coming together therefore akin to an affiliate transaction; and
 - (e) that a decision in favour of the applicant in this case would result in more aggressive tax planning in the regulatory sector.

The submissions of SEC, VECC, and Board Staff are addressed below in the Board's findings which follow.

THE SEC MOTION

On May 12, 2010, SEC filed with the Board on a confidential basis a Notice of Motion and Motion Record seeking orders that:

- (a) the Applicants be compelled to provide a full answer to questions on pages 58 and 66 of the Technical Conference held April 14, 2010;
- (b) the Applicants be compelled to file the documents requested in SEC Interrogatory #1 and SEC Supplementary Interrogatory #3; and
- (c) such further and other relief as the counsel for SEC may advise and this Board may permit.

In Procedural Order 7, dated May 17, 2010, the Board determined that it would treat all materials in relation to the motion as confidential on an interim basis. Factums were filed in confidence by SEC, VECC, Board staff, and GLPT.

The motion was heard orally on Thursday, May 27, 2010, and the proceeding was conducted *in camera*. The parties filed proposed redactions to the various motion materials during the proceeding and filed proposed redactions to the motion day transcript on May 28, 2010. The Board accepted the proposed redactions and a redacted version of the transcript has been placed on the public record.

The Board issued its Motion Decision and Order on May 28, 2010. The Board concluded that the requested information is irrelevant to its consideration of the tax allowance issue and indicated that it would not order production of the requested

information. Additional issues were raised during the motion proceeding. SEC raised the following questions:

- whether a tax loss arising from tax deductions should be treated in the same way as a tax loss arising from an operating loss;
- whether the tax situation is akin to an affiliate transaction and therefore whether a sharing of the tax benefits arising would be appropriate; and
- whether a case involving different divisions within a single corporate entity is an appropriate analogy to the partnership arrangement in this case.

The Board made no determination on those matters in the Motion Decision and Order, and indicated that SEC may wish to pursue these aspects of the tax provision issue along with other aspects in the hearing on the unsettled issue.

The Motion Decision and Order set out remaining dates for the proceeding to address the unsettled issue.

The oral hearing on the unsettled issue was held on June 3, 2010. GLPT filed a confidential version of its argument-in-chief as well as a redacted version on June 8, 2010. Board Staff filed its confidential submission on June 15, 2010 and a redacted version was filed on the public record on June 22, 2010. SEC filed its confidential final argument on June 15, 2010, which later was accepted by the applicant without redaction for the public record. GLPT filed its non-confidential reply on June 21, 2010.

CORPORATE STRUCTURE

The two partners that form the GLPT limited partnership are the general partner, GLPT Inc. with a 0.01% interest, and the limited partner, Brookfield Infrastructure Holdings (Canada) Inc. ("BIH"), with a 99.99% interest.² GLPT Inc. is a wholly owned subsidiary of BIH.³ BIH is ultimately owned 60% by Brookfield Infrastructure Partners L.P.,⁴ a Bermuda based limited partnership⁵, and 40% by Brookfield Asset Management Inc.⁶

² GLPT LP Factum May 25, 2010 page 2, paragraph 5

³ Exhibit 4, Tab 3, Schedule 2, page 2, lines 11-12

⁴ Transcript, June 3, 2010, page 51, lines 6-8

⁵ GLPT's response to Board staff supplementary interrogatory 15 (i), where the web page was provided as follows: http://www.brookfieldinfrastructure.com/ir_tax.html

The partners of GLPT report their proportionate shares of taxable partnership income from GLPT and file tax returns as corporations with the Canada Revenue Agency, which also administers Ontario corporate tax on behalf of the province.

CONFIDENTIALITY

Throughout the proceeding there have been a number of requests to keep certain material confidential. The business sensitivity of some of the information requested in this proceeding by Board staff and intervenors could convey what might be considered forward-looking statements affecting the valuation of publicly traded companies. As such, the applicant agreed with parties on a set of assumptions on which arguments could be premised such that arguments on the unsettled issue could be placed on the public record.

GLPT acknowledged that BIH's taxable income for 2009 was reduced to nil because the losses in Island Timberlands were sufficient to offset GLPT's income in 2009.

Documents on the record of this proceeding and previously filed with the Securities and Exchange Commission in the U.S. confirm these facts for the purposes of the public record.⁷

The applicant further agreed that the submissions of each of the parties could be premised on any of the following assumptions:

- (a) that there will be sufficient losses to offset the net income arising from GLPT in 2010 and that these losses will arise from current year losses;
- (b) that there will be sufficient losses to offset the net income arising from GLPT in 2010 and that these losses will arise from loss carry forwards; or
- (c) a combination of (a) and (b).

Evidence which remains confidential includes: tax return information for the two corporations (GLPT Inc. and BIH Inc.), certain charge determinant data for large customers, and the tax positions of the limited partners of GLPT for 2010.

⁶ Exhibit 1, Tab 1, Schedule 12, Page 5 of 6

⁷ SEC Redacted Motion Record, Tab 6, Copy of Form 20-F/A for 2009

Using a hypothetical situation and making assumptions in argument for purposes of the test year reduced the need to file arguments in confidence or to make significant redactions, and this approach has assisted this Board in providing a meaningful decision for the public record.

BOARD FINDINGS

The core of the unsettled tax allowance issue is whether and how the “stand alone” principle should be applied in this case. The stand alone principle, in the context of taxes, has been described by the Board as follows:

In the Board's view, fairness in ratemaking requires adherence to the principle that a party who bears a cost should be entitled to any related tax savings or benefits.⁸

For the reasons set out below, the Board finds that the stand alone principle is applicable in this case and that the tax allowance arising from the settlement agreement (\$1,729,806) will be allowed in rates.

SEC, Board staff, and VECC raised three main arguments in their submissions:

1. The tax allowance is not a real cost.
2. The arrangement is a type of affiliate transaction and therefore ratepayers are entitled to a share of the net benefit arising from the transaction.
3. Approving inclusion of the tax allowance in rates will encourage other utilities to undertake aggressive tax planning which will reduce the focus on utility operations and will reduce the PILs revenue for the province.

We will address each of these arguments.

1. *The tax allowance is not a real cost*

It has been assumed by the parties, for purposes of argument, that in 2010 current and/or past tax losses in Timberlands will offset the taxable income derived from GLPT for the test year. The intervenors submitted that if the tax is not actually paid to the tax

⁸ *Great Lakes Power Limited*, EB-2007-0744, Decision and Order, October 30, 2008, p. 40.

authorities in the test year (or at some future date which is known with some certainty), then it is not a real cost and should not be recovered in rates.

SEC asserted that the stand alone principle was developed in the United States in the context of a standard corporate structure and the associated consolidated tax filing permitted in the United States. SEC further asserted that Canadian tax provisions are more restrictive and, by implication, the stand alone principle may not be applicable to the GLPT situation. In SEC's view, recent case law supports its view that movement away from a standard corporate structure tests the limits of the stand alone principle.

GLPT took the position that the GLPT tax allowance is a real cost: "The income from GLPT has the effect of reducing tax losses that would otherwise be available in the future to offset taxable income arising from Timberlands. A tax liability is incurred."⁹

The Board agrees with GLPT that a tax liability exists and that a tax liability is a real cost which is eligible for recovery. The evidence is clear that the net income earned by GLPT is taxable. This tax liability is derived from the regulated activities of the regulated business GLPT.

Tax losses or deductions from outside the regulated business may result in no tax being paid by a particular entity (depending upon the corporate structure), but that does not mean the tax liability is not a real cost to the regulated business. The benefit of the tax losses arise from expenditures which remain outside the regulated business.

Ratepayers have not borne those expenses, and therefore are not entitled to the benefits arising. The Board has addressed this issue in a number of different circumstances in the past. The most recent case involved Great Lakes Power Limited ("GLPL"), a predecessor company to GLPT, and the treatment of tax losses arising from the unregulated business of a different division within the same corporation. In that decision, the Board stated:

The pre-2007 expenses and losses of GLPL's unregulated businesses were borne by GLPL's shareholder, not ratepayers. It would be fundamentally unfair to take such tax losses into account when setting rates for regulated service. To

⁹ GLPT, Reply Argument, p. 2.

abandon the stand alone principle in this case would give rise to the inappropriate result that rates for regulated service would be affected by the income or loss of a non-regulated business.¹⁰

Board staff submitted that the prior GLPL case was not applicable because “companies in the electricity sector are no longer permitted to operate under a divisional model.”¹¹

Board staff further submitted that:

the Board should exercise caution in applying the stand alone principle in this case in the way it did in the GLPL distribution case as it could result in sanctioning a structure that could be a *de facto* divisional organization and no longer permitted.¹²

Although the divisional model is no longer permitted, the analysis in the GLPL case may still be applicable. The legality of the current corporate structure is not an issue before the Board in this proceeding. There has been no evidence that GLPT is operating in contravention of section 71 of the *Ontario Energy Board Act, 1998*. The Board could and would examine such an allegation directly should it be appropriate to do so. The Board will proceed in this case on the assumption that the structure is in accordance with legislated requirements and therefore finds that the analysis in the GLPL is applicable in the current circumstances. Board staff appears to be concerned that allowing the tax provision would in some way sanction a structure which was not otherwise permitted. The Board is satisfied that a decision in this proceeding to permit a tax allowance would not validate a corporate structure if the structure were in fact in contravention of section 71.

The Board further notes that while the GLPL case addressed the situation of a division, this was but one application of the stand alone principle. The principle has been upheld by the Board in other circumstances as well. These proceedings include the 2006 Electricity Distribution Rate Handbook, the Filing Guidelines for March 1, 2002 Distribution Rate Adjustments, Natural Resource Gas Limited (EBRO 496, August 20, 1998), and Consumers Gas (EBRO 376 I and II, January 30, 1981), among others.

¹⁰ *Great Lakes Power Limited*, EB-2007-0744, Decision and Order, October 30, 2008, p. 40.

¹¹ Board staff, Argument, p. 7.

¹² Board staff, Argument, p. 8.

As a related argument, Board staff suggested that the Board may wish to look further into the corporate structure beyond the partners of GLPT. The Board does not agree. The two partners are taxable corporations in Canada. There is therefore no reason to look further up the Brookfield corporate structure for purposes of determining the tax position.

2. The arrangement is a type of affiliate transaction and therefore ratepayers are entitled to a share of the net benefit arising from the transaction.

SEC submitted that the tax arrangements are in effect a transaction which serves to provide a benefit which neither entity (Timberland and GLPT) can produce individually. For Timberlands, the losses have no current value, only potential future value. It gets present value from its losses through "co-operation" with GLPT. GLPT gets a present benefit by reducing its taxes in co-operation with Timberlands. SEC concluded that the net benefit of \$1.7 million (the tax allowance) should be shared 50% with ratepayers. VECC took essentially the same position and made the same recommendation that the net benefit be shared 50% with ratepayers. Board staff also suggested that there be a sharing of the benefit created by Timberlands and GLPT coming together for tax purposes.

GLPT maintained that there was no affiliate transaction involved because the two businesses operate separately and there is no sharing of resources, costs, revenues or management. In GLPL's view:

Under the *Income Tax Act*, the requirement for BIH Inc. to file a single tax return accounting for the net income or losses from all partnerships in which it is a partner gives rise to the netting of taxable income and tax losses. This is the product of the tax rules applying and not any actual transaction between two separate and independent businesses.¹³

The Board finds that the tax situation is not in the nature of an affiliate transaction, or a sharing of corporate services. There is evidence on the record that there is some type of market for tax losses, but this is not determinative of whether the tax situation for GLPT represents an affiliate transaction. The Board finds that the actions taken by GLPT and the partners, which flow from the operation of the *Income Tax Act*, cannot be said to

¹³ GLPT, Reply Argument, p. 17.

amount to a transaction. Further, the Board agrees with GLPT that the benefit which arises is the tax loss which can be applied against the tax liability. This benefit arises from expenses which are borne not by ratepayers, but by the unregulated business. The Board does not agree that the benefit is created by the entities coming together; the benefit is the tax loss for BIH, which may be used in the present or in the future, depending upon the circumstances, and that arises solely from the expenses of the unregulated business.

3. Approving inclusion of the tax allowance in rates will encourage other utilities to undertake aggressive tax planning which will reduce the focus on utility operations and will reduce the PILs revenue for the province.

SEC submitted that if the Board approved the tax allowance in rates, then the effect could be to encourage “aggressive tax planning” by utilities. In SEC’s view this would create two problems: a reduced focus on utility operations and reduced tax intake for Ontario. Board staff also expressed concern about potential tax leakage.

The Board finds that it would not be appropriate to address either of these two issues by denying the inclusion of a tax allowance in rates. Presumably the objective of such an approach would be to provide a disincentive to certain corporate structures. However, such an approach would be indirect at best.

With respect to potential diversion of resources from utility operations to aggressive tax planning, the Board finds that it would be appropriate to address such concerns directly. If there were evidence that a particular structure, or activity, was leading to adverse operating or financial conditions for ratepayers, then the Board would address that directly through licence conditions, or other regulatory instruments. There is no such evidence in the current proceeding.

With respect to potential adverse consequences from a provincial or other tax revenue perspective, the Board concludes that if there are adverse tax implications from an otherwise lawful arrangement, then it is for the tax authorities to address the situation directly through the tax rules.

IMPLEMENTATION

The Board notes that GLPT has a significant balance, approximately \$2.5 million, owing to ratepayers in account 1574, Deferred Rate Impact Amounts Account ("DRIAA").

GLPT could use this account to fully offset the increase to its revenue requirement for 2010, resultant of this Decision, without necessitating changes to existing UTRs.

The Board sees benefit to minimizing the number of changes to UTRs where it is appropriate to do so. If GLPT is capable of making the necessary entries to the DRIAA account without necessitating changes to the existing UTRs¹⁴ at this time, the Board would encourage such a proposal. There are currently two other transmission rate applications before the Board, which provide opportunities to more appropriately align and reflect GLPT's 2010 Board approved transmission revenue requirement and charge determinants in the near future.

The Board directs GLPT to file its implementation proposal with the Board and all intervenors. GLPT shall file its implementation proposal within 10 calendar days of the issuance of this Decision. Intervenors shall have 10 calendar days to respond to GLPT's implementation proposal. GLPT should respond as soon as possible to any comments by intervenors, but not later than 7 calendar days after the deadline for comments from intervenors.

If GLPT cannot file an implementation proposal as above, GLPT shall file a draft rate order including the Ontario Transmission Rate Schedules and Revenue Allocators and file a separate exhibit showing clearly the calculation of the uniform transmission rates and revenue allocators. GLPT should provide a clear explanation of all calculations and assumptions used in deriving the amounts used in these exhibits. Such process, if necessary, will be governed by the timelines set out above for the implementation proposal.

COST AWARDS

¹⁴ EB-2008-0272. Order issued January 21, 2010 in Hydro One Networks Inc. set Uniform Transmission Rates effective January 1, 2010.

Of the parties granted intervenor status, VECC, Energy Probe, and SEC requested eligibility to seek an award of costs for participation in this proceeding; the requests were granted.

The Board indicated in its March 25, 2010 Deferral Account Application decision (Board File EB-2009-0409) that cost claims with respect to that proceeding would be addressed in this proceeding.

Parties eligible for costs shall submit their claims on or before Wednesday, August 11, 2010. The cost claim must be filed with the Board and one copy is to be served on GLPT. The cost claims must conform to the Board's practice Direction on Cost Awards.

GLPT should review the cost claims. Objections must be filed with the Board and one copy must be served on the party against whose claim the objection is made, by Wednesday August 18, 2010.

The party whose cost claim was objected to will have until Wednesday August 25, 2010 to respond. Again, a copy of the submission must be filed with the Board and one copy is to be served on GLPT.

GLPT shall pay the Board's costs upon receipt of the Board's invoice.

DATED at Toronto on July 21, 2010
ONTARIO ENERGY BOARD

Original signed by

Cynthia Chaplin
Vice Chair and Presiding Member

Original signed by

Ken Quesnelle
Member

APPENDIX "A"
ACCEPTED SETTLEMENT AGREEMENT (DATED MAY 17, 2010)
JULY 21, 2010
EB-2009-0408

SETTLEMENT AGREEMENT

MAY 17, 2010

**GREAT LAKES POWER TRANSMISSION LP
2010 RATES APPLICATION
(EB-2009-0408)**

TABLE OF CONTENTS

ISSUE	DESCRIPTION	PAGE
	Preamble	
1	Rate Base	
1.1	Rate Base for the Test Year ¹	8
1.2	Capital Expenditures 2010	9
1.3	Capital Expenditures 2009	10
1.4	Capital Expenditures 2008	11
1.5	Capital Expenditures 2007	12
1.6	Working Cash Allowance	13
2	Cost of Capital for the Test Year	
2.1	Cost of Debt	14
2.2	Cost of Equity	15
2.3	Capital Structure	16
3	Cost of Service for the Test Year	
3.1	Operations, Maintenance & Administration	17
3.2	Depreciation and Amortization	20
3.3	Capital, Property and Income Taxes	21
4	Revenues and Charge Determinant Forecast	
4.1	Revenues and Charge Determinant Forecast	23
5	Rate Recovery of Revenue Requirement	

¹ In this Settlement Agreement, "Test Year" refers to the period from January 1 to December 31 of 2010.

5.1	Rate Implementation Date	24
5.2	Cost Allocation	25
5.3	Revenue Deficiency Deferral Account	26
6	Variance and Deferral Accounts	
6.1	Existing Variance and Deferral Accounts	27
6.2	New Variance and Deferral Accounts	30
6.3	Disbursal of Existing Variance and Deferral Accounts	32
	Appendix “A” – Issues List	33
	Appendix “B” - Revenue Requirement Work Form - Revised to Reflect Settlement Agreement	34

PREAMBLE

This Settlement Agreement is filed with the Ontario Energy Board (the "Board") in connection with an application by Great Lakes Power Transmission ("GLPT") pursuant to section 78 of the *Ontario Energy Board Act, 1998* for an order or orders approving or fixing just and reasonable rates for the transmission of electricity (EB-2009-0408).

Pursuant to Procedural Order No. 5 in this proceeding, a Settlement Conference was held from May 3-4, 2010 in accordance with the *Ontario Energy Board Rules of Practice and Procedure* (the "Rules") and the Board's *Settlement Conference Guidelines* (the "Settlement Guidelines"). This Settlement Agreement arises from the Settlement Conference and is for the consideration of the Board in its determination of GLPT's 2010 electricity transmission rates.

The Parties

GLPT and the following intervenors (collectively the "Participating Intervenors"), as well as Ontario Energy Board technical staff ("Board Staff"), participated in the Settlement Conference in respect of all issues contained in this proposal:

- Energy Probe Research Foundation ("Energy Probe")
- School Energy Coalition ("SEC")
- Vulnerable Energy Consumers Coalition ("VECC")

The following intervenors did not participate in the Settlement Conference:

- Canadian Niagara Power Inc. ("CNPI")
- Independent Electricity System Operator ("IESO")
- Hydro One Networks Inc. ("HONI")

The Applicant and the Participating Intervenors are collectively referred to herein as the "Parties". In accordance with page 5 of the Settlement Guidelines, Board Staff is neither a Party nor a signatory to this Settlement Agreement. Although Board Staff is not a party to this Settlement Agreement, the Board Staff who did participate in the Settlement Conference are bound by the same confidentiality standards that apply to the Parties to the proceeding.

These settlement proceedings are subject to the rules relating to confidentiality and privilege contained in the Guidelines. The parties understand this to mean that the documents and other information provided, the discussion of each issue, the offers and counter-offers, and the negotiations leading to the settlement – or not – of each issue during the Settlement Conference are strictly confidential and

without prejudice. None of the foregoing is admissible as evidence in this proceeding, or otherwise, with one exception: the need to resolve a subsequent dispute over the interpretation of any provision of this Settlement Agreement.

Summary of the Proposed Settlement

There is no approved issues list for this proceeding. However, for the purposes of organizing this Settlement Agreement, and without prejudice to the positions of the Parties with respect to the issues that might otherwise be considered in this proceeding should a hearing be required, the Parties have followed the issues list set out at **Appendix 'A'** to this Settlement Agreement.

We are pleased to inform the Board as follows:

- Subject to one exception the Parties have reached a comprehensive agreement on all issues.
- The Parties further agree that one particular issue remains unsettled and that, rather than forming part of this Settlement Agreement, this issue should be the subject of a hearing before the Board. This issue relates to the question of whether GLPT is entitled to recover an amount of \$1,729,806 for the 2010 Test Year, which is the income tax allowance sought by GLPT after this Settlement Agreement is taken into account.

For greater certainty, this comprehensive agreement shall not be affected by the Board's determination of the one unsettled issue.

Through this Settlement Agreement, GLPT agrees to certain changes from its initial application for 2010 electricity transmission rates, as filed with the Board on November 30, 2009 and updated on December 7, 2009. The most significant matters arising from this Settlement Agreement are as follows:

- OM&A Expense: GLPT initially forecasted its 2010 OM&A expense at \$11,105,600. The Parties have agreed that GLPT's 2010 OM&A expense should be \$9,000,000. In addition, the Parties have agreed that for purposes of GLPT's anticipated applications for 2011 and 2012 rates, GLPT will not propose OM&A expense increases in excess of 2.5% in each year.
- Calculation of Capital Cost Allowance ("CCA"): CCA is deducted from income in calculating income tax for recovery. GLPT's initially proposed methodology for calculating CCA resulted in a CCA deduction of approximately \$9.7 million. This did not include the increase in rate base that resulted from a revaluation of assets in 1996. The Parties have agreed

that the calculation of CCA for regulatory purposes commencing in 2010 should be derived from the UCC balances that resulted from the March 12, 2008 asset transfer (which carry forward to the 2010 test year), which GLPT advises effectively includes in the opening UCC post-2008 the upward revaluation of assets from 1996. This is to the benefit of the ratepayer and equates UCC values for tax and regulatory purposes. As a result, the CCA deduction to be used in calculating GLPT's income tax provision for recovery in the 2010 Test Year will be approximately \$11.7 million. The impact of this change on the income tax provision that GLPT seeks to recover for the Test Year is a reduction of \$872,275.

- Capital Structure: GLPT initially proposed a transition over a two year period from its current capital structure of 55% debt and 45% equity to a structure of 60% debt and 40% equity, with a 2010 Test Year structure of 57.5% debt and 42.5% equity and no short term debt component in either year. During the course of the proceeding GLPT revised its proposal so as to seek no change from its current capital structure. The Parties have agreed on a transition over a two year period whereby GLPT's capital structure for the 2010 Test Year will be 53.5% long-term debt, 4% short-term debt and 42.5% equity. For 2011 GLPT will adopt a structure comprised of 56% long-term debt, 4% short-term debt and 40% equity.
- Implementation Date: GLPT's existing rates have been declared by the Board to be interim as of January 1, 2010. The Parties have agreed on a January 1, 2010 effective date for GLPT's revised 2010 electricity transmission rates.
- Deferral Account for Unrecovered Plant: In addition to a small balance in Account 1505 that GLPT initially proposed to disburse to the credit of ratepayers, arising from the recovery of costs related to asset retirement, for purposes of obtaining a complete settlement of all issues but one, the Parties have agreed that GLPT will return \$3,063,900 from Account 1505 to ratepayers in consideration of settlement. This represents the costs recovered in respect of asset retirement that relate to the revaluation of assets in 1996. This amount will be disbursed to ratepayers over a 5-year period beginning in the 2010 Test year, with interest as normally calculated.
- Revenue Requirement: As a result of the changes described above, GLPT's overall proposed revenue requirement for the 2010 Test Year has changed

from its proposal of \$38,915,026² to the currently agreed upon proposal of \$35,148,818.

The Settlement Agreement describes the agreements reached on the settled issues and identifies the parties who agree, or alternatively who take no position on each issue. The Settlement Agreement provides a direct link between each issue and the supporting evidence in the record to date. In this regard, the parties who agree with the individual settlements are of the view that the evidence provided is sufficient to support the Settlement Agreement in relation to the settled issues and, moreover, that the quality and detail of the supporting evidence, together with the corresponding rationale, will allow the Board to make findings on the settled issues.

Best efforts have been made to identify all of the evidence that relates to each settled issue. The supporting evidence for each settled issue is identified individually by reference to its exhibit number in an abbreviated format. For example, Exhibit 2, Tab 1, Schedule 1, Page 3 (commencing page) is referred to as 2-1-1-3. A concise description of the content of each exhibit is also provided. In this regard, GLPT's response to an interrogatory (IR) or supplemental interrogatory (SIR) is described by citing the name of the Party and the number of the interrogatory or supplemental interrogatory (e.g., Board Staff IR #1 or SEC SIR #2). The identification and listing of the evidence that relates to each issue is provided to assist the Board. The identification and listing of the evidence that relates to each settled issue is not intended to limit any party who wishes to assert that other evidence is relevant to a particular settled issue.

According to the Settlement Guidelines (p.3), the Parties must consider whether a Settlement Agreement should include an appropriate adjustment mechanism for any settled issue that may be affected by external factors. GLPT and the other Parties who participated in the Settlement Conference agree that no settled issue requires an adjustment mechanism other than those expressly set forth herein.

Except with respect to the one unsettled issue described above, all of the issues contained in this proposal have been settled by GLPT and the Parties as a package (the "package") and none of the provisions of these issues are severable. Numerous compromises were made by the Parties with respect to various matters to arrive at this comprehensive Settlement Agreement. The distinct issues addressed in this proposal are intricately interrelated, and reductions or

² GLPT's original application filed November 30, 2009 proposed a revenue requirement of \$39,365,100. As explained in response to Board Staff IR #92, GLPT subsequently adopted the cost of capital parameters set out in the Board's December 9, 2009 Cost of Capital Report. This change is reflected in the updated Revenue Requirement Work Form filed in response to Board Staff IR #95, which shows an updated proposed revenue requirement of \$38,915,026.

increases to the agreed-upon amounts may have financial consequences in other areas of this proposal which may be unacceptable to one or more of the Parties. If the Board does not, prior to the commencement of the hearing of the evidence, accept the package in its entirety, then there is no settlement (unless GLPT and the Parties agree that any portion of the package that the Board does accept may continue as part of a valid Settlement Agreement). None of the Parties can withdraw from this proposal except in accordance with Rule 32.05 of the Rules. Moreover, the settlement of any particular issue in this proceeding and the positions of the Parties in this Settlement Agreement are without prejudice to the rights of the Parties to raise the same issue and/or to take any position thereon in any other proceeding, whether or not GLPT is a party to such proceeding.

Attached at **Appendix 'B'** is a copy of the Revenue Requirement Work Form updated to reflect the impacts of the proposed settlement as herein described for the 2010 Test Year. While this document is typically used only for distributors, it is provided here for ease of reference.

The Parties agree that this Settlement Agreement and the Appendices form part of the record in EB-2009-0408. The Revenue Requirement Work Form was prepared by the Applicant. The intervenors are relying on the accuracy and completeness of the Revenue Requirement Work Form in entering into this Agreement.

ISSUES

1 Rate Base

1.1 Rate Base for the Test Year

Complete Settlement: There is an agreement to settle this issue as follows:

In its application and evidence, GLPT forecasted its 2010 rate base to be \$208,999,200 as presented in Table 2-1-1A of the pre-filed evidence.

For the purpose of obtaining a complete settlement of all issues but one, the Parties agree that the Board should accept GLPT's forecasted rate base for the 2010 Test Year of \$208,999,200.

Approval:

Parties in Support: Energy Probe, SEC, VECC

Parties Taking No Position: N/A

Evidence: The evidence in relation to this issue includes the following:

2-1-1-1	Rate Base Overview - Summary of Rate Base
2-2-1	Summary and Continuity Statements

1.2 Capital Expenditures 2010

Complete Settlement: There is an agreement to settle this issue as follows:

For the purpose of obtaining a complete settlement of all issues but one, the Parties agree that GLPT's proposed capital additions for 2010, being \$5,045,900 , should be included in GLPT's rate base for the Test Year.

Approval:

Parties in Support: Energy Probe, SEC, VECC

Parties Taking No Position: N/A

Evidence: The evidence in relation to this issue includes the following:

1-4-1	Materiality Threshold
2-1-1-3	Descriptions of 2010 Capital Expenditures in Service
2-1-2-1	Capital Expenditures Table
2-1-3	Appendices B and D of Confidential Filing #1
2-2-1-6	2010 Forecasted Asset Continuity
10-1-1-3	Board Staff IR #2 - Services Provided by Others
10-1-1-122	Board Staff IR #62 - Classification of 2010 Capital Investments
10-1-1-124	Board Staff IR #63 - Redevelopment Project
10-1-1-125	Board Staff IR #64 - Redevelopment Project
10-1-1-127	Board Staff IR #65 - Redevelopment Project
10-1-1-129	Board Staff IR #66 - Steelton Ground Grid Refurbishment
10-1-1-167	Board Staff IR #87 - Summary of Capital Investments
10-1-1-169	Board Staff IR #88 - Redevelopment Project
10-2-1-3	VECC IR #3 - Capital Projects in Service 2007-2010
10-2-1-4	VECC IR #4 - Actual v. Forecast CapEx
10-3-1-15	SEC IR #11(a)-(e) - Redevelopment Project
11-1-1-40	Board Staff Supplemental IR #20 to #22, inclusive
11-3-1-23	SEC Supplemental IR #19 - Infrared Scanning
JT1.2	Undertaking Response re Redevelopment Project

1.3 Capital Expenditures 2009

Complete Settlement: There is an agreement to settle this issue as follows:

For the purpose of obtaining a complete settlement of all issues but one, the Parties agree that GLPT's capital additions for 2009, being \$8,939,700 as described herein, should be included in GLPT's rate base for the Test Year.

Approval:

Parties in Support: Energy Probe, SEC, VECC

Parties Taking No Position: N/A

Evidence: The evidence in relation to this issue includes the following:

1-4-1	Materiality Threshold
2-1-1-35	Descriptions of 2009 Capital Expenditures in Service
2-1-2-1	Capital Expenditures Table
2-1-3	Appendices A, C and D of Confidential Filing #1
2-2-1-5	2009 Asset Continuity
10-1-1-3	Board Staff IR #2 - Services Provided by Others
10-1-1-130	Board Staff IR #67 - Classification of 2009 Capital Investments
10-1-1-133	Board Staff IR #68 - Echo River Protections Upgrades
10-1-1-134	Board Staff IR #69 - Cyber Security Requirements
10-1-1-136	Board Staff IR #70 - Batchewana TS Ground Refurbishments
10-1-1-137	Board Staff IR #71 - Vegetation Management Mapping Development
10-1-1-140	Board Staff IR #72 - Algoma 115 kV Structure Reinforcement
10-1-1-141	Board Staff IR #73 - Centralized Information Retrieval System
10-1-1-142	Board Staff IR #74 - Fleet, IT Infrastructure, Office Furniture & Equipment
10-1-1-144	Board Staff IR #75 - Transmission Reinforcement Project
10-1-1-167	Board Staff IR #87 - Summary of Capital Investments
10-2-1-3	VECC IR #3 - Capital Projects in Service 2007-2010
10-2-1-4	VECC IR #4 - Actual v. Forecast CapEx

1.4 Capital Expenditures 2008

Complete Settlement: There is an agreement to settle this issue as follows:

For the purpose of obtaining a complete settlement of all issues but one, the Parties agree that GLPT's capital additions for 2008, being \$10,379,600, should be included in GLPT's rate base for the Test Year.

Approval:

Parties in Support: Energy Probe, SEC, VECC

Parties Taking No Position: N/A

Evidence: The evidence in relation to this issue includes the following:

- 1-4-1 Materiality Threshold
- 2-1-1-51 Descriptions of 2008 Capital Expenditures in Service
- 2-1-2-1 Capital Expenditures Table
- 2-1-3 Appendices E, F, G and H of Confidential Filing #1
- 2-2-1-4 2008 Asset Continuity
- 10-1-1-3 Board Staff IR #2 - Services Provided by Others
- 10-1-1-145 Board Staff IR #76 - Classification of 2008 Capital Investments
- 10-1-1-148 Board Staff IR #77 - MacKay TS Refurbishment
- 10-1-1-150 Board Staff IR #78 - Third Line TS Miscellaneous Projects
- 10-1-1-151 Board Staff IR #79 - Magpie TS Line Protection Upgrades, Clergue TS Protection Upgrades and Magpie Structure/Component Replacement
- 10-1-1-154 Board Staff IR #80 - Power Potential Transformer at Magpie TS, Third Line TS Temporary Bus Installation and Third Line TS Transformer Refurbishment
- 10-1-1-156 Board Staff IR #81 - Variance for Previously Approved 2008 Capital Investments
- 10-1-1-167 Board Staff IR #87 - Summary of Capital Investments
- 10-2-1-3 VECC IR #3 - Capital Projects in Service 2007-2010
- 10-2-1-4 VECC IR #4 - Actual v. Forecast CapEx

1.5 Capital Expenditures 2007

Complete Settlement: There is an agreement to settle this issue as follows:

For the purpose of obtaining a complete settlement of all issues but one, the Parties agree that GLPT's capital additions for 2007, being \$9,470,500, should be included in GLPT's rate base for the Test Year.

Approval:

Parties in Support: Energy Probe, SEC, VECC

Parties Taking No Position: N/A

Evidence: The evidence in relation to this issue includes the following:

1-4-1	Materiality Threshold
2-1-1-67	Descriptions of 2007 Capital Expenditures in Service
2-1-2-1	Capital Expenditures Table
2-1-3	Appendices I and J of Confidential Filing #1
2-2-1-3	2007 Asset Continuity
10-1-1-3	Board Staff IR #2 - Services Provided by Others
10-1-1-158	Board Staff IR #82 - Classification of 2007 Capital Investments
10-1-1-160	Board Staff IR #83 - Third Line TS T1 250 MVA Autotransformer Replacement
10-1-1-161	Board Staff IR #84 - Revision re Previously Approved - Transmission Reinforcement Project
10-1-1-164	Board Staff IR #85 - Revision re Previously Approved - Third Line Tie Breaker
10-1-1-166	Board Staff IR #86 - Revision re Previously Approved - MacKay Line and Bus Protections
10-1-1-167	Board Staff IR #87 - Summary of Capital Investments
10-2-1-3	VECC IR #3 - Capital Projects in Service 2007-2010
10-2-1-4	VECC IR #4 - Actual v. Forecast CapEx

1.6 Working Cash Allowance

Complete Settlement: There is an agreement to settle this issue as follows:

The working cash allowance for the Test Year has been calculated by GLPT using the results of the working cash study accepted by the Board in GLPL Transmission Division's 2005 transmission rate application (EB-2005-0241), subject to adjustments arising from the Settlement Agreement in that proceeding.

For the purpose of obtaining a complete settlement of all issues but one, the parties agree that GLPT's working cash allowance calculation is appropriate and that the total working cash requirement of \$401,200 is therefore accepted for inclusion in rate base.

Approval:

Parties in Support: Energy Probe, SEC, VECC

Parties Taking No Position: N/A

Evidence: The evidence in relation to this issue includes the following:

2-1-1-79	Working Capital Allowance
2-4-1-1	Working Capital Allowance
10-1-1-173	Board Staff IR #90 - Working Capital
10-2-1-5	VECC IR #5 - Working Capital Allowance
11-2-1-5	VECC Supplemental IR #21 - HST and Working Capital Allowance

2 Cost of Capital for the Test Year

2.1 Cost of Debt

Complete Settlement: There is an agreement to settle this issue as follows:

In its application, GLPT proposed a rate of interest on debt equal to the effective interest rate on its debt, which is 6.874%. Although GLPT does not actually use short-term debt to finance its operations and, consequently, had initially proposed a cost of debt that did not include a short-term debt component, the Parties have agreed that GLPT's cost of debt should include a short-term debt component, as described further in the discussion of capital structure under section 2.3 of this Settlement Agreement.

The Parties agree that a 6.874% rate of interest on long-term debt and the Board-prescribed rate of interest on short-term debt currently in effect (2.07%) should be adopted by the Board for the purpose of determining the cost of debt component of GLPT's revenue requirement for the Test Year.

Approval:

Parties in Support: Energy Probe, SEC, VECC

Parties Taking No Position: N/A

Evidence: The evidence in relation to this issue includes the following:

5-1-1-2	Cost of Debt
4-3-5-1	Interest Expense
10-1-1-177	Board Staff IR #93 - Capital Structure and Short-term Debt
10-1-1-180	Board Staff IR #94 - Capital Structure and Short-term Debt
10-3-1-32	SEC IR #19 - Interest Expense
11-1-1-51	Board Staff Supplemental IR #24

2.2 Cost of Equity

Complete Settlement: There is an agreement to settle this issue as follows:

In its application, GLPT initially proposed a return on equity of 10.5% for the Test Year. Subsequent to the release of the *Report of the Board on the Cost of Capital for Ontario's Regulated Utilities* ("Cost of Capital Report"), in response to Board Staff IR #92(i), GLPT indicated that it was no longer proposing an ROE of 10.5%. Rather, GLPT expressed its view that the Board should apply the methodology as set out in the Board's Cost of Capital Report as this will provide a fair return. As shown in response to Board Staff IR #92(ii), the current deemed equity rate, based on the Cost of Capital Parameter Update letter published by the Board on February 24, 2010, is 9.85%.

For the purpose of obtaining a complete settlement of all issues but one, the Parties agree that a return on equity of 9.85% should be adopted by the Board for purposes of determining GLPT's rates for the 2010 Test Year.

Approval:

Parties in Support: Energy Probe, SEC, VECC

Parties Taking No Position: N/A

Evidence: The evidence in relation to this issue includes the following:

5-1-1-6 Cost of Equity
10-1-1-175 Board Staff IR #92 - Cost of Capital

2.3 Capital Structure

Complete Settlement: There is an agreement to settle this issue as follows:

GLPT's most recently approved capital structure is 55% debt and 45% equity. In the *Report of the Board on Cost of Capital and 2nd Generation Incentive Regulation for Ontario's Electricity Distributors*, the Board allowed a transition period for utilities moving from any structure that was not 60% debt and 40% equity. Based on this approach, in its application GLPT initially proposed a two year transition period under which it proposed a capital structure of 57.5% debt and 42.5% equity for the Test Year with a target of implementing a structure of 60% debt and 40% equity in 2011.

Following the release of the Board's Cost of Capital Report in December 2009, GLPT indicated in response to Board Staff IR #94 that it was revising its proposal with respect to capital structure so as to reflect the direction set out in the Cost of Capital Report. In particular, GLPT stated that it proposed to maintain its existing structure of 55% debt and 45% equity. GLPT further explained its revised proposal in response to Board Staff Supplemental IR #23.

For the purpose of obtaining a complete settlement of all issues but one, the Parties have agreed that GLPT should transition toward a capital structure of 60% debt (comprised of 4% short-term and 56% long-term) and 40% equity. To make this transition, the Parties agree that for the 2010 Test Year GLPT should adopt a capital structure of 57.5% debt (comprised of 4% short-term debt and 53.5% long-term debt) and 42.5% equity. GLPT has indicated that it intends to file an application for 2011 and 2012 rates. As such, GLPT agrees that in its 2011 application it will adopt the target capital structure of 60% debt (comprised of 4% short-term debt and 56% long-term debt) and 40% equity.

Approval:

Parties in Support: Energy Probe, SEC, VECC

Parties Taking No Position: N/A

Evidence: The evidence in relation to this issue includes the following:

5-1-1-1	Capital Structure
10-1-1-180	Board Staff IR #94
11-1-1-49	Board Staff Supplemental IR #23

3 Cost of Service for the Test Year

In its application, GLPT initially proposed total Test Year Operating costs of \$21,777,700. As shown in Table 4-1-1A, this was comprised of the following components:

- Operations, Maintenance and Administration (\$11,105,600)
- Depreciation and Amortization (\$7,406,900)
- Income Taxes (\$2,861,500)
- Capital and Property Taxes (\$403,700)

Operations, Maintenance & Administration expenses (OM&A) are considered in 3.1 of this Settlement Agreement, below.

Depreciation and Amortization expenses are considered in 3.2 of this Settlement Agreement.

Income Taxes, as well as Capital and Property Taxes, are considered together in 3.3 of this Settlement Agreement.

3.1 Operations, Maintenance & Administration

Complete Settlement: There is an agreement to settle this issue as follows:

As indicated above, GLPT initially proposed Test Year Operating costs that included OM&A costs of \$11,105,600.

For the purpose of obtaining a complete settlement of all issues but one, the Parties have agreed that GLPT's OM&A expenses for the Test Year, as described herein, should be reduced to \$9,000,000. The Parties further agree that the Board should approve the recovery of this amount by GLPT in rates for 2010.

As noted, GLPT has indicated that it intends to file an application for 2011 and 2012 rates. GLPT agrees that in doing so GLPT will not seek OM&A increases in excess of 2.5% per year for each of 2011 and 2012.

GLPT has accepted the challenge of reducing its forecasted OM&A in light of this settlement. GLPT has undertaken a preliminary review of its forecasted OM&A expenditures and is confident that it will be able to reduce its forecasted expenditures without putting the safety, reliability or sufficiency of its service at risk and without affecting its ability to maintain compliance with applicable regulatory requirements now in effect. In addition, GLPT will consider whether certain of its forecasted OM&A expenditures may be appropriately transferred to

the Renewable Energy Deferral Account established pursuant to EB-2009-0409. The Parties have agreed that any OM&A expenditures that GLPT transfers to such deferral account will be subject to the Board's determinations with respect to that account, and will be recoverable from ratepayers if and only if the Board determines that the expenditures were appropriate included in the account.

Approval:

Parties in Support: Energy Probe, SEC, VECC

Parties Taking No Position: N/A

Evidence: The evidence in relation to this issue includes the following:

4-1-1	Summary of Operating Costs
4-2-1	OM&A Overview
4-2-1-38	OM&A Overview - Appendix 'A' - GLPT Operations Cost Analysis by First Quartile Consulting
4-2-2	OM&A Variance Analysis
4-2-4	Shared Services and Corporate Cost Allocation
10-1-1-5	Board Staff IR #3 - OSCC Staff Reduction
10-1-1-7	Board Staff IR #4 - NERC training for OSCC staff
10-1-1-9	Board Staff IR #5 to #7 - FQC Benchmarking Report
10-1-1-13	Board Staff IR #8 and #9 - Vegetation Management
10-1-1-20	Board Staff IR #10 - Corporate Cost Allocation re Executive Management Team
10-1-1-23	Board Staff IR #12 - Natural Business Growth
10-1-1-28	Board Staff IR #13 - Green Energy and Green Economy Act
10-1-1-29	Board Staff IR #14 - Contracted Staff Increase 2007-2008
10-1-1-31	Board Staff IR #15 - Variance Analysis
10-1-1-33	Board Staff IR #16 - Time Spent on Operations and Maintenance
10-1-1-34	Board Staff IR #17 - Old Share assigned to OSCC
10-1-1-35	Board Staff IR #18 - Account 4815/4910
10-1-1-38	Board Staff IR #19 - Account 4916 and 4830/4930/4935
10-1-1-67	Board Staff IR #34 - OSCC Usage
10-1-1-68	Board Staff IR #35 - Office Complex Use and Cost Allocation
10-1-1-69	Board Staff IR #36 - Cost Sharing with Affiliates
10-1-1-70	Board Staff IR #37 - Allocation of COO Costs
10-1-1-72	Board Staff IR #38 - Allocation of SCADA Equipment
10-1-1-74	Board Staff IR #39 - Corporate Cost Allocation from Parent of \$298,571
10-1-1-78	Board Staff IR #41 - OSCC Operational Prudence and Cost Responsibility

10-1-1-83	Board Staff IR #42 - OSCC Transmission and Distribution Cost Allocation
10-3-1-22	SEC IR #14 - OM&A Variance Analysis
10-3-1-26	SEC IR #17 - Shared Services and Corporate Cost Allocation
11-1-1-1	Board Staff Supplemental IR #1 - Executive Costs
11-1-1-2	Board Staff Supplemental IR #2 - Natural Business Growth
11-1-1-4	Board Staff Supplemental IR #3 - Office Complex
11-1-1-14	Board Staff Supplemental IR #8 - OSCC
11-3-1-11	SEC Supplemental IR #11 - Corporate Cost Allocation
11-3-1-12	SEC Supplemental IR #12 - Fibre Optic Network
11-3-1-27	SEC Supplemental IR #23 - SCADA Lease
11-3-1-38	SEC Supplemental IR #33 - SCADA Agreement
JT1.6	Undertaking Response re OSCC
JT1.10	Undertaking Response re SCADA Lease Agreement

3.2 Depreciation and Amortization

Complete Settlement: There is an agreement to settle this issue as follows:

For the purpose of obtaining a complete settlement of all issues but one, the Parties agree that the Board should accept GLPT's proposed calculation of the depreciation expense for the Test Year of \$7,406,900.

Approval:

Parties in Support: Energy Probe, SEC, VECC

Parties Taking No Position: N/A

Evidence: The evidence in relation to this issue includes the following:

2-1-1-78	Amortization Policy
2-3-1	Accumulated Depreciation
4-2-6	Depreciation and Amortization
10-1-1-85	Board Staff IR #43 - Depreciation and Amortization Expense
11-3-1-30	SEC Supplemental IR #26

3.3 Capital, Property and Income Taxes

Partial Settlement: There is an agreement to settle this issue as follows:

In its initial application, GLPT:

- Calculates its capital tax expense for the Test Year as \$145,500. The calculation of this amount is described in 4-3-3;
- Calculates its property tax expense for the Test Year as \$258,200. The calculation of this amount is described in 4-3-4; and
- Calculates its income tax expense for the Test Year as \$2,861,500. The calculation of this amount is described in 4-3-2.

Capital and Property Tax

For the purpose of obtaining a complete settlement of all issues but one, the Parties agree that GLPT's calculations of capital and property taxes described herein, which total \$403,700, are appropriate and should be included as part of its cost of service for the Test Year.

Income Tax

In its application, GLPT initially calculated its income tax allowance as \$2,861,500 as set out in 4-3-2. An important component of this calculation is the Capital Cost Allowance ("CCA"), which is deducted from income in calculating the income tax provision for recovery.

To calculate its income tax expense, GLPT initially proposed that the calculation of CCA for regulatory purposes should disregard the income tax effect of the 2008 non-arm's length sale of the transmission assets by GLPL to GLPT, and treat CCA for regulatory purposes as though the assets were acquired by GLPT at "tax book value" (i.e. historic undepreciated capital cost or "UCC"). This did not include the increase in rate base that resulted from a revaluation of assets in 1996. This approach results in a CCA deduction of approximately \$9.7 million.

The Parties have agreed that the calculation of CCA for regulatory purposes commencing in 2010 should incorporate the income tax effect of the 2008 sale, which increases the UCC available for deduction as of March 12, 2008 and effectively includes in the opening UCC post-2008 the upward revaluation of assets from 1996. As a result, the Parties agree that the CCA deduction to be used

in calculating GLPT's income tax provision for recovery in the 2010 Test Year is approximately \$11.7 million.

Due to the aforementioned change in the method to be used for calculating CCA, and the changes in the cost of capital set out elsewhere in this Agreement, GLPT's revised proposed income tax allowance for the Test Year is \$1,729,806.

As noted in the preamble to this Settlement Agreement, the one issue that remains unsettled and which the Parties have agreed should be the subject of a hearing before the Board is the issue of whether GLPT is entitled to recover an amount in respect of income tax expense for the 2010 Test Year. The amount at issue for this hearing is the revised income tax allowance for the Test Year described above, being \$1,729,806.

Approval:

Parties in Support: Energy Probe, SEC, VECC

Parties Taking No Position: N/A

Evidence: The evidence in relation to this issue includes the following:

4-3-1	Tax Overview
4-3-2	Income Tax
4-3-3	Capital Tax
4-3-4	Property Tax
10-1-1-92	Board Staff IRs #45 to #61, inclusive
10-2-1-8	VECC IR #8 - Income Tax
10-3-1-30	SEC IR #18 - Income Tax
11-1-1-15	Board Staff Supplemental IR #9 to #19, inclusive
11-3-1-5	SEC Supplemental IR #5 to 7, inclusive
11-3-1-32	SEC Supplemental IR #28

4 Revenues and Charge Determinant Forecast

4.1 Revenues and Charge Determinant Forecast

Complete Settlement: There is an agreement to settle this issue as follows:

As described in 8-1-1, GLPT employed a methodology for developing a charge determinant forecast for its directly connected customers. As described in 8-2-1, this forecasting methodology was then combined with the approved charge determinants for Ontario's other three electricity transmitters in order to derive the Uniform Transmission Rate in Ontario (the "UTR"). GLPT's proposed annual charge determinants, which have been updated in accordance with Hydro One's 2010 charge determinant forecast in EB-2008-0272, are as follows:

	Proposed Annual Charge Determinants (MW)		
	Network	Line Connection	Transformation Connection
GLPT	4,019.797	2,939.425	1,057.605
All Transmitters	247,035.950	238,309.948 Per Board Staff Calculation	204,631.610

The Parties agree that the proposed charge determinants presented in the above table, are appropriate and should be accepted by the Board.

Approval:

Parties in Support: N/A

Parties Taking No Position: SEC, VECC, Energy Probe

Evidence: The evidence in relation to this issue includes the following:

3-1-1	Operating Revenue
3-1-2	Other Revenue
8-1-1	Charge Determinant Forecast
10-1-1-183	Board Staff IR #96 - Charge Determinants
10-1-1-186	Board Staff IR #97 - Transmitter Reconciliation Final Data
10-1-1-190	Board Staff IR #98 - Transmission Revenue Streams
11-1-1-54	Board Staff Supplemental IR #25 (response at Appendix 25)
JT1.3	Undertaking Response re Seasonality Effect of Load Forecast

5 Rate Recovery of Revenue Requirement

5.1 Rate Implementation Date

Complete Settlement: There is an agreement to settle this issue as follows:

In its application, GLPT requested that its existing rates be made interim effective January 1, 2010 and that its proposed rates be made effective as of January 1, 2010. On January 29, 2010 the Board issued Procedural Order #1, which included a decision declaring GLPT's rates interim as of January 1, 2010.

For the purpose of obtaining a complete settlement of all issues but one, the Parties have agreed that GLPT's revised 2010 rates should be made effective as of January 1, 2010.

Approval:

Parties in Support: Energy Probe, SEC, VECC

Parties Taking No Position: N/A

Evidence: The evidence in relation to this issue includes the following:

1-1-2 Application

5.2 Cost Allocation

Complete Settlement: There is an agreement to settle this issue as follows:

GLPT proposes to allocate its incremental revenue requirement to the asset pools by applying the same proportions as set out in the current Ontario Transmission Rate Schedules, which were issued on July 3, 2009 as part of the Board's Decision and Order in EB-2008-0272.

For the purpose of obtaining a complete settlement of all issues but one, the Parties agree that GLPT's allocation of its incremental revenue requirement to the asset pools should be adopted by the Board.

Approval:

Parties in Support: Energy Probe, SEC, VECC

Parties Taking No Position: N/A

Evidence: The evidence in relation to this issue includes the following:

8-2-1 Calculation of Uniform Transmission Rates

5.3 Revenue Deficiency Deferral Account

Complete Settlement: There is an agreement to settle this issue as follows:

As noted in section 5.1 of this Settlement Agreement, GLPT in its application requested that its existing rates be made interim effective January 1, 2010 and that its proposed rates be made effective as of January 1, 2010. GLPT further requested authorization to establish a deferral account to record revenue requirement deficiencies incurred from January 1, 2010 until the date that GLPT's proposed 2010 rates are implemented. Also as noted in section 5.1 of this Settlement Agreement, on January 29, 2010 the Board issued Procedural Order #1, which included a decision declaring GLPT's rates interim as of January 1, 2010. For the purpose of obtaining a complete settlement of all issues but one, the Parties have agreed that GLPT should recover its proposed revenue requirement effective as of January 1, 2010.

For the purpose of obtaining a complete settlement of all issues but one, the Parties agree that a deferral account should be established to record any deficiency or sufficiency for the period commencing January 1, 2010 to the date that the revised 2010 rates (reflecting GLPT's proposed new revenue requirement) are implemented, together with carrying costs, such carrying costs being based upon the applicable Board prescribed interest rate.

As explained in section 6.3 of this Settlement Agreement, GLPT proposes to recover or pay, as the case may be, the balance of the Revenue Deficiency/Sufficiency Deferral Account, as at the date of implementation, through an offset or addition to the amounts GLPT proposes to credit to ratepayers over a three-year period based on the aggregate balance of GLPT's existing deferral and variance accounts.

Approval:

Parties in Support: Energy Probe, SEC, VECC

Parties Taking No Position: N/A

Evidence: The evidence in relation to this issue includes the following:

See Appendix 'A' of this Settlement Agreement at Lines 1 and 22 of the Revenue Sufficiency/Deficiency Table.

6 Variance and Deferral Accounts

6.1 Existing Variance and Deferral Accounts

Complete Settlement: There is an agreement to settle this issue as follows:

GLPT proposes to disburse its December 31, 2008 audited balances in its existing variance and deferral accounts, along with forecasted accruals and carrying charges to December 31, 2009. The aggregate balance of the accounts is \$2,962,700 to the credit of ratepayers, as set out below. The proposed methodology for disbursement is considered under issue 6.3 of this Settlement Agreement.

Account 1505 - Unrecovered Plant

This account has been used to record costs associated with readily identifiable assets that were used and useful, but which were retired in 2005 as a result of the Reinforcement Project and recovered over a 5-year period. GLPT explains in 9-1-2 that the closing balance as at December 31, 2009 which GLPT proposes to disburse, as shown in Table 9-1-2B, is a credit of \$71,368 to the benefit of ratepayers. In addition, for the purpose of obtaining a complete settlement of all issues but one, the Parties agree that in consideration of settlement GLPT will credit to ratepayers under this Account 1505 a further amount of \$3,063,900. This represents the costs recovered in respect of asset retirement that relate to the revaluation of assets in 1996.

Account 1508 - Other Regulatory Assets

This Account 1508 includes two sub-accounts. The Wholesale Meter Services Rebates sub-account was established to enable GLPT to provide rebates to certain metered market participants that were subject to duplicate charges for wholesale metering as a result of transitional provisions under the Market Rules following market opening. The Stakeholder Related Costs sub-account was established to cover costs of retaining a third-party consultant to review and report on cost allocation and transfer pricing, as agreed upon in the Settlement Agreement in EB-2005-0241. GLPT explains in 9-1-3 that the closing balance as at December 31, 2009 which GLPT proposes to disburse, as shown in Table 5-1-3C, is a credit of \$105,401 to the benefit of ratepayers. This is the net balance comprised of \$122,102 payable to ratepayers under the Wholesale Meter Services Rebates sub-account and \$16,701 receivable by GLPT under the Stakeholder Related Costs sub-account.

Account 1574 - Deferred Rate Impact Amounts

This account was established to record the revenue deficiency incurred by GLPT, plus carrying charges, under currently approved transmission rates beginning January 1, 2005. GLPT explains in 9-1-4 that the closing balance as at December 31, 2009 which GLPT proposes to disburse, as shown in Table 9-1-4A, is a credit of \$2,577,664 to the benefit of ratepayers.

Accounts 1562 and 1592 - Changes in Large Corporations Tax

The Board created these accounts to deal with changes in tax legislation and tax rules with respect to PILs and taxes. Account 1562 applies to entries up to and including April 30, 2006, while Account 1592 relates to tax changes that affect the period after April 30, 2006. GLPT explains in 9-1-5 that the closing balances as at December 31, 2009 which GLPT proposes to disburse, as shown in Tables 9-1-5C and 9-1-5D, are \$30,360 to the credit of GLPT for Account 1562 and \$1,280,078 to the credit of ratepayers for Account 1592, resulting in a net balance to the credit of ratepayers of \$1,249,718.

Account 1572 - Extraordinary Event Costs

As part of acquiring the transmission assets, GLPT incurred costs, which are recorded in Account 1572. These costs arose because of the unique circumstance of Section 71 of the *Ontario Energy Board Act* and the expiration of a legislative exemption to it that had previously been available. GLPT explains in 9-1-6 that the closing balance as at December 31, 2009 which GLPT proposes to disburse, as shown in Table 9-1-6A, is \$1,041,454 recoverable by GLPT from ratepayers.

For the purpose of obtaining a complete settlement of all issues but one, the Parties agree that the Board should accept and approve such amounts for disbursement.

Approval:

Parties in Support: Energy Probe, SEC, VECC

Parties Taking No Position: N/A

Evidence: The evidence in relation to this issue includes the following:

- 9-1-1 Deferral and Variance Accounts - Overview
- 9-1-2 Account 1505 - Unrecovered Plant
- 9-1-3 Account 1508 - Other Regulatory Assets

9-1-4	Account 1574 - Deferred Rate Impact Amounts
9-1-5	Accounts 1562 & 1592 - Changes in Large Corporations Tax
9-1-6	Account 1572 - Extraordinary Event Costs
10-1-1-197	Board Staff IR #101 - Authority re Use of Accounts 1562 and 1592
10-1-1-198	Board Staff IR #102 - Disposition of Deferral and Variance Accounts
10-1-1-203	Board Staff IR #106 - Disposition of Account 1572

6.2 New Variance and Deferral Accounts

Complete Settlement: There is an agreement to settle this issue as follows:

In its application, GLPT requests approval to establish the following five new deferral or variance accounts:

- Pension Cost Variance Account
- OEB Cost Assessment Variance Account
- Infrastructure Investment, Green Energy Initiatives and Preliminary Planning Deferral Account
- Property Taxes and Use and Occupation Fee Variance Account
- IFRS Transition Deferral Account

In its application, GLPT further requested an accounting order to establish a deferral account to record revenue requirement deficiencies incurred from January 1, 2010 until GLPT's proposed 2010 rates are implemented. This is discussed in section 5.2 of this Settlement Agreement.

The Parties agree that GLPT should not establish the proposed Pension Cost Variance Account.

On March 25, 2010, in EB-2009-0409, the Board issued its Decision and Order authorizing GLPT to establish a "Renewable Energy Deferral Account" with sub-accounts to record capital expenditures as well as OM&A expenses related to renewable generation connection, system planning, and infrastructure investment arising from the *Green Energy and Green Economy Act, 2009*.

With respect to the remaining accounts that have been requested, for the purpose of obtaining a complete settlement of all issues but one, the Parties agree that the Board should authorize GLPT to establish and record costs in these proposed new accounts as described in the evidence filed by GLPT in support of these requests.

Approval:

Parties in Support: Energy Probe, SEC, VECC

Parties Taking No Position: N/A

Evidence: The evidence in relation to this issue includes the following:

- 9-1-1 Deferral and Variance Accounts - Overview
- 9-2-1 Proposed Deferral and variance Accounts and Request for Direction

10-1-1-199 Board Staff IR #103 - New Deferral Accounts

6.3 Disbursal of Existing Variance and Deferral Accounts

Complete Settlement: There is an agreement to settle this issue as follows:

In its application, GLPT proposed to disburse the aggregate balance of the existing deferral and variance accounts over a three-year period, with the appropriate interest. The aggregate balance to which this applies (exclusive of the additional amount in Account 1505 of \$3,063,900, described below) is \$2,962,700. GLPT further proposes to partially offset or add to this amount so as to recover its revenue deficiency, or credit its revenue sufficiency, for the period between January 1, 2010 and the date that the revised Uniform Transmission Rates reflecting GLPT's new revenue requirement are implemented, as discussed in section 5.3 of this Settlement Agreement.

GLPT proposes that, in each of the three years following the implementation date, GLPT will reduce its revenue required from Uniform Transmission Rates by one third of the aggregate balance net of GLPT's revenue deficiency of sufficiency as discussed above.

In addition, as discussed in section 6.1 of this Settlement Agreement, the Parties agree that GLPT will credit to ratepayers an amount of \$3,063,900 under Account 1505. This will be disbursed to ratepayers over a period of five years with appropriate interest.

The Parties agree that GLPT's proposed methodology for disbursing the balances of existing variance and deferral accounts, as herein described, is appropriate and should be accepted and approved by the Board.

Approval:

Parties in Support: Energy Probe, SEC, VECC

Parties Taking No Position: N/A

Evidence: The evidence in relation to this issue includes the following:

- 9-1-1 Deferral and Variance Accounts - Overview
- 9-3-1 Disbursal of Existing Deferral and Variance Accounts
- 10-1-1-198 Board Staff IR #102 - Disposition of Deferral and Variance Accounts
- 10-1-1-202 Board Staff IR #105 - Rate Rider Determinations
- 10-1-1-203 Board Staff IR #106 - Disposition of Account 1572

APPENDIX 'A'

ISSUES LIST

ISSUES LIST

1

2

1. Calculation of Rate Base for the Test Year

3

(a) Capital Expenditures 2010

4

(b) Capital Expenditures 2009

5

(c) Capital Expenditures 2008

6

(d) Capital Expenditures 2007

7

(e) Working Cash Allowance

8

2. Cost of Capital For the Test Years

9

(a) Cost of Debt

10

(b) Cost of Equity

11

(c) Capital Structure

12

3. Cost of Service For the Test Years

13

(a) Operations, Maintenance & Administration

14

(b) Depreciation and Amortization

15

(c) Capital, Property and Income Taxes

16

4. Revenues and Charge Determinant Forecast

17

(a) Revenues and Charge Determinant Forecast

18

5. Rate Recovery of Revenue Requirement

19

(a) Rate Implementation Date

20

(b) Cost Allocation

21

(c) Revenue Deficiency Deferral Account

22

6. Variance and Deferral Accounts

23

(a) Existing Variance and Deferral Accounts

24

(b) New Variance and Deferral Accounts

25

(c) Disbursal of Existing Variance and Deferral Accounts

APPENDIX 'B'

**REVENUE REQUIREMENT WORK FORM -
REVISED TO REFLECT SETTLEMENT AGREEMENT**



REVENUE REQUIREMENT WORK FORM

Name of LDC: (1)
File Number:
Rate Year: Version: 1.0

Table of Content

<u>Sheet</u>	<u>Name</u>
A	<u>Data Input Sheet</u>
1	<u>Rate Base</u>
2	<u>Utility Income</u>
3	<u>Taxes/PILS</u>
4	<u>Capitalization/Cost of Capital</u>
5	<u>Revenue Sufficiency/Deficiency</u>
6	<u>Revenue Requirement</u>
7	<u>Bill Impacts</u>

Notes:

- (1) Pale green cells represent inputs
- (2) Please note that this model uses MACROS. Before starting, please ensure that macros have been enabled.

Copyright

This Revenue Requirement Work Form Model is protected by copyright and is being made available to you solely for the purpose of preparing or reviewing your draft rate order. You may use and copy this model for that purpose, and provide a copy of this model to any person that is advising or assisting you in that regard. Except as indicated above, any copying, reproduction, publication, sale, adaptation, translation, modification, reverse engineering or other use or dissemination of this model without the express written consent of the Ontario Energy Board is prohibited. If you provide a copy of this model to a person that is advising or assisting you in preparing or reviewing your draft rate order, you must ensure that the person understands and agrees to the restrictions noted above.



REVENUE REQUIREMENT WORK FORM

Name of LDC: Great Lakes Power Transmission LP

File Number: EB-2009-0408

Rate Year: 2010

Data Input (1)

	Application	Adjustments	Per Board Decision
1 Rate Base			
Gross Fixed Assets (average)	\$285,382,423 (4)	\$ -	\$285,382,423
Accumulated Depreciation (average)	(\$76,784,441) (5)	\$ -	(\$76,784,441)
Allowance for Working Capital:			
Controllable Expenses	\$11,105,600 (6)	(\$2,105,600)	\$9,000,000
Cost of Power	\$ -	\$ -	\$0
Working Capital Rate (%)	3.61%		4.46%
2 Utility Income			
Operating Revenues:			
Distribution Revenue at Current Rates	\$34,696,200		\$34,785,000
Distribution Revenue at Proposed Rates	\$38,907,826		\$35,141,618
Other Revenue:			
Specific Service Charges	\$ -		\$ -
Late Payment Charges	\$ -		\$ -
Other Distribution Revenue	\$ -		\$ -
Other Income and Deductions	\$7,200		\$7,200
Operating Expenses:			
OM+A Expenses	\$11,105,600	(\$2,105,600)	\$9,000,000
Depreciation/Amortization	\$7,406,900	\$ -	\$7,406,900
Property taxes	\$258,200	\$ -	\$258,200
Capital taxes	\$145,500		\$145,500
Other expenses	\$ -	\$ -	\$0
3 Taxes/PILs			
Taxable Income:			
Adjustments required to arrive at taxable income	(\$2,957,500) (3)		(\$4,899,016) (6)
Utility Income Taxes and Rates:			
Income taxes (not grossed up)	\$1,954,981		\$1,193,566
Income taxes (grossed up)	\$2,833,305		\$1,729,806
Capital Taxes	\$145,500		\$145,500
Federal tax (%)	18.00%		18.00%
Provincial tax (%)	13.00%		13.00%
Income Tax Credits	\$ -		\$ -
4 Capitalization/Cost of Capital			
Capital Structure:			
Long-term debt Capitalization Ratio (%)	55.0%		53.5%
Short-term debt Capitalization Ratio (%)	0.0% (2)		4.0% (2)
Common Equity Capitalization Ratio (%)	45.0%		42.5%
Preferred Shares Capitalization Ratio (%)	0.0%		0.0%
Cost of Capital			
Long-term debt Cost Rate (%)	6.87%		6.87%
Short-term debt Cost Rate (%)	2.07%		2.07%
Common Equity Cost Rate (%)	9.85%		9.85%
Preferred Shares Cost Rate (%)	0.00%		0.00%

Notes:

This input sheet provides all inputs needed to complete sheets 1 through 6 (Rate Base through Revenue Requirement), except for Notes that the utility may wish to use to support the components. Notes should be put on the applicable pages to understand the context of each such note.

- (1) All inputs are in dollars (\$) except where inputs are individually identified as percentages (%)
- (2) 4.0% unless an Applicant has proposed or been approved for another amount.
- (3) Net of addbacks and deductions to arrive at taxable income.
- (4) Average of Gross Fixed Assets at beginning and end of the Test Year
- (5) Average of Accumulated Depreciation at the beginning and end of the Test Year. Enter as a negative amount.
- (6) Updated CCA is \$11,667,316 instead of \$9,725,800, an increase of \$1,941,516 in CCA deduction available



REVENUE REQUIREMENT WORK FORM

Name of LDC: Great Lakes Power Transmission LP

File Number: EB-2009-0408

Rate Year: 2010

Rate Base

Line No.	Particulars		Application	Adjustments	Per Board Decision
1	Gross Fixed Assets (average)	(3)	\$285,382,423	\$ -	\$285,382,423
2	Accumulated Depreciation (average)	(3)	(\$76,784,441)	\$ -	(\$76,784,441)
3	Net Fixed Assets (average)	(3)	\$208,597,982	\$ -	\$208,597,982
4	Allowance for Working Capital	(1)	\$401,200	\$ -	\$401,200
5	Total Rate Base		\$208,999,182	\$ -	\$208,999,182

(1) Allowance for Working Capital - Derivation				
Controllable Expenses		\$11,105,600	(\$2,105,600)	\$9,000,000
Cost of Power		\$ -	\$ -	\$ -
Working Capital Base		\$11,105,600	(\$2,105,600)	\$9,000,000
Working Capital Rate %	(2)	3.61%		4.46%
Working Capital Allowance		\$401,200	\$ -	\$401,200

Notes

- (2) Generally 15%. Some distributors may have a unique rate due as a result of a lead-lag study.
 (3) Average of opening and closing balances for the year.



REVENUE REQUIREMENT WORK FORM

Name of LDC: Great Lakes Power Transmission LP

File Number: EB-2009-0408

Rate Year: 2010

Utility Income

Line No.	Particulars	Application	Adjustments	Per Board Decision
Operating Revenues:				
1	Distribution Revenue (at Proposed Rates)	\$38,907,826	(\$3,766,208)	\$35,141,618
2	Other Revenue (1)	\$7,200	\$ -	\$7,200
3	Total Operating Revenues	\$38,915,026	(\$3,766,208)	\$35,148,818
Operating Expenses:				
4	OM+A Expenses	\$11,105,600	(\$2,105,600)	\$9,000,000
5	Depreciation/Amortization	\$7,406,900	\$ -	\$7,406,900
6	Property taxes	\$258,200	\$ -	\$258,200
7	Capital taxes	\$145,500	\$ -	\$145,500
8	Other expense	\$ -	\$ -	\$ -
9	Subtotal	\$18,916,200	(\$2,105,600)	\$16,810,600
10	Deemed Interest Expense	\$7,901,632	(\$42,448)	\$7,859,184
11	Total Expenses (lines 4 to 10)	\$26,817,832	(\$2,148,048)	\$24,669,784
12	Utility income before income taxes	\$12,097,194	(\$1,618,160)	\$10,479,034
13	Income taxes (grossed-up)	\$2,833,305	(\$1,103,500)	\$1,729,806
14	Utility net income	\$9,263,889	(\$514,660)	\$8,749,228

Notes

(1)	Other Revenues / Revenue Offsets		
	Specific Service Charges	\$ -	\$ -
	Late Payment Charges	\$ -	\$ -
	Other Distribution Revenue	\$ -	\$ -
	Other Income and Deductions	\$7,200	\$7,200
	Total Revenue Offsets	\$7,200	\$7,200



REVENUE REQUIREMENT WORK FORM

Name of LDC: Great Lakes Power Transmission LP

File Number: EB-2009-0408

Rate Year: 2010

Ontario

Taxes/PILs

Line No.	Particulars	Application	Per Board Decision
<u>Determination of Taxable Income</u>			
1	Utility net income	\$9,263,889	\$8,749,228
2	Adjustments required to arrive at taxable utility income	(\$2,957,500)	(\$4,899,016)
3	Taxable income	<u>\$6,306,389</u>	<u>\$3,850,212</u>
<u>Calculation of Utility income Taxes</u>			
4	Income taxes	\$1,954,981	\$1,193,566
5	Capital taxes	<u>\$145,500</u>	<u>\$145,500</u>
6	Total taxes	<u>\$2,100,481</u>	<u>\$1,339,066</u>
7	Gross-up of Income Taxes	<u>\$878,325</u>	<u>\$536,240</u>
8	Grossed-up Income Taxes	<u>\$2,833,305</u>	<u>\$1,729,806</u>
9	PILs / tax Allowance (Grossed-up Income taxes + Capital taxes)	<u>\$2,978,805</u>	<u>\$1,875,306</u>
10	Other tax Credits	\$ -	\$ -
<u>Tax Rates</u>			
11	Federal tax (%)	18.00%	18.00%
12	Provincial tax (%)	<u>13.00%</u>	<u>13.00%</u>
13	Total tax rate (%)	<u>31.00%</u>	<u>31.00%</u>

Notes



REVENUE REQUIREMENT WORK FORM

Name of LDC: Great Lakes Power Transmission LP

File Number: EB-2009-0408

Rate Year: 2010

Ontario

Capitalization/Cost of Capital

Line No.	Particulars	Capitalization Ratio		Cost Rate	Return
Application					
		(%)	(\$)	(%)	(\$)
Debt					
1	Long-term Debt	55.00%	\$114,949,550	6.87%	\$7,901,632
2	Short-term Debt	0.00%	\$ -	2.07%	\$ -
3	Total Debt	55.00%	\$114,949,550	6.87%	\$7,901,632
Equity					
4	Common Equity	45.00%	\$94,049,632	9.85%	\$9,263,889
5	Preferred Shares	0.00%	\$ -	0.00%	\$ -
6	Total Equity	45.00%	\$94,049,632	9.85%	\$9,263,889
7	Total	100%	\$208,999,182	8.21%	\$17,165,521
Per Board Decision					
		(%)	(\$)	(%)	
Debt					
8	Long-term Debt	53.50%	\$111,814,562	6.87%	\$7,686,133
9	Short-term Debt	4.00%	\$8,359,967	2.07%	\$173,051
10	Total Debt	57.50%	\$120,174,530	6.54%	\$7,859,184
Equity					
11	Common Equity	42.5%	\$88,824,652	9.85%	\$8,749,228
12	Preferred Shares	0.0%	\$ -	0.00%	\$ -
13	Total Equity	42.5%	\$88,824,652	9.85%	\$8,749,228
14	Total	100%	\$208,999,182	7.95%	\$16,608,413

Notes

(1) 4.0% unless an Applicant has proposed or been approved for another amount.



REVENUE REQUIREMENT WORK FORM

Name of LDC: Great Lakes Power Transmission LP

File Number: EB-2009-0408

Rate Year: 2010

Ontario

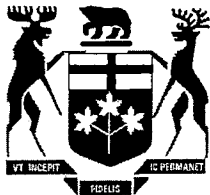
Revenue Sufficiency/Deficiency

Line No.	Particulars	Per Application		Per Board Decision	
		At Current Approved Rates	At Proposed Rates	At Current Approved Rates	At Proposed Rates
1	Revenue Deficiency from Below		\$4,211,626		\$356,618
2	Distribution Revenue	\$34,696,200	\$34,696,200	\$34,785,000	\$34,785,000
3	Other Operating Revenue Offsets - net	\$7,200	\$7,200	\$7,200	\$7,200
4	Total Revenue	\$34,703,400	\$38,915,026	\$34,792,200	\$35,148,818
5	Operating Expenses	\$18,916,200	\$18,916,200	\$16,810,600	\$16,810,600
6	Deemed Interest Expense	\$7,901,632	\$7,901,632	\$7,859,184	\$7,859,184
	Total Cost and Expenses	\$26,817,832	\$26,817,832	\$24,669,784	\$24,669,784
7	Utility Income Before Income Taxes	\$7,885,568	\$12,097,194	\$10,122,416	\$10,479,034
	Tax Adjustments to Accounting				
8	Income per 2009 PILs	(\$2,957,500)	(\$2,957,500)	(\$4,899,016)	(\$4,899,016)
9	Taxable Income	\$4,928,068	\$9,139,694	\$5,223,400	\$5,580,018
10	Income Tax Rate	31.00%	31.00%	31.00%	31.00%
11	Income Tax on Taxable Income	\$1,527,701	\$2,833,305	\$1,619,254	\$1,729,806
12	Income Tax Credits	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
13	Utility Net Income	\$6,357,867	\$9,263,889	\$8,503,162	\$8,749,228
14	Utility Rate Base	\$208,999,182	\$208,999,182	\$208,999,182	\$208,999,182
	Deemed Equity Portion of Rate Base	\$94,049,632	\$94,049,632	\$88,824,652	\$88,824,652
15	Income/Equity Rate Base (%)	6.76%	9.85%	9.57%	9.85%
16	Target Return - Equity on Rate Base	9.85%	9.85%	9.85%	9.85%
	Sufficiency/Deficiency in Return on Equity	-3.09%	0.00%	-0.28%	0.00%
17	Indicated Rate of Return	6.82%	8.21%	7.83%	7.95%
18	Requested Rate of Return on Rate Base	8.21%	8.21%	7.95%	7.95%
19	Sufficiency/Deficiency in Rate of Return	-1.39%	0.00%	-0.12%	0.00%
20	Target Return on Equity	\$9,263,889	\$9,263,889	\$8,749,228	\$8,749,228
21	Revenue Sufficiency/Deficiency	\$2,906,022	\$ -	\$246,066	\$ -
22	Gross Revenue Sufficiency/Deficiency	\$4,211,626 (1)		\$356,618 (1)	

Notes:

(1) Revenue Sufficiency/Deficiency divided by (1 - Tax Rate)

The deficiency reflected in the table above does not reflect collection or repayment of any regulatory assets or liabilities



Ontario

REVENUE REQUIREMENT WORK FORM

Name of LDC: Great Lakes Power Transmission LP

File Number: EB-2009-0408

Rate Year: 2010

Revenue Requirement

Line No.	Particulars	Application	Per Board Decision
1	OM&A Expenses	\$11,105,600	\$9,000,000
2	Amortization/Depreciation	\$7,406,900	\$7,406,900
3	Property Taxes	\$258,200	\$258,200
4	Capital Taxes	\$145,500	\$145,500
5	Income Taxes (Grossed up)	\$2,833,305	\$1,729,806
6	Other Expenses	\$ -	\$ -
7	Return		
	Deemed Interest Expense	\$7,901,632	\$7,859,184
	Return on Deemed Equity	\$9,263,889	\$8,749,228
8	Distribution Revenue Requirement before Revenues	\$38,915,026	\$35,148,818
9	Distribution revenue	\$38,907,826	\$35,141,618
10	Other revenue	\$7,200	\$7,200
11	Total revenue	\$38,915,026	\$35,148,818
12	Difference (Total Revenue Less Distribution Revenue Requirement before Revenues)	\$ - (1)	\$ - (1)

Notes

(1) Line 11 - Line 8



REVENUE REQUIREMENT WORK FORM

Name of LDC: Great Lakes Power Transmission LP

File Number: EB-2009-0408

Rate Year: 2010

		Selected Delivery Charge and Bill Impacts Per Draft Rate Order								
		Monthly Delivery Charge					Total Bill			
		Current	Per Draft Rate Order	Change			Current	Per Draft Rate Order	Change	
				\$	%				\$	%
Residential	800 kWh/month			\$	-			\$	-	
GS < 50kW	2000 kWh/month			\$	-			\$	-	

Notes:

Tab 16

2011 CarswellOnt 6794
Ontario Environmental Review Tribunal

Erickson v. Ontario (Director, Ministry of Environment)

2011 CarswellOnt 6794, [2011] O.E.R.T.D. No. 29, 61 C.E.L.R. (3d) 1

In the matter of appeals by Katie Brenda Erickson and Chatham-Kent Wind Action Inc. filed on November 29, 2010 for a Hearing before the Environmental Review Tribunal pursuant to section 142.1 of the Environmental Protection Act, R.S.O. 1990, c. E.19, as amended with respect to a Renewable Energy Approval issued by the Director, Ministry of the Environment, on November 10, 2010 to Kent Breeze Corp. and MacLeod Windmill Project Inc. (Kent Breeze Wind Farms) c/o Suncor Energy Services Inc. under section 47.5 of the Environmental Protection Act, regarding the construction, installation, operation, use and retiring of eight wind turbine generators located at Part Lots 8-11, Concession 1 and Part Lots 4-6, Concession 1 & 2, in the Township of Camden, Municipality of Chatham-Kent, Ontario

In the matter of a Hearing held on February 1, 2, 9, 10, 11, 15, and 16; March 2, 4, 11, 22, 23, 25, 29, 30, and 31; and May 26, 2011 in the Council Chambers, Municipality of Chatham-Kent, Civic Centre, 315 King Street West, Chatham, Ontario and in Hearing Rooms 16-1 and 16-3, 16th Floor, 655 Bay Street, Toronto, Ontario

Jerry V. DeMarco Chair, Paul Muldoon V-Chair

Heard: February 1-2, 9-11, 15-16, 2011; March 2, 4, 11, 22-23, 25, 29-31, 2011; May 26, 2011

Judgment: July 18, 2011

Docket: 10-121/10-122

Counsel: Eric Gillespie, Julia Croome, Graham Andrews (Articling Student) for Appellants, Katie Brenda Erickson, Chatham-Kent Wind Action Inc.

Frederika Rotter, Andrea Huckins, Anne Sabourin (Articling Student), Tanya Nayler (Articling Student) for Director, Ministry of the Environment

Albert Engel, Rodney Northey, Jay Headrick for Renewable Energy Approval Holder, Kent Breeze Corp., MacLeod Windmill Project Inc. (Kent Breeze Wind Farms) c/o Suncor Energy Services Inc.

Subject: Environmental; Evidence

Related Abridgment Classifications

Environmental law

[III Statutory protection of environment](#)

[III.2 Approvals, licences and orders](#)

[III.2.j Noise](#)

Environmental law

[III Statutory protection of environment](#)

[III.2 Approvals, licences and orders](#)

[III.2.m Appeals](#)

[III.2.m.iv Practice and procedure](#)

[III.2.m.iv.A Standing](#)

Environmental law

III Statutory protection of environment**III.2** Approvals, licences and orders**III.2.m** Appeals**III.2.m.iv** Practice and procedure**III.2.m.iv.B** Evidence

Environmental law

III Statutory protection of environment**III.2** Approvals, licences and orders**III.2.t** Miscellaneous

Evidence

II Proof**II.4** Standard**II.4.b** Balance of probabilities**II.4.b.iv** Miscellaneous

Evidence

XVI Opinion**XVI.4** Experts**XVI.4.d** Qualification of expert**XVI.4.d.ii** Miscellaneous**Headnote**

Environmental law --- Statutory protection of environment — Approvals, licences and orders — Miscellaneous

Ministry issued renewable energy approval regarding construction, installation, operation, use and retiring of eight wind turbine generators — Appeals were brought with respect to renewable energy approval — Appeals dismissed — Appellants did not show that engaging in project in accordance with renewable energy approval would cause serious harm to human health as required by s. 145.2.1(2)(a) of Environmental Protection Act — Risks concerning tower collapse, blade failure/throw, and ice fall/throw did not occur commonly enough to lead to conclusion that serious harm to human health from such risks "will" occur at project — There was no evidence that there were particular factors or convergence of factors to suggest that shadow flicker would cause serious harm to human health at project — Evidence did not show that engaging in project would cause serious harm to human health with respect to direct impacts such as hearing loss — Indirect health impacts, such as stress and other symptoms arising from exposure to noise, were included in test for serious harm — There was insufficient evidence to suggest that there would be serious harm to human health if Ministry noise guidelines were followed — Appellants did not demonstrate that one risk or combination of risks was likely to occur at rate where it could be said on balance of probabilities that at least one type of serious harm to human health would be caused — Although appellants focused most of their concerns on effect of project on non-participating receptors, they also failed to show that serious harm to human health would occur at participating receptor — It was not shown that project would cause serious harm to human health if approval authority was unable to properly predict, measure or assess sound including audible noise and/or low frequency noise and/or infrasound — Appellants did not prove that serious harm would be caused with reference to approval's alleged non-compliance with authority's statement of environmental values — Appellants raised valid concerns about process by which application was assessed in light of statement, but this was not enough to satisfy s. 145.2.1 test and provide jurisdiction to tribunal to make changes to approval decision.

Environmental law --- Statutory protection of environment — Approvals, licences and orders — Noise

Ministry issued renewable energy approval regarding construction, installation, operation, use and retiring of eight wind turbine generators — Appeals were brought with respect to renewable energy approval — Appeals dismissed — Appellants did not show that engaging in project in accordance with renewable energy approval would cause serious harm to human health as required by s. 145.2.1(2)(a) of Environmental Protection Act — Evidence did not show that engaging in project would cause serious harm to human health with respect to direct impacts such as hearing loss — Indirect health impacts, such as stress and other symptoms arising from exposure to noise, were included in test for serious harm — Appellants could attempt to satisfy s. 145.2.1(2) test even if there was uncertainty about specific mechanism that caused alleged health effects — There was insufficient evidence to suggest that there would be serious harm to human health if

Ministry noise guidelines were followed — There was insufficient evidence to show that serious harm to human health would be caused by exposure to noise below 40 dB at project — Enough questions were raised about study presented to suggest that study did not meet legal threshold that wind turbine noise would cause serious harm to human health at 550 m setback at project — Some risks, such as chronic stress and sleep deprivation, were worthy of further study, but evidence at hearing did not show, at this stage of research, that they would be caused in case at bar — Although appellants focused most of their concerns on effect of project on non-participating receptors, they also failed to show that serious harm to human health would occur at participating receptor — It was not shown that project would cause serious harm to human health if approval authority was unable to properly predict, measure or assess sound including audible noise and/or low frequency noise and/or infrasound — At best, one could conclude that prediction of noise levels would not be completely accurate and that measurements and assessments would be hampered by technology available and very nature of sound and noise.

Environmental law --- Statutory protection of environment — Approvals, licences and orders — Appeals — Practice and procedure — Standing

Ministry issued renewable energy approval regarding construction, installation, operation, use and retiring of eight wind turbine generators — Appeals were brought with respect to renewable energy approval — Appeals dismissed on other grounds — Both individual appellant and corporate appellant had standing — Test for standing was one explicitly set out in s. 142.1 of Environmental Protection Act — There was, therefore, no need to look to other general tests for standing or public interest standing — Appellants were "persons resident in Ontario" who did not have right of appeal under s. 139 of Act — Both arms of standing test were met.

Environmental law --- Statutory protection of environment — Approvals, licences and orders — Appeals — Practice and procedure — Evidence

Ministry issued renewable energy approval regarding construction, installation, operation, use and retiring of eight wind turbine generators — Appeals were brought with respect to renewable energy approval — Appeals dismissed on other grounds — Although one of respondents took issue with appellants calling evidence concerning other projects, tribunal did not read s. 145.2.1(2) of Environmental Protection Act as narrowly as respondent — Evidence gathered from other projects was admissible and useful so long as it was used as input into evidence concerning predicted effects of project under appeal — Nothing in legal test stipulated that evidence about harm that would be caused by project can only come from evidence about proposed project itself — Affiliation with community action group did not compromise objectivity of appellants' witnesses — There were issues of concern relating to several witnesses for all parties, but none of concerns rose to level where expert evidence would be disallowed.

Evidence --- Proof — Standard — Balance of probabilities — Miscellaneous

Ministry issued renewable energy approval regarding construction, installation, operation, use and retiring of eight wind turbine generators — Appeals were brought with respect to renewable energy approval — Appeals dismissed on other grounds — It was clear that appellants had to prove that harm listed in s. 145.2.1(2) of Environmental Protection Act "will" be caused — General starting point for proof in administrative tribunal proceedings was civil standard of balance of probabilities — No indication could be found of legislative intention to change typical standard of proof — Tribunal could not import extraordinary standards used in other types of proceeding without there being some indication of such intention in statute — Therefore, under s. 145.2.1(2)(a), appellants had to satisfy "will cause serious harm" test on balance of probabilities.

Evidence --- Opinion — Experts — Qualification of expert — Miscellaneous

Ministry issued renewable energy approval regarding construction, installation, operation, use and retiring of eight wind turbine generators — Appeals were brought with respect to renewable energy approval — Appeals dismissed on other grounds — Affiliation with community action group did not compromise objectivity of appellants' witnesses — Fact that group appeared to assume that, generally speaking, there were adverse effects from turbines did not seem to differ from Ministry position that some kind of setback was needed — Ministry and corporate respondent did not seek to promote view that it was appropriate to have no setback at all — It was not appropriate to disqualify expert witnesses on simple basis that they were affiliated with group which assumed that there were some adverse effects — Differences of opinion with regard to group's view that there were no authoritative guidelines regarding wind turbines did not constitute

adequate basis to disqualify witnesses associated with group — There were issues of concern relating to several witnesses for all parties, but none of concerns rose to level where expert evidence would be disallowed.

Table of Authorities

Cases considered:

- Associated Industries Corp. v. Ontario (Director, Ministry of the Environment)* (2008), 2008 CarswellOnt 7651, 40 C.E.L.R. (3d) 101 (Ont. Environmental Review Trib.) — considered
- Athey v. Leonati* (1996), [1997] 1 W.W.R. 97, 140 D.L.R. (4th) 235, 81 B.C.A.C. 243, 132 W.A.C. 243, 203 N.R. 36, [1996] 3 S.C.R. 458, 31 C.C.L.T. (2d) 113, 1996 CarswellBC 2295, 1996 CarswellBC 2296 (S.C.C.) — considered
- Baker v. Canada (Minister of Citizenship & Immigration)* (1999), 1 Imm. L.R. (3d) 1, [1999] 2 S.C.R. 817, 14 Admin. L.R. (3d) 173, 174 D.L.R. (4th) 193, 1999 CarswellNat 1124, 1999 CarswellNat 1125, 243 N.R. 22 (S.C.C.) — considered
- Browne v. Dunn* (1893), 6 R. 67 (U.K. H.L.) — considered
- Bryson v. Canada (Attorney General)* (2009), 2009 NBQB 204, 2009 CarswellNB 333, 353 N.B.R. (2d) 1, 910 A.P.R. 1, 45 C.E.L.R. (3d) 107, 74 C.P.C. (6th) 46 (N.B. Q.B.) — considered
- C. (R.) v. McDougall* (2008), [2008] 11 W.W.R. 414, 83 B.C.L.R. (4th) 1, (sub nom. *F.H. v. McDougall*) [2008] 3 S.C.R. 41, 2008 CarswellBC 2041, 2008 CarswellBC 2042, 2008 SCC 53, 60 C.C.L.T. (3d) 1, (sub nom. *H. (F.) v. McDougall*) 297 D.L.R. (4th) 193, 61 C.P.C. (6th) 1, 61 C.R. (6th) 1, (sub nom. *F.H. v. McDougall*) 380 N.R. 82, (sub nom. *F.H. v. McDougall*) 439 W.A.C. 74, (sub nom. *F.H. v. McDougall*) 260 B.C.A.C. 74 (S.C.C.) — considered
- Carmen Alfano Family Trust v. Piersanti* (2009), 2009 CarswellOnt 1576, 78 C.P.C. (6th) 88 (Ont. S.C.J.) — considered
- Crest Centre (Meadowcrest) Inc. v. Ontario (Director, Ministry of the Environment)* (2007), 2007 CarswellOnt 6630, 33 C.E.L.R. (3d) 132 (Ont. Environmental Review Trib.) — considered
- Dawber v. Ontario (Director, Ministry of the Environment)* (2007), 2007 CarswellOnt 1996, 28 C.E.L.R. (3d) 281 (Ont. Environmental Review Trib.) — considered
- Dawber v. Ontario (Director, Ministry of the Environment)* (2008), 2008 CarswellOnt 3658, 36 C.E.L.R. (3d) 191, (sub nom. *Lafarge Canada Inc. v. Ontario Environmental Review Tribunal*) 241 O.A.C. 156 (Ont. Div. Ct.) — considered
- Erickson v. Ontario (Director, Ministry of Environment)* (2011), 58 C.E.L.R. (3d) 85, 2011 CarswellOnt 1424 (Ont. Environmental Review Trib.) — considered
- Fellowes, McNeil v. Kansa General International Insurance Co.* (1998), 40 O.R. (3d) 456, 1998 CarswellOnt 5681, 37 C.P.C. (4th) 20 (Ont. Gen. Div.) — considered
- Fisher (Litigation Guardian of) v. Attack* (2008), 2008 ONCA 759, 2008 CarswellOnt 6635, 62 C.C.L.T. (3d) 1, (sub nom. *Fisher v. Attack*) 242 O.A.C. 164 (Ont. C.A.) — considered
- Goodman v. Viljoen* (2011), 81 C.C.L.T. (3d) 281, 2011 CarswellOnt 754, 2011 ONSC 821 (Ont. S.C.J.) — considered
- Greenspace Alliance of Canada's Capital v. Ontario (Director, Ministry of the Environment)* (2009), 2009 CarswellOnt 4533, 44 C.E.L.R. (3d) 216 (Ont. Environmental Review Trib.) — considered
- Hanke v. Resurfi Corp.* (2007), 69 Alta. L.R. (4th) 1, 404 A.R. 333, 394 W.A.C. 333, 2007 CarswellAlta 130, 2007 CarswellAlta 131, 2007 SCC 7, [2007] 4 W.W.R. 1, 45 C.C.L.T. (3d) 1, 278 D.L.R. (4th) 643, [2007] R.R.A. 1, 357 N.R. 175, [2007] 1 S.C.R. 333 (S.C.C.) — considered
- Hanna v. Ontario (Attorney General)* (2011), 57 C.E.L.R. (3d) 249, 105 O.R. (3d) 111, 2011 CarswellOnt 1281, 2011 ONSC 609 (Ont. Div. Ct.) — referred to
- Homalco Indian Band v. British Columbia (Minister of Agriculture, Food & Fisheries)* (2005), 2005 BCSC 283, 2005 CarswellBC 438, 32 Admin. L.R. (4th) 87, [2005] 2 C.N.L.R. 75, 39 B.C.L.R. (4th) 263 (B.C. S.C.) — considered
- Laferrière c. Lawson* (1991), 6 C.C.L.T. (2d) 119, 78 D.L.R. (4th) 609, 123 N.R. 325, 38 Q.A.C. 161, [1991] 1 S.C.R. 541, 1991 CarswellQue 74, [1991] R.R.A. 320, 1991 CarswellQue 101 (S.C.C.) — considered
- Lento v. Castaldo* (1993), (sub nom. *Meyer v. Bright*) 17 C.C.L.I. (2d) 1, (sub nom. *Meyer v. Bright*) 15 O.R. (3d) 129, (sub nom. *Meyer v. Bright*) 48 M.V.R. (2d) 1, (sub nom. *Meyer v. Bright*) 67 O.A.C. 134, (sub nom. *Meyer v. Bright*) 110 D.L.R. (4th) 354, 1993 CarswellOnt 51 (Ont. C.A.) — considered

McKinnon v. Martin & Moosomin (Rural Municipalities) (2010), (sub nom. *McKinnon v. Martin No. 122 (Rural Municipality)*) 361 Sask. R. 249, 2010 SKQB 374, 2010 CarswellSask 666 (Sask. Q.B.) — considered

National Justice Compania Naviera SA v. Prudential Assurance Co. (1993), [1993] F.S.R. 563, (sub nom. "*Ikarian Reefer*" (*The*)) [1993] 2 Lloyd's Rep. 68 (Eng. Q.B.) — considered

Operation Dismantle Inc. v. R. (1985), [1985] 1 S.C.R. 441, 59 N.R. 1, 18 D.L.R. (4th) 481, 12 Admin. L.R. 16, 13 C.R.R. 287, 1985 CarswellNat 151, 1985 CarswellNat 664 (S.C.C.) — considered

R. v. Canadian Pacific Ltd. (1995), 41 C.R. (4th) 147, 17 C.E.L.R. (N.S.) 129, 99 C.C.C. (3d) 97, 125 D.L.R. (4th) 385, (sub nom. *Ontario v. Canadian Pacific Ltd.*) 183 N.R. 325, (sub nom. *Ontario v. Canadian Pacific Ltd.*) 24 O.R. (3d) 454 (note), (sub nom. *Ontario v. Canadian Pacific Ltd.*) 82 O.A.C. 243, (sub nom. *Ontario v. Canadian Pacific Ltd.*) [1995] 2 S.C.R. 1031, 1995 CarswellOnt 968, (sub nom. *Ontario v. Canadian Pacific Ltd.*) 30 C.R.R. (2d) 252, 1995 CarswellOnt 532 (S.C.C.) — considered

R. v. Deacon (2006), 2006 CarswellOnt 9217, 146 C.R.R. (2d) 140 (Ont. S.C.J.) — considered

R. v. Dow Chemical Canada Inc. (2000), 2000 CarswellOnt 686, 32 C.E.L.R. (N.S.) 279, 47 O.R. (3d) 577, 130 O.A.C. 26, 144 C.C.C. (3d) 161 (Ont. C.A.) — considered

R. v. Frank (1977), [1978] 1 S.C.R. 95, 34 C.C.C. (2d) 209, 1977 CarswellAlta 217, 1977 CarswellAlta 278, 9 C.N.L.C. 532, [1977] 4 W.W.R. 294, 4 A.R. 271, 15 N.R. 487, 75 D.L.R. (3d) 481 (S.C.C.) — considered

R. v. Karaibrahimovic (2002), [2002] 7 W.W.R. 452, 164 C.C.C. (3d) 431, 2002 ABCA 102, 2002 CarswellAlta 550, 3 C.R. (6th) 153, 303 A.R. 181, 273 W.A.C. 181, 2 Alta. L.R. (4th) 213 (Alta. C.A.) — considered

R. v. McCraw (1991), 7 C.R. (4th) 314, 128 N.R. 299, 66 C.C.C. (3d) 517, [1991] 3 S.C.R. 72, 49 O.A.C. 47, 1991 CarswellOnt 1024, 1991 CarswellOnt 113 (S.C.C.) — considered

R. v. Mohan (1994), 18 O.R. (3d) 160 (note), 29 C.R. (4th) 243, 71 O.A.C. 241, 166 N.R. 245, 89 C.C.C. (3d) 402, 114 D.L.R. (4th) 419, [1994] 2 S.C.R. 9, 1994 CarswellOnt 1155, 1994 CarswellOnt 66 (S.C.C.) — considered

R. v. Montague (2007), 2007 CarswellOnt 2552 (Ont. S.C.J.) — considered

R. v. Morgentaler (1988), 63 O.R. (2d) 281 (note), (sub nom. *R. v. Morgentaler (No. 2)*) [1988] 1 S.C.R. 30, 44 D.L.R. (4th) 385, 26 O.A.C. 1, 37 C.C.C. (3d) 449, 62 C.R. (3d) 1, 31 C.R.R. 1, 82 N.R. 1, 1988 CarswellOnt 954, 1988 CarswellOnt 45 (S.C.C.) — considered

Rizzo & Rizzo Shoes Ltd., Re (1998), 1998 CarswellOnt 1, 1998 CarswellOnt 2, 50 C.B.R. (3d) 163, [1998] 1 S.C.R. 27, 33 C.C.E.L. (2d) 173, 154 D.L.R. (4th) 193, 36 O.R. (3d) 418 (headnote only), (sub nom. *Rizzo & Rizzo Shoes Ltd. (Bankrupt), Re*) 221 N.R. 241, (sub nom. *Rizzo & Rizzo Shoes Ltd. (Bankrupt), Re*) 106 O.A.C. 1, (sub nom. *Adrien v. Ontario Ministry of Labour*) 98 C.L.L.C. 210-006 (S.C.C.) — followed

RPL Recycling & Transfer Ltd. v. Ontario (Director, Ministry of the Environment) (2006), 21 C.E.L.R. (3d) 80, 2006 CarswellOnt 2917 (Ont. Environmental Review Trib.) — considered

Safety-Kleen Canada Inc. v. Ontario (Director, Ministry of the Environment) (2006), 21 C.E.L.R. (3d) 88, 2006 CarswellOnt 2918 (Ont. Environmental Review Trib.) — considered

Simpson v. Ontario (Director, Ministry of the Environment) (2005), 2005 CarswellOnt 6475, 18 C.E.L.R. (3d) 123 (Ont. Environmental Review Trib.) — considered

Starnino Holdings Ltd. v. Ontario (Ministry of the Environment) (2007), 2007 CarswellOnt 9738 (Ont. Environmental Review Trib.) — considered

Stetler v. Ontario (Agriculture, Food & Rural Affairs Appeal Tribunal) (2005), (sub nom. *Stetler v. Ontario Flue-Cured Tobacco Growers' Marketing Board*) 76 O.R. (3d) 321, 36 Admin. L.R. (4th) 212, 2005 CarswellOnt 2877, 200 O.A.C. 209 (Ont. C.A.) — considered

Tsawwassen Residents Against Higher Voltage Overhead Lines Society v. British Columbia (Utilities Commission) (2007), 2007 CarswellBC 722, 2007 BCCA 211, 67 B.C.L.R. (4th) 376 (B.C. C.A.) — considered

United City Properties Ltd. v. Tong (2010), 2010 BCSC 111, 2010 CarswellBC 218 (B.C. S.C.) — considered

Western Forest Products Inc. v. Sunshine Coast (Regional District) (2007), 2007 BCSC 1508, 2007 CarswellBC 2412, 93 Admin. L.R. (4th) 163 (B.C. S.C.) — considered

114957 Canada Ltée (Spray-Tech, Société d'arrosage) v. Hudson (Ville) (2001), (sub nom. *114957 Canada Ltée (Spraytech, Société d'arrosage) v. Hudson (Town)*) 200 D.L.R. (4th) 419, 19 M.P.L.R. (3d) 1, 40 C.E.L.R. (N.S.)

1, 271 N.R. 201, 2001 SCC 40, 2001 CarswellQue 1268, 2001 CarswellQue 1269, (sub nom. *114957 Canada Ltée (Spraytech, Société d'arrosage) v. Hudson (Town)*) [2001] 2 S.C.R. 241 (S.C.C.) — considered

Statutes considered:

Canada Corporations Act, R.S.C. 1970, c. C-32

Generally — referred to

Corrections and Conditional Release Act, S.C. 1992, c. 20

s. 99(1) "serious harm" — referred to

Environmental Assessment Act, R.S.O. 1990, c. E.18

Generally — referred to

s. 1(1) "environment" — considered

Environmental Bill of Rights, 1993, S.O. 1993, c. 28

Generally — referred to

s. 41 — referred to

Environmental Protection Act, R.S.O. 1990, c. E.19

Generally — referred to

Pt. V.0.1 [en. 2009, c. 12, Sched. G, s. 4(1)] — referred to

Pt. XIII — referred to

s. 1(1) "adverse effect" — considered

s. 47.2(1) [en. 2009, c. 12, Sched. G, s. 4(1)] — considered

s. 47.5 [en. 2009, c. 12, Sched. G, s. 4(1)] — referred to

s. 139 — referred to

s. 142.1 [en. 2009, c. 12, Sched. G, s. 9] — considered

s. 142.1(3)(a) [en. 2009, c. 12, Sched. G, s. 9] — considered

s. 142.1(3)(b) [en. 2009, c. 12, Sched. G, s. 9] — referred to

s. 143(3) — referred to

s. 145 — referred to

s. 145(1) — referred to

s. 145(2) — referred to

s. 145.2 [en. 2005, c. 12, s. 1(26)] — considered

s. 145.2(1) [en. 2005, c. 12, s. 1(26)] — considered

s. 145.2.1 [en. 2009, c. 12, Sched. G, s. 13] — considered

s. 145.2.1(2) [en. 2009, c. 12, Sched. G, s. 13] — considered

s. 145.2.1(2)(a) [en. 2009, c. 12, Sched. G, s. 13] — considered

s. 145.2.1(2)(b) [en. 2009, c. 12, Sched. G, s. 13] — considered

s. 145.2.1(3) [en. 2009, c. 12, Sched. G, s. 13] — considered

s. 145.2.1(4) [en. 2009, c. 12, Sched. G, s. 13] — considered

s. 145.2.1(4)(a) [en. 2009, c. 12, Sched. G, s. 13] — considered

s. 145.2.1(4)(b) [en. 2009, c. 12, Sched. G, s. 13] — considered

s. 145.2.1(4)(c) [en. 2009, c. 12, Sched. G, s. 13] — considered

s. 145.2.1(5) [en. 2009, c. 12, Sched. G, s. 13] — considered

s. 145.2.1(6) [en. 2009, c. 12, Sched. G, s. 13] — referred to

s. 145.2.2 [en. 2009, c. 12, Sched. G, s. 13] — referred to

s. 145.3(1)(b) [en. 2005, c. 12, s. 1(26)] — referred to

s. 145.4(2) [en. 2005, c. 12, s. 1(27)] — referred to

Family and Medical Leave Act, 1993

Generally — referred to

Green Energy Act, 2009, S.O. 2009, c. 12, Sched. A

Generally — referred to

Preamble — considered

Green Energy and Green Economy Act, 2009, S.O. 2009, c. 12

Generally — referred to

Health and Safety in Employment Act, 1992, 1992, No. 96

Generally — referred to

Insurance Act, R.S.O. 1990, c. I.8

s. 266(1) — referred to

Legislation Act, 2006, S.O. 2006, c. 21, Sched. F

Generally — referred to

s. 64(1) — considered

Ontario Water Resources Act, R.S.O. 1990, c. O.40

s. 53 — referred to

Statutory Powers Procedure Act, R.S.O. 1990, c. S.22

Generally — referred to

s. 15 — considered

Regulations considered:

Environmental Protection Act, R.S.O. 1990, c. E.19

Renewable Energy Approvals Under Part V.0.1 Of The Act, O. Reg. 359/09

Generally — referred to

ss. 37-46 — referred to

s. 59 — referred to

s. 59(1) — referred to

s. 59(2)(1)(i) — referred to

s. 59(2)(1)(ii) — referred to

Food and Drugs Act, R.S.C. 1985, c F-27

Renewable Energy Approvals Under Part V.0.1 Of The Act, SOR/2003-196

s. 1(1) "adverse reaction" — considered

Words and phrases considered:

health

According to the evidence in this Hearing, where an impressive array of leading experts from around the world testified on cutting edge areas of scientific inquiry, the Tribunal cannot find that the [wind turbine project] operated according to the current Ontario standards "will cause serious harm to human health". That is the test in the statute, but the evidence presented in this Hearing is insufficient to meet it.

.....

[The expert witness] stated that he adopts the definition of health proposed by the World Health Organization ("WHO"): "health is a state of complete physical, mental and social well-being and not merely the absence of disease or infirmity."

.....

With regard to the final portion of the statutory test, "human health" is another term that can be the subject of different interpretations. Though one witness expressed reservations with the WHO's definition of health, the Tribunal finds that it is the most appropriate definition that was provided. The WHO's broad approach to human health best fits with the statutory scheme, including the direction provided by the *Legislation Act, 2006* [S.O. 2006, c. 21, Sched. F] and will be used by the Tribunal in this Decision.

APPEALS with respect to renewable energy approval regarding construction, installation, operation, use, and retiring of wind turbine generators.

The Board:

Overview:

1 This case is a reminder that energy facilities can generate more than electricity; they can also generate conflict. Though this case involves appeals of Suncor's Kent Breeze Wind Farm Project, the Appellants' approach to this proceeding has largely been a test of whether turbines in Ontario will cause serious harm to human health. The Parties called experts from all over the world to speak to the issue of whether this Project, which was approved according to Ontario's Ministry of the Environment Noise Guidelines for Wind Farms and Ontario Regulation 359/09 made under the *Environmental Protection Act*, will seriously harm humans living nearby. It is clear that this case is a novel case that not only involves new legislation but also new scientific research.

2 For the reasons that follow, the Environmental Review Tribunal finds that the Appellants have failed to show that Suncor's Kent Breeze Project, as approved, will cause serious harm to human health. However, the evidence shows that there are some risks and uncertainties associated with wind turbines that merit further research. In that regard, the Tribunal hopes that future debate focuses on the most appropriate standards rather than "yes or no" arguments about whether turbines can cause harm.

3 According to the evidence in this Hearing, where an impressive array of leading experts from around the world testified on cutting edge areas of scientific inquiry, the Tribunal cannot find that the Kent Breeze Project operated

according to the current Ontario standards "will cause serious harm to human health". That is the test in the statute, but the evidence presented in this Hearing is insufficient to meet it. What the Tribunal can state is that the need for more research came up several times during this Hearing. Time will tell as to what that research will ultimately demonstrate. The Tribunal is hopeful that, whatever the results, further research will help answer some of the concerns and uncertainties raised during this Hearing.

Background:

4 On November 10, 2010, Mansoor Mahmood, the Director, Ministry of the Environment ("MOE"), issued a Renewable Energy Approval ("REA") under section 47.5 of the *Environmental Protection Act* ("EPA") to Kent Breeze Corp. and MacLeod Windmill Project Inc. c/o Suncor Energy Services Inc. (the "Approval Holder" or "Suncor") to engage in a renewable energy project in respect of a Class 4 Wind facility known as Kent Breeze Wind Farms located in the Township of Camden, Municipality of Chatham-Kent, Ontario (the "Project" or "Kent Breeze Project"). The Project consists of the construction, installation, operation, use and retiring of eight wind turbine generators, each rated at 2.5 MW generating output capacity. On November 29, 2010, Chatham-Kent Wind Action Inc. and Katie Brenda Erickson (the "Appellants") filed Notices of Appeal with the Environmental Review Tribunal (the "Tribunal") under section 142.1 of the *EPA*. Further background to this proceeding is set out in the Tribunal's Orders dated January 14, February 25, and April 5, 2011.

5 The Hearing took place on February 1, 2, 9, 10, 11, 15, and 16; March 2, 4, 11, 22, 23, 25, 29, 30, and 31; and May 26, 2011 in Chatham and Toronto. This proceeding was originally intended to be completed in early April 2011, with a Tribunal Decision in May 2011, in accordance with section 145.2.1 (6) of the *EPA* and section 59 of Ontario Regulation 359/09 ("O.Reg. 359/09") made under the *EPA*, which require that the Tribunal dispose of a hearing on an appeal of a renewable energy approval six months (with limited exceptions) from the day that notice of the appeal is served on the Tribunal. However, the Parties jointly requested an adjournment due to personal matters affecting Counsel on the case, as discussed further in the Tribunal's April 5, 2011 Order. The effect of that adjournment under section 59(2)(1)(i) of O.Reg. 359/09 was that the Hearing was completed in late May 2011, with a Decision due by July 18, 2011 pursuant to section 59(1) of the regulation.

6 The majority of the Hearing was conducted in open session. However, pursuant to a request from the Appellants, which was consented to by the other Parties, portions of the evidence are subject to a limited confidentiality Order. That Order, issued by the Tribunal on February 25, 2011 (*Erickson v. Ontario (Director, Ministry of Environment)*, [2011] O.E.R.T.D. No. 7 (Ont. Environmental Review Trib.)) ("*Erickson 2*"), reflects the compromise reached among the Parties whereby the Appellants' concerns about "prior publication" of some of the unpublished data on which they relied were addressed, while also allowing public access to the documents in question. Once the data are published or by February 25, 2012 (whichever is earlier), the limitations on access to the confidential documents will be removed and the confidential documents will then be transferred to the Tribunal's public record file. In the meantime, any person may view the confidential documents according to the protocol set out in the Tribunal's February 25, 2011 Order. As agreed by the Parties, the Tribunal will summarize the confidential information herein in a manner that does not reproduce the detailed numerical results, in order to respect the Appellants' concerns about prior publication. Nevertheless, the detailed numerical results have been fully considered by the Tribunal in reaching this Decision.

Structure of this Decision:

7 The Tribunal has adopted the following structure for this Decision. First, the Issues are identified. Second, a summary of the evidence is provided. Given that this is the first appeal of this nature, this summary will provide the reader with a sense of the breadth of evidence that was heard. Third, many of the distinct legal issues raised by the Parties are addressed. Fourth, the Tribunal's findings on the main issues regarding the factual and opinion evidence are provided. These factual findings then provide a basis for the Tribunal's overall conclusion on the main issue raised by the Appellants, namely whether the Kent Breeze Project, as approved, will cause serious harm to human health. As well, Relevant Legislation

(Appendix A), the Tribunal's Practice Direction for Technical and Opinion Evidence (Appendix B), List of Acronyms used in the Decision (Appendix C) and List of References cited in the Summary of Evidence (Appendix D) are appended.

Issues:

8 The main issue is whether engaging in the Project in accordance with the REA will cause serious harm to human health.

9 The specific sub-issues raised by the Appellants are:

(a) Will the project as approved cause serious harm to human health of non-participants?

(b) Will the project as approved cause serious harm to human health of participants?

(c) Will the project as approved cause serious harm to human health if the approval authority is unable to properly predict, measure or assess sound from the facilities including audible noise and/or low frequency noise and/or infrasound?

(d) Will the project as approved cause serious harm to human health because the approval does not comply with the approval authority's Statement of Environmental Values?

10 The 2008 MOE Noise Guidelines for Wind Farms ("MOE Noise Guidelines") define "participating receptor" as "a property that is associated with the Wind Farm by means of a legal agreement with the property owner for the installation and operation of wind turbines or related equipment located on that property".

11 As well, a number of specific legal issues, many of which involved competing interpretations of parts of section 145.2.1 of the *EPA*, arose during the course of the Hearing. They are dealt with below under the heading "Legal Issues Relating to the Interpretation of the Statute".

Qualification of Expert Witnesses:

12 At the outset of the Hearing, the Parties recognized that issues relating to the qualification of expert witnesses would arise repeatedly across many different witnesses. The Parties, therefore, agreed to render the witness qualification exercise much more efficient by presenting their global or generic submissions on witness qualification at the beginning of the Hearing. Thus, as each witness came to the stand, the Parties could simply refer back to those initial submissions and supplement them with any additional submissions that were relevant to the specific witness in question. This approach proved to be quite workable and assisted the Parties in adhering to their schedule of witnesses. The Parties' submissions and the Tribunal's findings on this subject are set out later in this Decision.

Summary of the Evidence:

Appellants' Witnesses

Mr. Richard James' Evidence

13 Mr. James was qualified to provide opinion evidence as an acoustician. Mr. James reviewed the Hatch "Kent Breeze Corporation — Kent Breeze Wind Farm and MacLeod Windmill Project Noise Assessment Report" (May 14, 2010) ("Hatch Noise Assessment Report") and identified three main concerns regarding the potential for excessive noise exposure on adjoining properties. For the most part, these concerns related to the assumptions and methodology used by Hatch in constructing the computer model of sound propagation.

14 The first concern raised by Mr. James related to a deficiency in the tolerances for instrumentation error used in the Hatch model, which results in what he considers to be an underestimation of the sound levels that will be received on the properties adjacent to the wind turbines. He stated that although the Hatch model included the 0.9 dB tolerances

for instrumentation error of the IEC 61400-11 test procedures, the model did not also include the plus or minus 3 dB tolerances for the ISO 9613-2 modeling procedure. Mr. James stated that had the model included this tolerance, the results of the Hatch report would be 3 dB higher than stated.

15 Mr. James stated that the modeling software that Hatch used for its sound models consisted of general purpose commercial packages used for modeling noise from industrial, road and railway noise sources. He stated that in order to account for the differences between these noise sources and noise from wind turbines, proper consideration must be given to the known tolerances and accuracy limits when using this type of software to model noise from industrial wind turbines. According to ISO 9613-2, the accuracy and limits of this method of modeling has a tolerance of plus or minus 3 dB for predictions. Mr. James stated that this 3 dB tolerance should be added to the values predicted by the model to more accurately reflect the potential noise exposure on the adjoining properties and to provide the "worst case scenario". He stated that with this 3 dB addition, 40 of the receiving properties near the wind project would experience noise at a level of 40 dBA or higher, which exceeds the sound levels permitted by the MOE Noise Guidelines.

16 Mr. James agreed that neither the MOE nor the ISO 9613-2 specifically requires the plus or minus 3 dBA to be added. However, he indicated that it is common procedure in modeling to identify the assumptions and provide an estimate of what the error tolerances would be. Mr. James testified that tolerances are present for instrument measurements and models and that it is common practice to disclose all tolerances. He stated that it is not something that needs to be stated in a standard because it is commonly accepted practice.

17 The second concern raised by Mr. James was that Hatch's predicted sound levels underestimate the sound levels that will be received on the properties adjacent to the wind turbine utility under night-time stable atmospheric conditions. Mr. James noted that section 6.2.3 of the MOE's Noise Guidelines requires that a noise assessment "must use manufacturer's acoustic emission data adjusted for the average summer night-time wind speed profile." He stated that the sound power data used in Hatch's sound propagation models does not represent the noise produced by wind turbines during night-time operations with high wind shear and stable atmospheric conditions. He stated that the IEC 61400-11 test standard collects data under neutral atmospheric conditions that do not cause the louder type of impulsive noise emissions known as "thumping." Mr. James referenced a study by van den Berg, G.P., "Effects of the wind profile at night on wind turbine sound" (2004), 277:4-5 J. Sound Vib. 955 ("van den Berg 2004") which reported that wind speed at the hub height of a wind turbine at night is up to 2.6 times higher than expected and this causes a higher rotational speed of the turbines and a sound level increase of up to 15 dB compared to the same wind speed in daytime. The study concluded that noise predictions at night from tall wind turbines are underestimated when measurement data are used assuming a daytime wind profile.

18 Mr. James explained the difference between the types of wind turbine noise known as "swish" and "thump". Blade "swish" occurs when the turbine is operating in a neutral atmosphere and it produces 1-3 dBA sound power level. Mr. James stated that this "swish" is included as part of the wind turbine sound power ratings provided by the manufacturer. "Thumping", on the other hand typically occurs at night under stable atmospheric conditions where there is a high wind shear. The "thumping" results from increased sound power emissions from the turbine blades and can modulate by 5 to 10 dBA or more. He explained that this occurs because ground level wind speed typically calms after sunset whereas wind speed at the hub height of large turbines typically increases or stays the same at night, resulting in different wind velocities at the rotating blade's top and bottom height. Since the blade angle is calculated for the average wind speed at the hub, when the blade encounters the different wind velocity that does not match its angle of attack this results in a rhythmic swishing noise.

19 Mr. James stated that, from his experience taking measurements at 10 to 15 sites including three in Ontario, the night-time noise level is increased by at least 5 dBA. He stated that this increased noise is not accounted for in the manufacturer's test data. Therefore, he concluded that the values found in the Hatch report tables and contour map are underestimated by 5 dBA. He stated that if the model's sound power levels were corrected for this additional 5 dBA to represent night-time conditions, as well as the additional 3 dBA to take into account the model's tolerance, 114 properties would experience sound levels of 40 dBA or higher.

20 Mr. James explained that, although an increase of 8 dB may seem like a small amount, it actually represents a large increase in sound energy because every 3 dB represents a doubling of the sound energy.

21 Mr. James' third concern with the Hatch noise models related to the height limits assumed in the algorithms used by the modeling software. Mr. James stated that the formulas used in the ISO standard's algorithms assume a height of no more than 30 m above the receiving point.

22 Mr. James stated that because the hub height of the wind turbines is much higher (typically 80 m) than the limit used in the ISO standard, the formulas need to be adjusted. He stated that the Hatch report did not disclose this limitation or make any effort to account for the errors that may result from the noise source exceeding the source height limits. Mr. James explained that the height referred to in the ISO standard's height limit is the mean height of the source and receiver, and the mean height for Kent Breeze wind turbines would be somewhere around 40 m.

23 Mr. James stated that several studies have been conducted which show that wind turbine noise is experienced as more annoying than airport, truck traffic, or railroad noise at the same sound pressure level or less (Pedersen, E. and Persson Waye, K., "Perception and annoyance due to wind turbine noise: a dose-response relationship" (2004) 116:6 J. Acoust. Soc. Am. 3460 ("Pedersen 2004"); van den Berg, F., Pedersen, E., Bouma, J. and Bakker, R., "Project WINDFARM perception: Visual and acoustic impact of wind turbine farms on residents: Final Report" (2008) FP6-2005-Science and Society-20 Project no. 044628, University of Groningen and University of Gothenburg ("van den Berg et. al. 2008")). He stated that the dynamic modulations, both audible and inaudible, that are unique to wind turbine noise are more directly responsible than the absolute sound level for why people respond more negatively to wind turbine noise. Mr. James referred to studies by Pedersen (2004) and van den Berg et. al. (2008) which found that annoyance from wind turbine noise is experienced at sound levels that are 10 dB lower than the sound levels that would cause annoyance from other common noise sources.

24 Mr. James explained that the level of annoyance produced by wind turbine noise also increases substantially for low frequency sound once it exceeds a person's threshold of perception. He stated that low frequency sound is in the range below 200 Hz and sound below 20 Hz is called infrasound and is generally presumed not to be audible to most people. He stated, however, that for the most sensitive people this threshold drops approximately 6 to 12 dB. Mr. James explained that there is an existing presumption that only infra and low frequency sounds that reach the threshold of audibility pose any health risks. However, he referred to recent research which has shown that the vestibular system responds at levels of sound significantly lower than the thresholds of audibility. In particular, Mr. James referred to a case series study by Dr. Nina Pierpont which proposed a hypothesis that wind turbine infra and low frequency noise was related to medical pathologies. In addition, a paper by Alec Salt and T.E. Hullar, "Responses of the ear to low frequency sounds, infrasound and wind turbines" (2010) 268:(1-2) Hearing Res. 12 ("Salt 2010") reported that, although the threshold for hearing infrasound is 95 dBG, the outer hair cells of the cochlea respond to infrasound at levels around 60 dBG. His review found that noise levels generated by wind turbines were approximately 70 dBG, suggesting that wind turbines produce an unheard stimulation of the cochlea. Mr. James stated that, during the summer of 2009, he conducted a study of homes in Ontario where people had reported adverse health effects that they associated with the operation of nearby wind turbines. He stated that this study found that sound levels in the 1/3 octave bands below 20 Hz were often above 60 dB and in many cases greater than 70 dB.

25 Mr. James referred to the Heating, Ventilation and Air Conditioning ("HVAC") field where acoustical engineers have confirmed that "dynamically modulated, but inaudible, low frequency sound from poor HVAC designs or installations can cause a host of symptoms in workers in large open offices." He noted that considerable attention is now paid to the design of systems to avoid these problems and methods have been developed to assess building interiors for these low frequency problems.

26 Mr. James also reviewed the Chief Medical Officer of Health Report "The Potential Health Impact of Wind Turbines" May, 2010 ("CMOH Report"). He concluded that the report "does not represent a complete and unbiased

review of information on how infra and low frequency sounds that are inaudible can affect the health of people exposed to the complex, modulated sounds emitted by wind turbines in the lowest frequency ranges." He stated that, when he reviewed the report, it did not include the concerns that he had raised in his witness statement and testimony and that these issues need to be considered. Mr. James emphasized that the basis for his comment was that the report was not complete and he explained that he used the term "unbiased" to mean that he did not understand how the weighing of the literature seemed to provide more weight to reports that supported the conclusion than to reports that did not.

Dr. Michael Nissenbaum's Evidence

27 Dr. Nissenbaum was qualified to give expert opinion in the areas of diagnostic imaging with knowledge of medical physics, internal medicine and primary care.

28 Dr. Nissenbaum submitted a study conducted by himself, Dr. Jeff Aramini and Dr. Christopher Hanning entitled "Adverse Health Effects Related to Industrial Wind Turbines (IWTs) — a Retrospective, Cross-sectional Epidemiological Study" (2011) unpublished (the "Nissenbaum Study" or the "Study") and gave evidence relating to this Study. Dr. Nissenbaum described the methodology of the Study as a stratified cross-sectional epidemiological study involving two sites: Mars Hill, Maine and Vinalhaven, Maine. He stated that between March and July, 2010, a standard questionnaire was given to all residents meeting participation inclusion criteria and living within 1.5 km of an industrial wind turbine ("IWT") and to a random sample of residents meeting the inclusion criteria living 3 to 7 km from an IWT. The protocol was reviewed and approved by IRB Services, Aurora, Ontario. The questionnaire was developed following a review of anecdotal reports and case studies and consideration of the results and the criticisms of a smaller pilot study conducted in Mars Hill by Dr. Nissenbaum. The questionnaire consisted of three validated questionnaires: the SF-36v2 ("SF-36") measuring mental and physical health, the Pittsburgh Sleep Quality Index ("PSQI") measuring the quality of sleep and the Epworth Sleepiness Scale ("ESS") measuring daytime sleepiness. The questionnaire also included routine headache functional inquiry questioning and a series of attitudinal questions relating specifically to the "before and after" experiences.

29 Dr. Nissenbaum stated that the validated questionnaires are well known and accepted. He stated that the SF-36 has been used in over 4000 studies to evaluate over 200 diseases and that for scores of greater than 5 on the PSQI, the questionnaire is 90% sensitive and specific for the detection of sleep disorders. He stated that these questionnaires are designed to be self-administered by a patient and do not require any special qualification on the part of the person administering the questionnaire or the participant. He stated that he hired nurse practitioners to assist with the administration of the questionnaires. Where participants were able to fill out the questionnaire on their own, they would do so with the nurse practitioner available to answer any questions. Where participants had difficulty reading or comprehending questions, the nurse practitioner would assist with answering the questions or would fill out the questionnaire by directly questioning the participant.

30 The Mars Hill site consisted of a linear arrangement of 28 GE 1.5MW turbines on a ridgeline, while the Vinalhaven site consisted of a cluster of 3 GE 1.5MW turbines on a flat treed landscape. Dr. Nissenbaum stated that the Study identified and tried to capture all of the people living within 1400 m of the IWTs to prevent against self-selection bias. The nurse practitioners contacted participants by going door to door at least three times to each house and then via phone. For the control group, a random sample of households in a similar socioeconomic area further away from IWTs at each site was chosen and households were approached door to door by the nurse practitioners until a similar number of participants were obtained. Dr. Nissenbaum said that he did not participate in the questioning of the participants or handle the data. The data was scanned by the nurse practitioners into electronic format and was then provided to Dr. Aramini for statistical analysis. Dr. Nissenbaum stated that data quality of the SF-36 responses was determined and found to exceed parameter norms for indicators such as completeness, response range, internal consistency and others. Statistical analysis of the data was performed by Dr. Aramini.

31 Dr. Nissenbaum stated that "this study is the first epidemiological study to evaluate and demonstrate marked and significant associations between individuals living within close proximity to industrial wind turbines and a number

of adverse health effects including sleep quality, mental health, and somatic health." He described somatic health as bodily health, complaints of which would include for example, itching, chest or abdominal pain, vertigo, or nausea. Dr. Nissenbaum stated that the study found that levels of sleep disruption and the daytime consequences of increased sleepiness were related to distance from the IWTs. He said that the SF-36 demonstrated that psychiatric complaints and mental health dysfunction diminished as one moved further away from the IWTs. Dr. Nissenbaum noted that the survey found that pre-wind turbine attitudes between people living close by and far away were remarkably similar but the change in attitudes after operation of the turbines showed a marked difference between the close and far groups, with those living in close proximity viewing the IWTs unfavourably and those living far showing little, if any, change in attitude. Dr. Nissenbaum stated that the SF-36 physical component score did not demonstrate a relationship between somatic health effects and distance to wind turbine. However, he stated that this test did not include specific questions that are related to the particular symptoms commonly associated with IWTs, including nausea, vertigo, and tinnitus. He stated that the supplemental questions which specifically looked at these symptoms did, however, find significant differences in those physical symptoms between those who live close to and far away from IWTs.

32 Dr. Nissenbaum stated that this Study is significant because it is the first to use validated questionnaires and a control group in looking at the complaints of people who live close to wind turbines. He stated that although the Study is not infallible, it is internally consistent and the findings are significant and plausible with regards to axiomatic medical patho-physiology pathways. He stated that this Study does not allow a definitive determination of which setback distances are safe, but it does provide some conclusions as to which setback distances are unsafe.

33 Dr. Nissenbaum also reviewed the "Kent Breeze Turbine Setback Confirmation Report" (November 24, 2011) particularly with regard to the receptor locations and the sound contour map. He stated that the 2.5MW GE turbines to be used at Kent Breeze do not produce less noise than the turbines in his Study (though the Tribunal noted that his statements on this point will not be considered expert opinion). Dr. Nissenbaum stated that he calculated that about 101 of the 285 receptor sites lie closer than 1400 m to a turbine. He stated that of those 101, the proportion that lie downwind will likely experience noise levels similar to those experienced by the residents in Mars Hill and Vinalhaven, whose adverse health effects, he asserted, have been described in his Study. Dr. Nissenbaum stated that the preconstruction sound modeling used in Mars Hill and Vinalhaven was found to be inaccurate and it failed to predict the actual sound levels that were experienced. He stated that, in his opinion, once real world data is available and applicable, this should take precedence over modeled data and this is the practice followed in the medical profession with respect to medical devices and pharmaceuticals, for example. Dr. Nissenbaum concluded that in applying the results of his Study to the Kent Breeze Project, it is his opinion that there will be serious harm to the health of many of the hundreds of people who live at a minimum within 1400 m of the proposed turbines.

34 Dr. Nissenbaum stated that there was no attempt to blind the participants to the subject matter of the Study and that is a potential weakness of the Study, having regard to the title of the questionnaire that was used. However, he said, the design of the survey was intended to minimize those biases through the use of validated questionnaires. Dr. Nissenbaum described a validated questionnaire as one whose utility has been proven in studies and that has been accepted as a tool that can be used to evaluate disease conditions in studies where the questionnaire itself is not the subject of the inquiry. Dr. Nissenbaum explained that an additional part of the questionnaire relating to headaches was a standard headache functional inquiry that had been designed by a neurologist and was not designed for this particular Study. He explained that the "before and after" part of the questionnaire was developed by him in collaboration with colleagues.

35 Dr. Nissenbaum discussed a separate study he had conducted with 15 participants in Mars Hill, Maine, which, he stated, utilized a different questionnaire than the one used in the Study he was presenting in his evidence. He stated that some or all of the participants in the preliminary study may have also been participants in the present Study. Dr. Nissenbaum stated that in the preliminary study, participants were asked about their quality of life, whether they considered moving away, and if so, why they have not moved away. He acknowledged that in the preliminary study, he reported that in Maine, the noise variance that was actually measured was 45 to 50 dBA.

36 Dr. Nissenbaum stated that it was the same nurse practitioner who administered the questionnaire in the 2009 preliminary study and the main Study. He stated that all nurse practitioners are trained to perform functional inquiries and that the questionnaire for the main Study was a functional inquiry. He stated that there is no specific training available for administering questionnaires in particular and that none is needed to supervise or assist the participants to fill out the study survey. He stated that the validated questionnaires are constructed to have internal consistency and that no single question can be isolated from the others and analyzed on its own to give meaningful results.

Dr. Robert Thorne's Evidence

37 Dr. Thorne was qualified as an expert in environmental health with knowledge of acoustics and psychoacoustics.

38 Dr. Thorne prepared an assessment of the potential for serious harm to human health due to noise from the Kent Breeze Project. His assessment referenced material provided by IBI Group, Hatch and others and was based on his observations, measurements and findings from the noise and perceptions assessments that he has done in relation to 15 rural wind farms in New Zealand and Australia. Dr. Thorne said he conducted his assessment by considering the noise contours for the Kent Breeze facility predicted by Hatch and comparing these to his own predictions. Based on his predicted noise contours, Dr. Thorne assessed the potential number of residences affected within a particular noise affect area as determined by wind patterns and information provided by IBI Group.

39 In developing his predicted noise contours for the Kent Breeze facility, Dr. Thorne said he relied on information provided to him by IBI Group and Hatch, as well as annual wind resource data, and aerial and site photographs. Dr. Thorne prepared noise contour predictions for 40 dBA and 45 dBA, which he found corresponded to the noise contour predictions prepared by Hatch. However, Dr. Thorne stated that the standard used by himself and Hatch for the modeling of the contours (ISO 9613-2) has an uncertainty range of plus or minus 3 dBA. Dr. Thorne stated, therefore, that the 40 dBA contour "is not a fixed line as shown by Hatch but a large area encompassed between the 37 contour and midway between the 40 and 45 contours." He stated that when this additional 3 dBA uncertainty is accounted for, a large number of residences would fall within an area where the noise contours exceed the MOE's 40 dBA noise limit. In addition, Dr. Thorne stated that the ISO 9613-2 standard has an assumed limit of 5 m/s wind speed. However, he found that the Kent Breeze wind farm will have wind speeds of 6 to 7 m/s on an annual basis. He stated that this limitation can be compensated for, but he would expect to see some discussion along those lines, and this was absent in the Hatch Noise Assessment Report. He, therefore, stated that the Hatch Noise Assessment Report was good as a "first cut", but that it was not complete because it did not take into account the known uncertainties or the other limitations of the standard. He stated that the ISO 9613-2 standard talks about its limitations and uncertainties and that these must always be put into the calculation protocol.

40 He stated that the noise contours will vary over time and according to different weather conditions. He also stated that there are other uncertainties that must be taken into account. Dr. Thorne stated that based on literature reviews and his own experience, it is his opinion that the ISO 9613-2 standard is not designed to accommodate the highly complex sound emission and propagation characteristics of a wind farm. He stated that while the model is excellent for plant and ground based sources of sound, it is not able to calculate sound levels due to noise sources in phase or the effect of wake and turbulence heightened noise zones. He stated that in his analysis he found that "for a significant percentage of time, on an annual basis, the south-west breeze brings at least 3 turbines into line significantly affecting approximately 38 non-participating residences in the north-east quadrant adjacent to the wind farm. On a westerly, approximately 52 non-participating residence are affected. These residences are all within 2000 m of their respective nearest turbine."

41 Based on his experience at other wind farms in New Zealand and Australia, Dr. Thorne described the wind turbine sound effect known as "rumble-thump," which results from the turbines interacting with each other and from changes in wind direction. He stated that this type of noise is normally non-predictable on a daily or hourly basis and that it can create significant noise distress to residents living within 1200 to 2200 m from the nearest turbine in a row of turbines. In addition, Dr. Thorne stated that this noise can affect people both inside and outside their homes. He stated that at

the Kent Breeze facility, the trees on site will not provide any significant noise mitigation because the turbines are 85m high. Further, relatively light roof construction and window glazing would also not provide significant noise reduction.

42 In his opinion, "serious harm to human health occurs when an individual is so beset by the noise in question that he or she suffers recurring sleep disturbance, anxiety and stress." He stated that the marker for this sound level is 32 dBA outside the residence and above the individual's threshold of hearing inside the home. He said that the perception of infrasound is also a marker for adverse health effects. He concluded that based on his prior experience at other wind farms, he expects that between 5% and 10% of exposed households within 1500 to 2000 m of wind turbines (or 32 dBA) will have their health seriously harmed by noise causing sleep disturbance, anxiety and stress. Thus, he indicated, this means that for the Kent Breeze wind farm, five to nine non-participating households will be exposed to serious harm due to noise. He stated that he does not normally discuss effects at distances less than 1500 m because he sees it as a given that if you are within 1000 m, the bulk of people will be adversely affected and that in his experience these people are generally participating or have signed agreements with the wind farms.

Dr. Daniel Shepherd's Evidence

43 Dr. Shepherd was qualified as an expert psycho-acoustician with knowledge of human health and quality of life.

44 In preparing his report, Dr. Shepherd reviewed the Kent Breeze Project Description Report, the Hatch Noise Assessment Report, relevant data reported in the peer-reviewed literature, and experimental and epidemiological data collected as part of his own research practice. Dr. Shepherd explained that the recognition of a new disease, disorder or threat to health typically follows a characteristic process, which begins with individual complaints.

45 Second, case studies begin to appear in the literature and exploratory research is undertaken to obtain better descriptions of the symptoms. Third, intensive research is undertaken to examine the distribution and prevalence of the symptoms and ultimately to determine causal explanations for the symptoms. Dr. Shepherd stated that the literature regarding the health effects of wind turbines is caught somewhere between the first and second stages. He stated that case studies have already emerged in the literature, such as the peer-reviewed group of case studies by Harry, A., "Wind Turbines, Noise and Health" (2007) ("Harry 2007") and Pierpont, N., *Wind Turbine Syndrome: A Report on a Natural Experiment*, (Santa Fe, New Mexico: K Selected Publications, 2009) ("Pierpont 2009"). In addition, descriptive research has been published in Europe by Pedersen E., and Persson Waye, K., "Wind turbine noise, annoyance and self-reported health and well-being in different living conditions" (2007) 64:7 Occup. Environ. Med. 480 ("Pedersen and Persson Waye, 2007") and van den Berg et. al. 2008 describing a correlation between wind turbine noise and annoyance and sleep disturbance.

46 Therefore, he concluded that the possibility of detrimental health effects due to wind turbine noise must be taken with utmost seriousness. Dr. Shepherd stated that currently, there is not a single credible research paper in the peer reviewed literature stating that chronic wind turbine noise is harmless to health, and rather, there is an emerging body of evidence that under certain circumstances wind turbine noise can have substantial physiological and psychological impacts on individuals.

47 Dr. Shepherd stated that no acoustic standard exists to sufficiently define what is and is not a serious health effect. He stated that he adopts the definition of health proposed by the World Health Organization ("WHO"): "health is a state of complete physical, mental and social well-being and not merely the absence of disease or infirmity." In his opinion, severe insults to well-being and quality of life, as well as increased morbidity or mortality constitute serious health effects. Dr. Shepherd characterized annoyance as a primary health effect and stated that in its medical usage, annoyance is defined as a mental state capable of degrading health. Annoyance has been found to be correlated to lowered sleep quality and negative emotions (Pedersen 2007) and symptoms of stress, including headache, tiredness, tension and irritability (Pedersen, E., van den Berg, F., Bakker, R., and Bouma, J., "Response to noise from modern wind farms in The Netherlands (2009) 126 J. Acoust. Soc. Am. 634 ("Pedersen et. al. 2009")). He also stated that annoyance is really

another name for stress, so if someone is highly annoyed, that is indicative that they are highly stressed and that is why chronic annoyance can lead to stress-related disease.

48 Dr. Shepherd stated that the literature to date demonstrates that for equivalent noise levels, people judge wind turbine noise to be of greater annoyance by about 10 dB than aircraft, road traffic, or railway noise. He stated that this is likely due to the unique modulating sound produced by wind turbines. He stated that this corresponds with his own research where he observed that modulating sounds tend to be highly annoying. He stated that standards which are based on road and aircraft noise should, therefore, be adjusted by 10 dB to account for the added annoyance caused by wind turbine noise.

49 He stated that noise standards are traditionally developed using a dose-response curve that plots noise annoyance as a function of noise level. The standard is set by defining an acceptable level of annoyance and then determining the corresponding level of noise. However, Dr. Shepherd stated that noise level is actually a very poor predictor of the human response to noise because annoyance reactions tend to vary substantially and do not appear to be correlated with noise level. He explained that both the physical nature of sound and psychological characteristics of the listener combine to produce noise annoyance. The bulk of the annoyance response is likely to depend more on individual traits and contextual factors such as age, attitude to the noise source, personality, mental functioning, time of day and noise sensitivity than on acoustical characteristics of the noise. He stated that noise level only accounts for between 15 to 20% of the variation in annoyance response across individuals, and he, therefore, recommended that noise level should be given a 15 to 20% weighting in the decision as to whether a proposed wind project should go ahead. In his opinion, the most weight should be placed on the potential amenity threats and the impact on vulnerable groups in the area, such as the elderly, children and noise sensitive individuals.

50 Dr. Shepherd referred to the WHO's "Night Noise Guidelines for Europe" (2009) ("WHO Night Noise Guidelines") and noted that these guidelines indicate that health begins to be degraded between 30 and 40 dB and that 30 dB is the level that can be considered "safe" while 40 dB and above can be considered "unsafe." He explained, however, that these values were developed based on aviation and road noise annoyance data. In addition, the WHO used a value of 21 dB for sound attenuation from outside a building to inside, instead of the 10 to 15 dB which is typically used. Further, he noted that although the guidelines recognize the existence of vulnerable groups and individual differences in noise sensitivity, the noise levels are based on aggregate data which do not distinguish between vulnerable and non-vulnerable groups. Dr. Shepherd concluded that based on the limitations of the WHO Night Noise Guidelines as applied to wind turbine noise, the lower guideline of 30 dB would protect residents from adverse health effects and levels greater than this will increase the proportion of residents experiencing noise-induced health effects to unreasonable levels. Supporting this conclusion, Dr. Shepherd referenced the van den Berg et. al. 2008 study which found that, at 30 to 35 dBA, 10% of respondents were rather or very annoyed at wind turbine sound, 20%, at 35 to 40 dBA and 25%, at 40 to 43 dBA. This study also found that road noise does not adequately mask turbine noise and reduce annoyance. Dr. Shepherd stated that it appears that the proponent of the Kent Breeze Project has not sufficiently assessed the health impacts of turbines in the region by considering the prevalence of vulnerable groups or traits or factors that predict amenity values.

51 Dr. Shepherd described his experience with wind farms in New Zealand and how there are many examples where the actual noise levels measured once the turbines are in operation are higher than the predicted noise levels. He described how higher noise levels than predicted have been observed in the Manawatu region, the Makara Valley and the Te Rere Hau project. Based on this experience in New Zealand, Dr. Shepherd cautioned against relying solely on models, which are heavily constrained by assumption, when trying to determine the effect of wind turbine noise on residents.

52 Dr. Shepherd stated that the peer-reviewed literature demonstrates that people who live in rural areas have greater expectations of peace and quiet than do those living in suburban, urban or industrial areas, and consequently, exposure to noise produces a greater negative reaction in rural areas. He noted that Pedersen and Persson Waye 2007 found that those living in rural areas are more likely to be annoyed than those in suburban areas. Dr. Shepherd classified the Kent Breeze area as rural / semi-rural and concluded that it is more likely than not that noise from the proposed wind farm will degrade amenity for a large proportion of residents and that this will result in strong annoyance reactions to wind

turbine noise. Dr. Shepherd stated that since annoyance is a primary health effect, he predicts serious adverse health effects for some individuals in the Kent Breeze area arising from their response to amenity loss.

53 Dr. Shepherd stated that noise sensitivity is considered to be a stable personality trait that is relatively invariant across noise levels and is a strong predictor of noise annoyance and correlated with sleep quality. He stated that noise sensitive individuals are more likely to pay attention to sound and evaluate it negatively and they have stronger emotional reactions to noise and greater difficulty habituating. He said that international studies and his own research estimate the prevalence of severe noise sensitivity to be between 10 to 15% of the population. He noted that noise sensitive individuals may try to avoid noisy areas and choose to live in quieter areas. His research in New Zealand showed that there is a higher proportion of noise sensitive individuals in rural areas than urban and suburban areas. Based on this research, Dr. Shepherd predicts that at least 10 to 15% of the residents exposed to noise from the Kent Breeze wind farm will suffer adverse health effects of sufficient severity to justify medical intervention.

54 Dr. Shepherd explained that noise interferes with sleep in several ways. It may be sufficiently loud or annoying to prevent the onset of sleep or return to sleep following an awakening, or it may arouse or awaken the sleeper during sleep. He noted that there is a proportional relationship between arousals and dozing, fatigue, headaches and poor memory and concentration. Dr. Shepherd stated that audible wind turbine noise has the potential to cause arousals, sleep fragmentation and sleep deprivation. He noted that the effect of wind turbines on sleep is not yet sufficiently quantified. However, he said, chronic sleep disturbance appears to be the most common complaint of those living near wind turbines. He referenced a number of studies which demonstrate the relationship between wind turbine noise and sleep disturbance. From his own research in the Makara Valley, New Zealand, Dr. Shepherd found that satisfaction with sleep is significantly less in turbine areas than in non-turbine areas.

55 He stated that noise sensitive people take longer to fall asleep and their sleep quality is more likely to be compromised by noise than that of non-sensitive individuals. It is Dr. Shepherd's opinion that at 40 dB, the probability of sleep disturbance for noise sensitive individuals is high (approximately 40%) and that noise sensitive individuals living near the Kent Breeze wind turbines will more likely than not suffer disrupted sleep and an associated decline in health. Dr. Shepherd stated that the WHO reports that noise-induced annoyance and sleep disturbance can, when chronic, compromise positive well-being and quality of life.

56 Dr. Shepherd stated that the noise contours predicted in the Hatch report are averages (dB Leq) which do not represent the peak noise levels that are more likely to disturb sleep. He noted that it appears that the reports prepared for the Kent Breeze Project do not include estimates of maximum noise levels, which would be more meaningful in relation to predicting sleep disturbance.

57 Dr. Shepherd described some of his own research in the Makara Valley in New Zealand, a rural setting where wind turbines have been operating for the past year. The study used a nonequivalent control group post-test-only design and measured Health-Related Quality of Life ("HRQOL") from residents living in the Makara Valley and those in a matched comparison area. The study used a WHO tool to measure HRQOL and asked questions on amenity, noise annoyance, and noise sensitivity, while masking the intent of the study with a neighbourhood satisfaction survey. He said that the research has not been published yet, but it has been submitted to a peer-reviewed journal for consideration and details were recently presented at a New Zealand acoustics conference. Dr. Shepherd stated that the results of the study found that the Makara Valley sample reported lower physical, environmental and overall HRQOL and were less satisfied with their sleep than those in control areas. There were no statistical differences between the two areas in social or psychological HRQOL. From the findings in the Makara Valley that exposure to wind turbines is linked to degraded HRQOL, Dr. Shepherd predicted that, given the similarities between the projects, the Kent Breeze turbines would likewise degrade the HRQOL of nearby residents and serious health effects will occur.

58 Dr. Shepherd concluded that it is his opinion that it is more likely than not that the Kent Breeze wind farm will compromise the well-being of many residents and that over a longer period of time exposed individuals with noise sensitivity will develop stress-related disease. He stated that, despite his opinion that the standard should not be based

solely on noise level, if this is the sole criterion to be relied on, then he is satisfied that a level of 30 dB will avoid serious health effects to individuals in the immediate vicinity.

59 Dr. Shepherd recommended that a 30 dBA limit would be more appropriate because the WHO derived their Night Noise Guidelines based on traffic and air noise, not turbine noise which is constantly judged to be more annoying. In addition, the Guidelines assume a 21 dB attenuation from inside to outside. He stated that his recommendation of 30 dB is 5 dB lower than that which is recognized to cause harm in the draft New Zealand wind turbine noise standard. He stated that he took 5 dB off this recommendation because the New Zealand standard uses mean noise levels rather than peak levels, and in relation to sleep, 35 dB noise is high enough to disrupt sleep and sleep onset.

60 Dr. Shepherd testified that, in light of the WHO definition of health, sleep deprivation and annoyance are in themselves serious health impacts that, if experienced chronically, can result in harmful health degradation. He noted that chronic and severe annoyance and sleep deprivation have been reported in the peer-reviewed literature by Pedersen (Pedersen 2004; Pedersen and Persson Waye 2007) and van den Berg et. al. 2008. He stated that his own paper outlining the impacts of turbine noise on quality of life has been submitted to the peer-reviewed journal "Noise and Health" and has been accepted. He noted that quality of life is an operationalization of well-being, which is a component of the WHO definition of health.

Dr. Jeff Aramini's Evidence

61 Dr. Aramini was qualified to give opinion evidence as an epidemiologist with knowledge of public health, statistics and statistical analysis.

62 Dr. Aramini gave evidence relating to a study by Wind Vigilance for Ontario Communities (Windvoice), "A Self-reporting Survey: Adverse Health Effects, Industrial Wind Turbines (IWT) and The Need for Vigilance Monitoring" (January, 2011) unpublished (the "Windvoice Survey"), in which he was involved. He explained that the Windvoice Survey was a self-reporting survey conducted in the spring of 2009 to document changes in health outcomes of people living near industrial wind turbines. Participants were notified of the study through a Health Survey Contact Flyer that was distributed to residents living near existing wind projects in the following areas of Ontario: Melancthon, Shelburne, Goderich, Ripley, Kincardine, and Port Burwell.

63 In addition, he said, the study was advertised at community meetings and on the internet and a toll free phone number was provided for people to phone in and request the survey. Dr. Aramini noted that this methodology follows the approach that Health Canada uses for post-market drug surveillance. The questionnaire that was used in the study was reproduced from Harry 2007. Completed questionnaires were returned via mail and the responses were entered into a database which was then provided to Dr. Aramini. In performing the statistical analysis of the data, Dr. Aramini said he primarily conducted descriptive analysis, as well as some statistical modeling. The study included 109 participants. However, Dr. Aramini said, only the data for 96 participants was analyzed because seven were excluded as they did not report having altered health or quality of life, four were excluded because they were under 18 years of age, and two were excluded because they were 5 km or more away from an IWT. The mean age of participants was 52 years old, ranging from 20 to 80 years and there were an almost equal number of males and females.

64 Dr. Aramini stated that his analysis found that there was no association between how far the participant lived from a turbine and stress, anxiety, and depression. He explained that this is expected since the participants were self-selecting to participate in the survey, presumably because they were experiencing these symptoms. However, Dr. Aramini stated that for disturbed sleep, excessive tiredness and headaches there was a dose-response relationship with how far the participants lived from the turbines. Dr. Aramini suggested that, if there truly was no effect of distance from the wind turbine on these health effects, then you would expect to see results more like those for stress and anxiety, and you would not expect to see what appears to be a dose response within the self-selecting group. He stated that based on the limited modeling that he did for this project, a log-linear type curve fit better than a linear curve and this fits with the characteristics of noise and how it propagates.

65 Dr. Aramini explained that while case series studies do not carry as much causal weight as the more controlled-type studies, they are still important and the vast majority of diseases and conditions are recognized through these types of studies. He noted that it is important not to over-interpret a case series study.

66 Dr. Aramini also performed the statistical analysis for the Nissenbaum Study. Dr. Aramini explained that this Study was a stratified cross-sectional study, where the outcome and exposure are measured on the same people. In this Study, the dependent variable was distance to the wind turbine and the independent variable was the various health outcomes. He explained that the SF-36 questionnaire comes with QualityMetric Health Outcome Scoring Software to calculate the mental health and physical scores as well as other indicators, such as the internal consistency and completeness. Dr. Aramini stated that for the SF-36 data, the indicators of the quality of the data all exceeded the minimum value, and therefore, he had confidence that the data were reliable. Dr. Aramini used SAS 9.22 software to perform descriptive and multivariate analyses. He explained that the sample size was 79 participants, 39 lived within 1400 m of a wind turbine and 41 lived further than 3300 m from the nearest wind turbine. The mean ages of participants ranged from 50 to 65 across the groups and there were roughly equal numbers of male and female participants. The parameters of age, gender, and household clustering were controlled for in the statistical analysis.

67 Dr. Aramini stated that he found a statistically significant association between sleep quality and distance to the nearest wind turbine. When controlled for gender, age, household clustering and site (Vinalhaven versus Mars Hill) he said that the results show that the closer you are to the IWT the higher the PSQI and the ESS score. Dr. Aramini explained that for these data a log liner type slope fit better than a straight linear curve and he stated that the curves for both the PSQI and ESS were found to be statistically significant. He noted that although the PSQI and ESS involved different approaches to look at sleep quality, the results showed a very similar dose response curve for both. Dr. Aramini stated that for the mental component score measured by the SF-36 there was also a statistically significant difference between the close and far groups from the IWTs. He explained that, for this scale, a mental health score of 50 is considered average and anything below that is considered below average. The curve of these results shows that the closer the resident to an IWT, the poorer the mental health score following a log linear curve. In addition, the results of the "before and after" questions relating to irritability, anger, anxiety and stress also showed significant differences between the close and far groups in the change from before and after the installation of the IWTs. For attitude and quality of life, which were assessed through the "before and after" questions, he found that people reported that they had positive, favourable attitudes towards the wind projects regardless of their distance away and then after the turbines went into operation, the close group reported a negative attitude that was significantly different from the change in attitude experienced by the far away group. Dr. Aramini explained that the log linear shape of the curves was informative because it accords with how sound decays and thus provides additional weight or confidence in the findings.

68 Dr. Aramini explained that in order for something to bias the result, the factor needs to be associated with both the outcome and the exposure of interest. He stated that reporting bias and selection bias are potential biases that were looked at in the Nissenbaum Study. He explained that reporting bias would occur if individuals living closer to the IWTs were more or less likely to report adverse health outcomes than those living far away and selection bias would occur if those living close to IWTs are more or less likely to participate in the study. Dr. Aramini stated that because the participants in this Study were not blinded, there is potential for information bias. He explained, however, that the validated questionnaires were used to attempt to minimize this type of bias. He stated that there would be a greater possibility of bias with the "before and after" questions. However, he noted that the associations of health outcome with distance were strong across all of the questions, including the validated questionnaire scores, so this provides an indication that reporting bias likely did not have a large influence on the results. Dr. Aramini stated that there was actually some blinding in the Study, as the participants generally performed very poorly in perceiving how far away they were located from the turbines. He stated that it is difficult to conceive of how you would obtain the dose response curves that were generated if the answers were purely driven by bias, particularly since the participants did not know how far they actually were from the turbines. Dr. Aramini stated that the relationships were observed across both of the sites without any statistical difference between the two, which allowed the data to be pooled.

69 Dr. Aramini explained that there are five basic parameters that are typically used to judge causal relationships. The first is time sequence and this requires that, in order for the factor of interest (ie.: wind turbine noise) to cause a health effect, it must precede the onset of the health effect. He stated that the results of the "before and after" questions and the questions asking whether their symptoms improve when the participants are away from their residences confirmed that the operation of the turbines preceded the health effects. He said that the results showed that the majority of measured parameters (sleep quality, mental health, somatic health and attitude) significantly worsened among those living within a closer distance post operation of the IWTs compared to those living further away from IWTs. In addition, temporary improvements in sleep and headaches were reported when participants were away from their residences.

70 He stated that the second parameter is strength of association. This is different than statistical significance because it describes the degree to which phenomena occur in close association. The stronger the association, the more likely it is to be causal. Dr. Aramini found that the associations between distance to IWTs and health outcomes were both statistically significant and clinically relevant for the majority of health outcomes assessed.

71 The third parameter is specificity of association which describes the precision with which the occurrence of one variable will predict the occurrence of another. Dr. Aramini stated that it is difficult to use specificity of association to evaluate the causal relationship between IWTs and health because distance to IWTs appears to be associated with a number of health outcomes, which individually are not specific. However, he stated that if you look at the collection of health outcomes as a whole, this group may actually represent a relatively unique health outcome.

72 The fourth parameter, he stated, is consistency and replication, which looks for the replication of results in many studies or analyses to demonstrate causation. Dr. Aramini stated that because this is the first controlled study investigating the association between IWTs and health, the criteria of consistency cannot be used to evaluate causation. However, he noted that the Nissenbaum Study found a similar result across the two different sites and also that similar adverse health effects among people living near IWTs have been documented in a number of other case-series studies and surveys. He acknowledged that case series studies do not carry as much causal weight, but they do add value to the consistency criterion.

73 Dr. Aramini stated that the last parameter relates to the coherence of the explanation for the causal association and whether it is plausible, physiologically and biologically, that noise could cause the observed health outcomes. However, he did not discuss this parameter as it is outside his expertise.

74 Dr. Aramini explained that a P-value represents the probability of getting the observed result just by random chance. He stated that it is generally accepted that a significant P-value is anything under 0.05. However, he stated, it is really a very arbitrary cut off to say that a 5% chance of seeing that difference is significant but a 6% chance is not. He explained that, even though some of the P-values for the various health outcomes in the Windvoice Survey were greater than 0.05, they were still informative in drawing conclusions about a possible trend. Dr. Aramini noted that the Windvoice Survey was not designed to test causation, but rather to identify individuals who perceived their symptoms to be due to wind turbines. Dr. Aramini explained that the seven individuals who did not report altered health were excluded because they did not add any value to the analysis, which was aimed at quantifying those who had altered health and quality of life and looking at the descriptive parameters within those individuals only.

75 Dr. Aramini stated that he was retained for this Hearing to discuss the Nissenbaum Study and the application of appropriate epidemiological principles.

76 Dr. Aramini stated that the Nissenbaum Study presented the average effect over adults controlled for age. Dr. Aramini explained how he assessed the Vinalhaven data for selection bias, given that about half of the people identified as living within the closer distance of the wind turbines did not participate. He stated that the results of the Mars Hill site, where there was a high proportion of participation, were compared to the results of the Vinalhaven site and he

found that the associations were similar across the two sites, which indicated that there was no strong selection bias which could explain the results.

77 Dr. Aramini explained that the Bonferroni correction can be used to correct for the phenomenon that, if you perform enough statistical tests or comparisons, significant results will be generated by random chance. He stated that he did not apply a Bonferroni correction to his analysis and that, in his opinion, it was not necessary or appropriate because he was looking at outcomes that are measuring different things (eg. mental health, sleep, etc.). Further, he suspected that even if he had done so, many of the results would still be statistically significant. He also explained that the Bonferroni correction attempts to guard against Type I errors (i.e., showing an effect when there is none). He noted that adjusting for Type I errors can lead to more Type II errors (i.e., not showing an effect when there is one).

78 Dr. Aramini explained that the Bonferroni correction looks at the number of tests; the fewer the tests, the easier it is to meet a statistically significant value. He said that is why many think it is inappropriate to use. In response to the suggestion that he did not use the Bonferroni correction, thus leaving himself open to more Type I errors, Dr. Aramini answered that if one looks at all the results, including the magnitude, the directions, and the trends, many of the results are suggesting an effect some way or another, regardless of the Bonferroni correction. He said that there is a way to actually calculate how likely it would be to get so many tests going in one direction and not the other. He said that you can try to do "statistical magic" that way too, to actually show it is highly significant; it is highly unlikely to get several outcomes going in all the same direction. However, he said that that is just more "statistical camouflage" with respect to what truly is being demonstrated.

79 Dr. Aramini testified that he reviewed the witness statements, documents and critiques submitted by Drs. Mundt, Olsson, Baines and Speechly. He indicated that some of the comments deal with formatting and how the information was presented. While those were useful, he stated that he focused on comments relating to the substantive epidemiological parts of the Nissenbaum Study. He then discussed issues relating to P-values, various graphs, such as the PSQI and Mental Component Score ("MCS") graphs, produced in the Nissenbaum Study and the criticism that he did not present any of the R-squareds.

80 Dr. Aramini said that he created three new charts with regression analysis curves but with a line for each site, leaving in the interaction term. He explained that together with the P-values, he looks at the shape and the slope and makes an assessment whether it is reasonable to include that interaction term. He concluded that with all three, the trends are all in the same direction and the slope of the curves is close.

81 With respect to the suggestion of reviewers that potential bias affected the Nissenbaum Study, Dr. Aramini commented that, while there is no "statistical magic" that can remove bias and produce valid results, it is possible to consider the potential influences of bias and determine their effect on the results.

82 Dr. Aramini then discussed issues dealing with criticisms that there may be various types of bias in the Study, such as selection bias, reporting bias, recall bias and fatigue. Dr. Aramini summarized his comments on bias by saying that it is impossible to rule out all potential sources of bias, but one can make assessments to help determine how likely it is that bias influenced the results.

83 He also responded to the criticism that the "before" parameters with respect to attitude and stress for the near and far are quite a bit different and that, as a result, the groups cannot be compared on any of the other scales, ie., ESS, PSQI and MCS.

84 Dr. Aramini addressed the reviewers' comments that the Nissenbaum Study did not provide information about what would be considered normal and abnormal scores for the health outcomes measured by the validated questionnaires. Dr. Aramini responded to the criticism that the Study results cannot be interpreted in relation to other sites without the background rate of abnormal/normal. He wished to address how the Study results can be applied, together with other studies, to help make decisions in other circumstances.

85 Dr. Aramini stated that regression analysis is commonly used by epidemiologists to investigate the relationship between a risk factor (here, the nearest wind turbine) and a health outcome (here, MCS scores). He said that epidemiologists use techniques such as regression analysis because it is difficult to appreciate and impossible to accurately measure these relationships when looking at the raw data. This is because simple summary statistics (including scatter plots) do not account for other potential factors that one is less interested in, in this case, age, gender, site and the effect of household clustering. He said that statistical tests and resulting P-values are then used to assess how unlikely it would be to find the relationship if in fact it does not exist in the study population.

86 Dr. Aramini responded to Dr. Mundt's assertion that the regression modeling approach taken and the results presented "not only fails to represent the source data — the ultimate goal of statistical model — but it is misleading". He said that this is disturbing to him as a public health epidemiologist. He said that he has analyzed hundreds, if not thousands, of health datasets over the past 15 years. He said that with the exception of adjusting for household clustering, which added a higher degree of sophistication to the modeling exercise, the regression analysis methods used in the Nissenbaum Study are standard techniques used to investigate risk factors and health outcomes.

87 Dr. Aramini stated that the Nissenbaum Study looked at the association of various health outcomes and distance from people's residences with respect to the nearest wind turbine. He said that the results do not prove but do support a causal link between living close to a wind turbine and a number of health outcomes. He concludes that the primary exposure examined was distance, so the results show that there is something happening that is related to distance. The Study does not look at mechanisms of causation (sound, visual impact).

88 Dr. Aramini disagreed with the suggestion that, as a member of the Society for Wind Vigilance ("SWV"), he is looking for certain study outcomes and used statistical methods that will enhance the results looked for. He said that he was looking to help identify what is truly going on. He said that in epidemiological studies, he uses his best experience and education to apply valid approaches to try to analyze the data.

89 Dr. Aramini confirmed that the current manuscript of the Nissenbaum Study is not in final form; final formatting has to be performed and he said that much of what came out of the review and criticism in this Hearing will make it a better manuscript.

90 In reply evidence, Dr. Aramini presented a model which applied the results of the Nissenbaum Study to predict potential health impacts of the Kent Breeze Project on residents living near the Project.

Dr. Jeffrey Wilson's Evidence

91 Dr. Jeffrey Wilson gave opinion evidence in this proceeding as an expert in epidemiology, with knowledge of public health, statistics and statistical analysis.

92 Dr. Wilson said he conducted an independent epidemiologic methodology review of the Nissenbaum Study resulting in his report dated January 20, 2011 (the "Wilson Report"). Dr. Wilson testified that his professional opinion, as set out in his report, is that the authors of the Nissenbaum Study provide strong evidence of a causal relationship between wind turbines and various health effects which are outlined in the Study.

93 Dr. Wilson explained that the potential biases in any study are an important consideration. With respect to the Study, the areas of potential bias are: 1) selection bias (selection of study participants); 2) information or reporting bias (ways in which participants could respond inappropriately or in an exaggerated or untrue way); and 3) compliance bias (participants enrol in a study in a biased manner resulting in an apparent health effect that does not exist). Dr. Wilson testified that it did not appear plausible to him that any of these possible biases would be adequate to fully explain the Study results.

94 He explained that for selection bias to be present, the people conducting the investigation would have had to select participants in a biased manner by, for example, selecting people at the sites distant from the IWT who had a low level of health effects. However, Dr. Wilson testified, this would require the investigators to make their selections without knowing the participants' general state of health. The selection would have to occur in a stepwise manner as the distance from the wind turbine decreased in order to create the linear effect in the Study. This would have to occur for multiple health outcomes and at the two sites represented in the Study. Dr. Wilson concluded that it was not plausible to expect that the purposeful or inadvertent selection of people could result in the pattern of data in the Nissenbaum Study.

95 Dr. Wilson explained that for compliance bias to exist, people would have to enter the study voluntarily in a biased manner, namely to self-select in a graded manner, the closer they got to the wind turbine, in order to create the consistent effect in the Nissenbaum Study. This would have to occur for multiple outcomes and for two sites. He concluded that the data did not support the presence of such a bias.

96 Dr. Wilson explained that it was always possible that reporting bias might be present with respect to an individual, namely exaggeration or lying about responses. However, he concluded that it was not plausible that enough people might have done it in a systematic manner so as to result in the pattern of data in the Nissenbaum Study. He indicated that there would have to be misrepresentation of answers in an organized fashion that resulted in the dose response curves in the Study. The participants would also have had to understand the nature of the questionnaires to get a consistent dose response. The Study also involved multiple outcomes at two sites. He indicated that the questionnaires are designed to detect misinformation and inconsistencies. He explained that when the internal check of the data in the Study was done by computer, the results exceeded the norms for this type of study.

97 Dr. Wilson testified that he finds it implausible that those levels of bias could exist at a level to explain the health effects reported. He stated that the health effects demonstrated by the Nissenbaum Study are very strong compared to most epidemiological studies. He explained that a doubling of the health effect as a result of exposure is considered substantive evidence for an effect, all other things being equal. He said that in the Study, effects are reported from two up to 10 times as a result of exposure. He indicated that the results argue against a bias which would have to be acting at a very profound level — stronger than normally seen with actual real risk factors in studies.

98 Dr. Wilson stated that determination of a causal relationship is fundamental to epidemiology. There are a variety of criteria for causation, of which five are outlined in the Nissenbaum Study. He explained that he has used and taught that scheme but over the years has developed his own practical approach to determining causation.

99 He stated that he first examines whether the study in question is well-designed. With respect to the Nissenbaum Study, he stated, his conclusion was yes, based on his critical evaluation. He indicated that there are some methodological flaws, but they have a minor impact and are not significant. He indicated that all epidemiological studies have some flaws.

100 Second, he examines whether there is an association between the risk factor and the outcomes. Association is demonstrated by a statistical association, which is interpreted by looking at P-values. He stated that a convention is that if the P-value for an association is less than .05, that is considered a statistically significant result. Depending on the sample size and so on, a higher P-value might be accepted, for example, .06 or .07. He concluded that the tables and P-values in the Nissenbaum Study demonstrate lots of associations at less than .05, therefore not necessitating an expansion of the significance of criteria.

101 The third criterion is whether the statistical association is strong. He indicated that the Nissenbaum Study shows ranges of effects from two up to 10 times resulting from exposure. He testified that these are very strong effects, as effects of doubling resulting from exposure to a risk factor are generally considered to be strong effects.

102 Finally, he examines whether there are any other biases that might be missing from the analysis. In this case, Dr. Wilson stated, the biases can be discounted as he previously indicated.

103 Dr. Wilson indicated that he looked at the other criteria identified in the Nissenbaum Study, one of which is time sequence. Dr. Wilson noted that the time sequence criterion is satisfied as health effects reported in the Study followed exposure; namely that the effects worsened after exposure for a period of time.

104 Dr. Wilson explained that the criterion of specificity dictates that if it can be demonstrated that one exposure (in this case wind turbines) causes one health outcome, that is presumed to be stronger evidence of a causal relationship. But, he explained, that thinking comes from 19th Century work on establishing causation of things like anthrax bacteria causing septicaemia in people. He said that they were studying simple situations. He further explained that most environmental exposures today have multiple health outcomes, so that this criterion is not relevant.

105 Fourth, he stated, he examined the criterion of consistency of replication which speaks to whether the effect is seen under more than one circumstance. This Study, he testified, could be viewed as two independent studies occurring at two different sites. He referred to the analysis by Dr. Aramini indicating there was no interaction by site, meaning the effects were identical by site and as a result, he pooled the data. Dr. Wilson stated that the data were replicated in two sites by virtue of the Nissenbaum Study. He added that further information on consistency of the effect comes from the case reports mentioned. Although case reports do not provide as strong information as this controlled study or other epidemiologic studies, any trained epidemiologist with experience would include them as part of an assessment of the effect and would view them as evidence of a consistent effect.

106 Finally, he stated, with respect to the criterion of coherent explanation, in addition to evidence from the epidemiologic study, it is helpful to have an understanding of the underlying biology of the system, namely the impacts of sound from wind turbines on people, which he stated, was outside his area of expertise. However, Dr. Wilson stated that with respect to the data in the Nissenbaum Study, the logarithmic-shaped curve of dose response suggests or parallels exponential decay in sound intensity that would come from a point source, which would be consistent with the underlying biology.

107 He explained that another criterion for causation is the dose response. He indicated that the dose response provides additional evidence for causation because most sources of bias do not tend to produce that kind of a dose response. Rather, they produce a yes/no kind of response.

108 Dr. Wilson concluded that the analysis in the Nissenbaum Study takes into account all of the necessary parameters and passes the criteria, providing strong evidence of a causal relationship between wind turbines and adverse health effects.

109 Dr. Wilson stated that the sample size was adequate to show the associations presented in the Nissenbaum Study. He discussed the implications of how the Study was titled and the use of non-standardized questions in the questionnaire. Dr. Wilson explained that the words "relationship" and "association" are essentially synonymous, but when the word "causal" is added, the meaning is altered. Association is simply a statistical observation of two things happening at once, while causal associations are when A causes B. Dr. Wilson also testified on issues relating to the sampling method used in the Nissenbaum Study.

110 Dr. Wilson described the objective of the Nissenbaum Study as being to investigate the association between adverse health effects and proximity of residence to an IWT. Dr. Wilson explained that the Study provides evidence of a causal relationship, but the precise nature of the relationship, in terms of its strength in different contexts, different populations, different situations, would come from additional study. Dr. Wilson also discussed whether the data in the Study can be extrapolated to Ontario.

111 Dr. Wilson stated that he looked at the questionnaires but did not evaluate them. He also discussed the implications of a preliminary study being undertaken with some of the same people that were sampled. He discussed the use of the

Bonferroni correction, which, he stated, helps avoid Type I errors, but at the same time, is likely to cause Type II errors. He also addressed the issue of providing median scores without giving means.

112 Dr. Wilson stated that it would be an editorial decision as to whether to: 1) include in the manuscript the time over which the questionnaires were completed, the number of questions asked and answers; 2) include text with the tables; and 3) provide normal ranges for the tests administered together with the results.

113 Dr. Wilson discussed whether confounding variables could be another source of potential bias. He also discussed the practice of using a nurse practitioner to ask the questions of those being surveyed.

114 Dr. Wilson said that there are multiple approaches for evaluation of epidemiological studies, all of which address fundamentally the same issues. He explained that there is no one single "checklist" that is correct; all of the criteria for validity and causation have to be evaluated in context and all are ultimately open to debate in most situations.

115 He also testified on cross-sectional study designs, exposure variables and study evaluations.

Dr. Christopher Hanning's Evidence

116 Dr. Hanning was qualified to give evidence as a medical doctor with experience in sleep medicine and sleep physiology. He authored a January 2011 report titled "Wind turbine noise, sleep and health."

117 Dr. Hanning explained that he found the source materials for his report, which was a literature review, by searching the Web of Science database for articles and other publications, searching their reference lists but also searching the internet more generally. With respect to the Kent Breeze Project, he indicated that he looked at the Hatch Report, other relevant sections of the application, as well as the MOE Noise Guidelines and O.Reg. 359/09.

118 Dr. Hanning stated that his initial conclusion from reviewing the literature was that there was good evidence that IWTs do create sufficient noise to disturb sleep and impair health. He referred to section 511 of the draft New Zealand standard on wind farm noise, which also appears in the actual standard. It states that limits for wind farm noise are required to provide protection against sleep disturbance and maintain reasonable residential amenity.

119 Dr. Hanning concluded that in the United Kingdom and Ontario, the guidelines are set too high, such that turbines can be sited too close to human residence to prevent this harm and serious harm does occur. Dr. Hanning explained that it is now well recognized that sleep is not a state of inertia but a state in which the brain is to a degree disconnected from the real world but is actually processing sounds and deciding whether they merit awakening.

120 He indicated that noise can interfere with sleeping in a number of ways. It may be sufficiently annoying or audible so that it prevents the onset of sleep or if it is present when a person awakens, it may prevent a return to sleep. Dr. Hanning explained that sleep is not a continuum but a cycle and people commonly wake between cycles although they may not be aware of it.

121 Dr. Hanning testified that there is a very large body of literature showing that if sleep is inadequate because it is too short or of an inadequate quality, the long-term risks can be obesity, the risk of diabetes, high blood pressure, heart disease, stroke, cancer and impaired immunity. People who are sleep deprived are more susceptible to cold viruses. The short-term risks are fatigue and sleepiness, which pose a risk of traffic accidents. He indicated that being sleepy can also impair the ability to hold down a job, do mental tasks and remember things. He stated that it is very important for a child to have adequate sleep. He also testified that a study that used the SF-36 Questionnaire as well as others, compared people with diabetes, epilepsy and arthritis to people who were sleepy and found that the overall effect on the quality of life was much the same. He stated that sleepiness is not a trivial matter and patients who have sleepiness induced have been put to serious harm.

122 Dr. Hanning explained that humans have two types of sleep. Slow wave sleep tends to occur the first half of the night. Rapid eye movement or dreaming sleep tends to occur mostly in the latter half of the night. Both are important.

Dr. Hanning testified that slow wave sleep, during which the brain is relatively inactive, consists of stages one to four. Stage two is the first level of true sleep and stage four is a deep sleep, which would occur 20 to 30 minutes after first falling asleep.

123 Dr. Hanning testified that the character of noise can be important. He said that, where some sounds such as music are very soothing and are recommended to help induce sleep, it appears that the sort of thumping noise made by wind turbines is particularly annoying and intrusive. Dr. Hanning explained that moving from wakefulness into sleep and vice versa is not an instantaneous event but a process. When one moves from wakefulness into sleep, the transfer of information from short-term memory to long-term memory stops and is the last to be restored on awakening. One remembers an awakening only if it is longer than 20 or 30 seconds. As a result, he said, if one relies on recalled awakenings as the outcome measure of an effect, say of noise, one will underestimate the effect because of the failure to recall all of the brief awakenings.

124 Dr. Hanning indicated that some noises do not cause an actual awakening but an arousal, which is a brief increase in the frequency and decrease in the amplitude of the brain waves or electroencephalogram ("EEG"). Arousal is moving from a deeper level of sleep to a lighter level of sleep and usually lasts a few seconds. Wakefulness is not reached, so there is no recall of it, but the result is to disrupt the sleep and reduce its efficiency in restoring the normal daily functions. Dr. Hanning stated that people may have several hundred arousals per night of which they are unaware and have very fragmented sleep but be aware only of its symptoms which are sleepiness, fatigue, headaches, poor memory and poor concentration. He stated that people vary in their susceptibility to arousals; a recent paper by Dang-Vu et. al., "Spontaneous brain rhythms predict sleep stability in the face of noise" (2010) 20:R Current Biology 626 ("Dang-Vu 2010") shows that this has to do with the number of spindles, a particular EEG phenomenon. The fewer the spindles, the less robust sleep seems to be. Spindles decrease with age.

125 Dr. Hanning explained that arousal arouses the autonomic nervous system, which controls internal functioning, blood pressure and heart rate, and results in a small blip or increase in blood pressure and heart rate. If there are enough blips, high blood pressure can result, which, he said, has been very well recorded for aircraft and traffic noise exposure. Dr. Hanning discussed a study from 2005 that suggests that arousals could be caused by sounds as low as 32 dBA and awakenings, by events at 42 dBA. He added that the more recent evidence in Dang-Vu 2010 suggests that, in susceptible individuals, much lower sound levels (30 dBA or less) may cause arousals.

126 Dr. Hanning explained that it is well established that arousals are caused by aircraft, railway and traffic noise, as shown in Basner's work (Basner, M. et. al., "Aircraft noise: Effects on macroand microstructure of sleep" (2008) 9:4 Sleep Medicine 382 and Basner, M., "Nocturnal aircraft noise exposure increases objectively assessed daytime sleepiness" (2008) 17:supp. 1 Journal of Sleep Research 512), resulting in daytime sleepiness. He said that other work stated that freight trains are more likely to cause arousals than passenger trains, because they are longer, so the sound goes on for longer, move more slowly and tend to produce more low frequency noise. Some, he stated, equate wind turbine noise with the sound of a passing train that never passes, which may be why wind turbine noise seems to be particularly likely to cause sleep disruption. He stated that he did not know the source of the quote about a passing train that never passes, nor did he know what level of noise would be emitted.

127 Dr. Hanning referred to a 2009 study from de Kluizenaar (de Kluizenaar, Y. et. al., "Long-term road traffic noise exposure is associated with an increase in morning tiredness" 126 J. Acoust. Soc. Am. 626) linking exposure to traffic noise and the risk of awakening in the morning feeling not rested. Although that was a non-specific question, the increase in effect started at 35 dB at an L night value. Dr. Hanning stated that this confirms that excessive noise does disturb sleep, impairs its restorative properties, leading to daytime sleepiness, which in his view, constitute serious harm.

128 Dr. Hanning indicated that there is a proportion of the population, about 15%, that is more sensitive. He explained that the trait does not seem to be dyscratic, is at least partly heritable and is stable or present through life.

129 With respect to the testimony of Dr. Thorne and Dr. Shepherd, Dr. Hanning indicated that he was in general accord with their recommendations about external noise levels and setback distances. He stated that they recommended lower levels regarding external noise than he has at 35 dB because he conducted a review of the published evidence, rather than actual experience and live research they relied on; thus he deferred to them.

130 Dr. Hanning commented on the recommendations of the WHO Night Noise Guidelines and explained that the WHO initial recommendation was 30 dB of L night outside, which, he indicated, is not really a night average but was suggested to protect the public, including the most vulnerable group such as children, the chronically ill and the elderly, from the adverse health effects of noise. Subsequent reports, he added, introduced the concepts of dose response and the lowest adverse effect level. The lowest observed adverse effect level would depend on the population studied; if the population were particularly insensitive, there would be a high level, if it were sensitive, a low level. Similarly, if the adverse effect is an insensitive one, there would be a high level. Dr. Hanning explained that his reading of the WHO Night Noise Guidelines is that they developed their lowest adverse effect level predominantly on the longer term cardiovascular effects, namely blood pressure, heart rate and stroke outcomes, rather than on the short term effects of sleep disturbance, fatigue and sleepiness, which is what led them to suggest in the later report an L night outside level of 40 dB. Dr. Hanning agreed with Dr. Shepherd that the conclusions in the WHO report differ from the actual discussion in it. He noted that in the range of 35 to 40 dB there were still a number of effects, including awakening, self-reported sleep disturbances and arousals, that were characterized as a modest effect, which he does not think is correct. He was of the opinion that they chose the wrong effects and played down the short-term effects of sleep loss, which he considers are serious harm. Dr. Hanning suggests that the WHO set the 40 dB level on the basis of traffic noise, with some rail and aircraft noise data, but did not consider wind turbines.

131 Dr. Hanning concluded from the literature review that external sound levels in excess of 35 dBA or setbacks of less than 1.5 km were likely to lead to unacceptable sleep disturbance with serious harm. He stated that at the Kent Breeze site, there were approximately 49 dwellings subject to external turbine noise levels in excess of 35 dB and 76 occupied dwellings within 1.5 km, which would all be at risk of sleep disturbance and serious harm to their health. His overall conclusion is that, if operational, Kent Breeze Wind Farm will cause unacceptable levels of sleep disturbance to local residents with consequent effects on their health. In his view, based on the effects of sleep disturbance, this constitutes serious harm.

132 With respect to the Nissenbaum Study, Dr. Hanning indicated that he was surprised at the extent of the increase in ESS and PSQI scores, both very well established tools in clinical sleep medicine and sleep medicine research, in those living within 1400 m of the wind turbines compared to those living further away, particularly as these scores look at sleep quality and sleepiness over a period of time. Rather than being a point measure, it is an average response over a matter of days. He stated that because noise from turbines varies from day to day and night to night, depending on wind strength and direction, the effect on a subject will not be the same every night. Further, he stated, the subjects would differ in sensitivity. The degree of difference in the scores, he opined, appears to be absolutely genuine and significant.

133 Dr. Hanning stated that he neither recommended nor endorsed the two scoring methods as test instruments in the Nissenbaum Study. With respect to whether there is a normal or average score expected on these two survey methods, he said that it depends on the population surveyed. He stated that a general population survey for both would yield mean values of about 4.5. With the PSQI, a surveyed population with no sleep complaints would result in a score of around 3. With the ESS, the mean score is about 4 or 4.5. With a population of insomniacs, the score would be from 0 to 2.

134 Dr. Hanning stated that the ESS for the distant group in the Nissenbaum Study is slightly higher than the population mean. Two conclusions are possible: Either that group is also subject to the effects of wind turbine noise or they happened to be slightly sleepier than the population average. He indicated that the mean score for the group in the 350 m to 1400 m group showed a significant difference. They are sleepier by a couple of points, but because these are mean scores, this is clinically significant.

135 He stated that the PSQI values were greater than the population mean for the distant group, being greater than the threshold value for poor quality sleep. Again, either this group has poor quality sleep for some reason for they are also being affected by the wind turbines. He stated that the difference between this group and the closer group is significant, both clinically and statistically.

136 With respect to the modeling relating to the PSQI scores of the Nissenbaum Study, Dr. Hanning stated that it shows a clear relationship between distance of the turbines and the sleep quality and sleepiness scores. If this were a drug and not a wind turbine, and the manufacturers stated that the drug does not cause sleepiness, he indicated that he would say they were wrong. He asserted that there is a clear dose response relationship causing levels of sleepiness and reductions in sleep quality causing harm. He said that the end result would be that the drug would be withdrawn or the dose to be administered would be reduced.

137 With respect to the ESS modeling from the Nissenbaum Study, Dr. Hanning indicated that his comments are the same. The PSQI is an overall measure of effect on sleep disturbance while the ESS is a measure of the outcome or effects of the disrupted sleep. He said that they are both going in the same direction and magnitude, showing a firm link between the two and causation.

138 Dr. Hanning explained that it would be very rare for raw data to be submitted for peer review. Generally, it is the manuscript that is submitted and if the peer reviewer needed to look at the raw data, they could request it. He said that the main focus in a peer review is the methodology, including how the data was collected. Dr. Hanning indicated that if he were peer reviewing a study such as the Nissenbaum Study, he might well ask to see the questionnaire to inform his review.

139 Dr. Hanning stated that he was in entire agreement with Dr. Aramini's conclusions. In his view, the adverse health effects, the sleep disturbance, the sleepiness and the other symptoms recorded in the survey are due to IWT noise. Dr. Hanning noted that the dose response and the clear relationship between noise and sleep disturbance and its consequences, convinced him of the causation.

140 When asked why he had changed his opinion between November, when an earlier version of his report was released, and January, when he produced the report relating to this proceeding, Dr. Hanning referred to the Nissenbaum Study and Dr. Shepherd's work. Although the Study does not measure noise, he explained that Dr. Shepherd's work references noise which shows health effects at 35 dB. He stated that in November 2010, his opinion was that 35 dB avoids disturbance to sleep, while 40 dB avoids risks to health such as high blood pressure, which is a health consequence of a sleep disorder. He indicated that his statements were made using the information available.

141 He explained that his January 2011 report referred to serious harm while the earlier report did not, because he was aware that "serious harm" was the issue in this proceeding, while the November 2010 report was a general one. He also said that he removed the words "potential risk to health" and referred to "risk to health and serious harm" in the later report because of new science known to him (the Nissenbaum Study and Dr. Shepherd's work). He also indicated that he suspected that his reference on page 3 of his January 2011 report to an external noise level of 45 dB should have been 40 dB.

142 With respect to the conclusions in the WHO Night Noise Guidelines that "...even in the worst cases, the effects seemed modest", Dr. Hanning indicated that he agreed with it but that the conclusions were informed by studies on traffic, aircraft and railway noise. He further stated that there is good evidence, in his view, that wind farm noise is more annoying and has a greater effect than do those sources. With respect to his expertise to opine on "annoyance", Dr. Hanning explained that annoyance does influence people's ability to sleep. If you are annoyed and your level of consciousness is aroused, then you will have difficulty in initiating sleep; he added that this is within his area of expertise. He stated that he is able to opine on the reference to annoyance in a third party study with respect to its consequences on sleep and stress.

143 Dr. Hanning interpreted the statement in the WHO Night Noise Guidelines respecting a variable L night outside 40 dB as being equivalent to the lowest observed adverse effect level for night noise, which is consistent with what his November 2010 report said, to be addressing blood pressure changes (long-term changes). However, he agreed that the document did not refer to "long-term". He added that, in his understanding, the interim target L night 55 dB was introduced because the traffic noise, on which the document was predominantly based, was expensive to reduce and the interim target was meant to allow European Union member states time to achieve the interim target first, and ultimately, the guideline.

144 Dr. Hanning added that he agrees with Dr. Shepherd's and Dr. Thorne's comments that because of the characteristics of wind turbine noise, they would want to reduce the WHO Night Noise Guidelines by up to 10 dB and thus, they were advocating external noise levels of 30 to 32.

145 He pointed to the Nissenbaum Study as evidence that wind turbine sound is the main cause of sleep deprivation in those exposed to it. Although the Study does not measure noise, he indicated that the only clear and obvious mechanism is the sound the wind turbines produce. He stated that studies have not been done in sufficient detail to determine what proportion of those who are exposed to sounds are affected. He indicated that there are studies using instruments like the SF-36 which demonstrate that sleepiness has as much impact on health as epilepsy and arthritis, although he did not quote them.

146 Dr. Hanning stated that there is no doubt that wind turbine noise causes awakenings because there are a multitude of reports that show that people do awaken and recall it. He stated that he has interviewed those who awoke from wind turbine noise, but that more study is needed to measure arousals and awakenings in a lab such that one could distinguish between those that are natural and those that are produced by extraneous noise. He indicated that, if the noise went on beyond awakening those awakened, would be aware that it was the noise that had awakened them.

147 Dr. Hanning indicated that he has studied patients with sleep disturbances, primarily sleep apnea and that it is not uncommon for a patient with severe sleep apnea to have 60 to 70 arousals per hour of sleep. He said that studies of people sleeping in rooms with wind turbine noise will need to be done, but they would be extremely expensive. He stated that there is a strong relationship between the presence of arousals and development of high blood pressure. He also indicated that in a study done by Martin (Martin, S.E. et. al., "The effect of nonvisible sleep fragmentation on daytime function" (1997) 155:5 American Journal of Respiratory and Critical Care Medicine 1596), noise levels were used to induce arousals and the same effects of sleepiness and changes in blood pressure. He said he thought noise levels were more than 30 dB in order to ensure arousal, but that it did not mean that the subjects would not have aroused with lower levels of noise. However, he indicated that there is individual susceptibility to arousal.

148 With respect to his reference in the January 2011 report to a study (Quibai, C.Y.H. and Shi, H., "An Investigation on the physiological and psychological effects of infrasound on persons" *The Effects of Low Frequency Noise and Vibration on People* (Ed: C. Hansen, Multi-science Publishing Co. Ltd, 2007)) of increased blood pressure effects from short-term exposure to infrasound, Dr. Hanning agreed that the noise was at a single frequency and fairly high value. He stated that he was not extrapolating those results, but observing that in that situation, infrasound caused an increase in blood pressure.

149 Dr. Hanning indicated that at present there are no laboratory-based studies measuring EEG (brain waves), which demonstrate that wind turbine noise produces arousals. However, when looking at the clinical effects as in the Nissenbaum Study, he said the logical cause for that is the production of arousals. He stated that there may be some other mechanism whereby the wind turbine noise is disturbing sleep, but arousals is the logical one to look at because it has been shown for other noise sources (road, rail, aircraft).

150 Dr. Hanning indicated that questionnaire studies are usually less robust and more open to criticism than studies which measure objective things like blood pressure. Nevertheless, questionnaire studies can be very strong in their indications.

151 He stated that serious harm is guaranteed for some people at night-time levels of 40 dB, not all people. With respect to attenuation of sound of 10 to 15 dB and bedroom sound levels being 25 to 30, within the WHO Night Noise Guidelines, Dr. Hanning stated that current evidence shows that arousals are generated by lower levels of noise as noted by Dr. Shepherd, who made relevant measurements. Dr. Hanning was aware that most urban dwellers sleep with sound levels of 25 to 30 dB from appliances, fans, air conditioners but indicated that some may be suffering serious harm from sleeping at these noise levels.

152 Dr. Hanning indicated that "wind turbine syndrome" is not a recognized and classified disease, but is a phrase that Dr. Pierpont coined. His view is that he is not convinced that there is such a distinct syndrome but is open for his mind to be changed if further evidence appears.

153 With respect to annoyance, Dr. Hanning agreed that Pedersen stated that economic factors can mitigate the psychological upset that results from stress, but that this is not unique to wind turbines. Dr. Hanning stated that it has been noted in a number of areas that, if you have a financial interest in whatever is causing annoyance and stress, the effects are reduced.

154 Dr. Hanning stated that his only contribution to the Pierpont study (Pierpont 2009) was to review a print publication of the manuscript that became the book and provide comments at her request. He stated that he believed she incorporated some of his comments in the manuscript. He indicated that she acknowledges a number of people who reviewed the manuscript, but that books are not normally subject to peer review in the way that articles are. Dr. Hanning agreed that the Pierpont study is uncontrolled and involves unverified accounts of non-specific symptoms in 38 people from 10 families interviewed by telephone and that the selection criteria and methods of interview could lead to a biased outcome. He added that they are case studies and are useful evidence, but nothing more than that. He indicated that what she did was support subsequent investigators regarding the types of symptoms that should be investigated in more controlled studies. He stated that, to the best of his knowledge, she did not physically examine the subjects. He indicated that the major thing she has claimed is that the symptoms in a subject were present when they were in proximity to wind turbines, went away when they were absent from them, and returned when they came back. This relationship gives strong credence to the notion that the symptoms described were related to wind turbine noise. He stated that he thought the National Health Service ("NHS") Knowledge Service conclusions that no firm conclusion could be drawn from Dr. Pierpont's study were fair.

155 With respect to Dr. Hanning's criticism of the design of the study leading to the United Kingdom Department of Trade and Industry Report ("The Measurement of Low Frequency Noise at Three UK Wind Farms" (2006) W/45/00656/00/00 Hayes McKenzie Partnership), he indicated that he has qualifications and experience in designing research studies through his career in academic medicine (e.g., involvement in the design of many trials, associate editor of a respected medical journal, and review of a very large number of papers, all of which contained different trial designs). However, he indicated that he has never designed or been involved in a study of low frequency noise or wind turbine noise. He added that, if he were asked to design a study of health effects from external stimulants, he would be in a position to do that because his expertise is in health and in sleep medicine, in particular. However, with respect to measurement of the low frequency noise in order to relate it to the health effect, he would have deferred to an acoustician with experience in low frequency noise. Dr. Hanning indicated that the study is cited as part of the evidence examined by the MOE when it made a decision about noise levels and the setback distance.

156 Dr. Hanning confirmed that 40 dBA outside is acceptable as a maximum but must be fully justified (e.g., the subject has a financial interest or has the power to turn the turbines off or control the noise).

157 Dr. Hanning explained that he was not involved in the pilot study conducted by Dr. Nissenbaum and that the noise statistics in the Nissenbaum Study were provided to him by Dr. Nissenbaum. He stated that the Study design was largely in existence because it was modeled on the pilot study. He said that he identified from the pilot data that sleep disturbance was the main symptom. He said that he was involved in selecting the PSQI and ESS as two appropriate and validated questionnaires to use in evaluating sleepiness. He stated that he also contributed to the interpretation of the results and drafting of the results respecting sleep.

158 Dr. Hanning conceded that he was not an expert on amplitude modulation, noise characteristics and modeling.

159 With respect to his literature review of the American and Canadian Wind Energy Associations' Report "Wind Turbine Sound and Health Effects; An Expert Panel Review" (2009) (the "AWEA/CanWEA Report"), he found that its conclusions were open to considerable doubt, which opinion, he said, was shared by the NHS Knowledge Service. He indicated that one of the criticisms is that there was no epidemiologist involved in it. He agreed that it was a literature review, but a partial review. He agreed that he contributed to the SWV's review of that review (Society for Wind Vigilance, "An Analysis of the American/Canadian Wind Energy Association sponsored: Wind Turbine Sound and Health Effects: An Expert Panel Review" (2009) ("Society for Wind Vigilance Review")). The SWV's review of the Australian National Health and Medical Research Council report (Australian Government National Health and Medical Research Council "Wind Turbines and Health: A rapid review of the evidence" (2010) ("NHMRC Report")). He explained that the latter report claimed to use only peer-reviewed literature, but did not do so. He conceded that he had not included the work of Rideout or the McMaster analysis (not referenced by witness) that indicate that there are a lack of serious health effects from wind turbines, but indicated that this was not deliberate and that he may have missed some papers that may be relevant.

160 With respect to whether he was aware of any peer-reviewed research that proves that wind turbines do significantly affect sleep at the distances and noise levels that are approved of by Ontario, Dr. Hanning replied that the peer-reviewed Pedersen studies focus principally on annoyance but do discuss sleep disturbances at noise levels which would be permitted by the Ontario regulations. Annoyance as a condition resulting in stress was the primary outcome measure. He added that Pedersen said that there is a strong relationship between reporting high levels of noise and sleep disturbance. However, he stated, Dr. Shepherd indicated some subjects did not report annoyance with the wind turbines but nevertheless were not sleeping and obviously had disturbance to their sleep.

161 Dr. Hanning agreed that people could mitigate noise from outside by using ear plugs for an unavoidable noise. However, he added, the noise situation in Chatham-Kent is avoidable. Ear plugs themselves could cause impaction of wax in the external ear and could be uncomfortable. He agreed that the Ontario standards are not 45 dBA, but 40.

Dr. Arline Bronzaft's Evidence

162 Dr. Bronzaft was qualified to give expert opinion evidence in the areas of environmental psychology with knowledge of noise and its effects on humans.

163 Dr. Bronzaft's evidence was focused on the AWEA/CanWEA Report, which reviewed the existing literature on the effects of noise on mental and physical health. Dr. Bronzaft stated that the Report ignores the large body of studies on the effects of noise on performance and behaviour that have been conducted over the past 20 years. In addition, the Report's summary of annoyance as a "subjective response" that varies amongst people, misses the accepted concept that annoyance varies on a normal distribution scale, meaning that there are noise sources that would be annoying to people of reasonable sensitivities. She took issue with the fact that the Report largely dismissed annoyance as a serious effect.

164 Dr. Bronzaft explained that annoyance includes being bothered by noise but it can also mean that noise is intruding upon one's activities. She explained that continuous exposure to noise goes beyond annoyance, and the stress caused by these annoying sounds can result in physiological disorders. She stated that it is well documented in the literature that annoyance leads to stress and stress can adversely affect bodily functions. She stated that when people exposed to

noise cannot abate the noise, they experience "learned helplessness", which can exacerbate the stress beyond the stress of the actual noise problem. Dr. Bronzaft stated that by dismissing annoyance as a potential health threat, the Report ignores the known effects of noise on mental health. Dr. Bronzaft also stated that the expert panel incorrectly dismissed the influence of visual factors and attitudes, which can heighten a person's annoyance level.

165 Dr. Bronzaft was concerned with the panel's conclusion that low frequency sound and infrasound from wind turbines do not present a risk to human health. She stated that despite the lack of scientific studies specifically relating to low frequency sound from wind turbines, the literature on the impacts of low frequency sound from other sources is applicable. She noted that the psychological effects of low frequency noise on workers have been studied for years (work of Alves-Pereira and Castelo Branco). She acknowledged that vibroacoustic disease ("VAD") is not yet accepted as a pathological entity, however the WHO has concluded that low frequency noise can disturb rest and sleep and that more research is needed.

166 Dr. Bronzaft stated that in her opinion, the AWEA/CanWEA panel should have presented a fuller discussion on the adverse effects of noise on sleep. She stated that the panel did not refer to the abundant studies in this area which document that night-time noises disrupt sleep stages, increase awakenings and affect heart rate.

167 Dr. Bronzaft also stated that the Report appears to be biased in its selection of only those studies which suggest a weak association between noise and health problems. She stated that there is a growing body of literature that indicates a link between noise and health, which was not referenced in the Report. According to the WHO's definition, health refers to not only the absence of symptoms but a state of complete physical, mental and social well-being. She stated that the Report does not include a discussion of quality of life or the fact that noise can disrupt this. Dr. Bronzaft endorsed the view of the former U.S. Surgeon General, Dr. William H. Stewart, that in protecting health, absolute proof often comes too late and waiting for this proof prolongs suffering unnecessarily. However, she said, the panel's Report demanded absolute proof and ignored the growing body of work that strongly warns about protecting health when siting wind farms.

168 Dr. Bronzaft also reviewed the Witness Statement of Rick James and his report that the Hatch Noise Assessment had underestimated the sound levels by up to 8 dBA. Dr. Bronzaft noted that the literature indicates that 3 dB produces a recognizable difference in sound levels by individuals responding to the sounds, and therefore a 3 dB underestimation is significant. In support of this conclusion, she referred to the New York City Noise Code (Local Law 113 of 2005) ("Noise Code") which recognizes 3 dB differences from ambient level in determining the issuance of violations. In her opinion, these underestimations of dBA levels indicate that too little attention has been paid to the potential impacts of the sound levels on humans. She also noted that the Noise Code includes measurements on the C scale for low frequency noise when determining violations.

169 Dr. Bronzaft acknowledged that the Noise Code restricts sound levels from bars or restaurants within a nearby residence to 42 dB or 7 dB above the ambient sound level as measured on the street 15 feet or more from the source. For noise created by air conditioners and other types of circulation devices, she agreed the Noise Code restricts sound levels to 42 dB measured 3 feet from the noise source of an open window or nearby residence. She also acknowledged that the Noise Code is a step in the right direction towards protecting public health, safety and welfare.

170 Dr. Bronzaft stated that it would now be deemed unscientific to reach the conclusion of the AWEA/CanWEA panel that sound from wind turbines does not pose a risk of any adverse health effect in humans, given the growing body of research linking health effects to noise in general and wind turbine noise specifically. In her opinion, "it would be more scientific to state that based on the existing evidence it would be wiser to refrain from exposing individuals to wind turbine noise when there appears to be evidence that exposure to wind turbine noise is affecting the health of individuals living in nearby homes."

Dr. Carl Phillips' Evidence

171 Dr. Phillips was qualified to give opinion evidence in the area of public health with knowledge of epidemiology and related health sciences and scientific epistemology and methodology.

172 Dr. Phillips' opinion is that there is ample scientific evidence that wind turbines sited near residences cause serious health problems for some people living in those residences. Specifically in regards to the Kent Breeze Project, it is Dr. Phillips' opinion that based on the available evidence, it is more likely than not that the proposed facilities will cause serious harm in the exposed population.

173 Dr. Phillips stated that there is substantial epidemiologic evidence of health effects on residents from nearby wind turbines. He stated that the greatest part of this evidence is in the form of adverse event reports, or case studies. He noted the Windvoice Survey, Pierpont 2009 and Harry 2007 as examples. He stated that adverse event reporting is often the foundation of identifying new health risks and it provides useful information in a number of ways. First, he stated the health problems (sleep disorders, mood disorders, headache, fatigue) are similar across reports and they are plausibly related to each other and the exposure. Second, the number of adverse reports indicates that the problems are not restricted to a few rare, highly susceptible individuals. Third, some of the case studies provide some case-crossover study data, which is one of the most effective methods for assessing the transitory effect of a transitory exposure. He stated that many of the reports describe the onset of symptoms beginning shortly after the activation of the turbines, and some residents reported temporary improvements in their symptoms when they were not exposed to the turbine noise. However, he noted that this cross-over type data has not been collected in a formal way that provides the optimal amount of information, as data concerning timing and crossing back is absent.

174 Dr. Phillips admitted that he could not comment on what sound levels were experienced at the locations where these adverse event reports had occurred. He also stated that the adverse event reports, which constitute the bulk of the available evidence, do not make it possible to make scientific calculations about what portion of the population is susceptible to any particular outcome, nor what characteristics about them make them susceptible.

175 Dr. Phillips noted that there exists a small collection of systematic studies that provides further evidence of health effects. He noted the studies by Pedersen (Pedersen 2004; Pedersen and Persson Waye 2007; Pedersen et. al. 2009; and Pedersen, E., van den Berg, F., Bakker, R., and Bouma, J., "Can road traffic mask sound from wind turbines? Response to wind turbine sound at different levels of road traffic sound" (2010) 38:5 Energy Policy 2520 ("Pedersen et. al. 2010")), Phipps (Phipps, R., "In the Matter of Moturimu Wind Farm Application" Evidence to the Joint Commissioners, Palmerston North (March, 2007) ("Phipps 2007")) and the Nissenbaum Study as examples. He further noted that residents have taken actions such as moving away or retrofitting their homes to reduce noise, which are costly and would not be taken by people who were suffering only minor problems. He stated that the real estate data indicating economic revealed preference can also be used to infer health information and to quantify the effects.

176 Dr. Phillips further stated that the existing evidence is particularly convincing and it stands up well to criticisms and concerns regarding its validity. He stated that the existing data as a whole is more compelling than its individual parts since there are different types of data, collected in different ways but still showing similar results. He also noted that this exposure-disease combination is relatively easy to study, as opposed to other slow-developing diseases caused by environmental pollution. In this case, the turbine noise can be observed and the symptoms develop in a way that a proximate explanation is available. Dr. Phillips stated that often health claims are disputed by providing other explanations for the residents' symptoms, such as claims that residents are distressed because they just do not like the wind turbines, or their symptoms have developed because of the stress in their attempts to oppose the developments. However, he noted that these alternative explanations tend to agree that the installation of the turbines is the event that caused the problem. He also stated that an individual's assessment of the cause of his symptoms, while typically used to discredit health claims, actually has substantial value, even for a more subtle exposure. In response to attempts to dismiss the entire body of evidence regarding health effects from wind turbines, Dr. Phillips noted that a large portion of all knowledge is based on data that does not come from studies conducted according to the preferred approaches. He stated that the objective is to reach the best conclusion possible and that just because a particular study or finding is not

conclusive, it can still contribute to the emerging body of knowledge. He stated that the affirmative evidence presents a compelling case that there are substantial health effects from exposure to wind turbines.

177 Dr. Phillips stated that, although the reported health effects are subjective and therefore more difficult to measure, many important diseases are diagnosed and largely defined based entirely on subjective experience. In addition, not all of the effects are subjective, as inability to sleep and reduced productivity due to loss of concentration can be objectively measured. He stated that it is not unusual to observe heterogeneous effects where some people report severe symptoms from their exposure to the turbines while others have no significant problems and that this type of effect is observed in most exposure-disease combinations.

178 Dr. Phillips stated that the health effects that have been reported are serious and have important implications for public health. He acknowledged that most of the reported health effects of wind turbines are psychologically mediated. However, he stated that these types of health problems can have much greater effect on quality of life than physical damage. Further, he stated that almost all accepted definitions of health include psychological health as part of the consideration. He noted that there is no accepted definition of which problems are health problems and the boundary between health problems or disease and other problems is ambiguous. He stated that many of the problems that are reported with wind turbine exposure, including headaches and sleep disorders, are in fact considered to be health problems.

179 Dr. Phillips stated that there is a plausible causal pathway to explain the health effects observed in relation to wind turbine exposure. He stated that it is clear that the physical effects of noise and light flicker do reach local residents and that these effects can cause health problems under some circumstances. He stated that even though it is not known which is the dominant pathway, there are several plausible pathways, including the vestibular system, the sensory system and secondary effects due to stress reactions. Further, he noted that there are many studies to support the plausibility of these pathways.

180 Dr. Phillips also reviewed the CMOH Report. He concluded that the Report ignores most of the available evidence and gives the reader a biased picture of what exists by overlooking many of the adverse event reports of health problems, which in fact constitute the majority of the useful evidence about the effects of wind turbines. Dr. Phillips stated that the Report indicates that no conclusions can be drawn from the reported cases. He said that this is correct in the technical sense, in that no amount of evidence can ever conclusively prove a phenomenon. Nonetheless, he said, the evidence that we have is tremendously useful. Dr. Phillips stated that the Report's reliance on peer-reviewed literature only is not appropriate for a phenomenon that has only recently been recognized, as much of the available information exists outside of journals. Dr. Phillips stated that the Report therefore excludes most of the available evidence and then relies on the conclusions of the existing reports without actually providing an analysis of why those reports are correct or why their analyses are useful.

181 Dr. Phillips noted that the Report relies on the setback distances set out in O. Reg. 359/09 as being informative in an assessment of health effects. However, he noted that this conclusion is not based on any analysis of the evidence, but rather follows a fallacious line of reasoning that because the rule exists, it is informative.

182 Dr. Phillips explained that he was concerned with the main conclusions of the Report because they are asserted but are not supported by any analysis of the evidence. He stated that the Report does not attempt to analyze or explain the contrary evidence and arguments, but simply denies that they exist. In his opinion, the Report, therefore, does not constitute a proper summary or analysis of the evidence.

183 Dr. Phillips acknowledged that some of the published adverse event reports were referenced in the Report. However, his critique was that much of this literature was referenced in a way that seemed like a "for further reading list" and that the evidence from these reports was not incorporated into the Report's analysis. He stated that in his opinion, the Report is misleading about the existing evidence. Although it lists various references, much of the evidence from these references is ignored in the text of the Report and consequently, a reader of the Report would be unaware of the

huge body of quite compelling evidence that is available. He stated that all of the material listed in the reference section may have been considered by the authors, but it was not reported.

184 Dr. Phillips stated that, although it is difficult to quantify the risk, in his opinion it is more likely than not that there will be persons in the area of the Kent Breeze Wind Farm who will suffer serious health problems. In making this assessment, he noted that there are about 70 occupied homes within approximately 1400 m of a turbine (the same distance studied in the Nissenbaum Study) and estimated that an average of 5 people will live in each over the lifetime of the project for a total of 350 exposed people. He stated that the probability of any given individual suffering serious health problems would have to be 0.002 (or 1 person out of every 500) before it was less likely than not. He stated that this probability is far less than any of the estimates of risk in the available evidence, which are at least in the few percent range. He stated that even if you only look at the 100 closest people, the risk would have to be less than one percent to make it less likely rather than more likely that someone would suffer a serious health problem.

185 Dr. Phillips explained that in calculating this probability he used a binomial distribution. He stated that the question of whether something is more likely than not is a matter of whether the probability of that thing happening is 0.5 or greater. In terms of his actual calculation he explained that for 350 people and a probability of 0.002 that an individual will suffer health problems, the chance of having zero people experience health effects is just under 50%.

186 Dr. Phillips stated that Dr. Mundt is incorrect in asserting that Dr. Phillips has not conducted a systematic or critical review of the epidemiological literature. He stated that Dr. Mundt is incorrect in his suggestion that adverse event reports and case-crossover studies are not accepted scientific evidence for epidemiology-based policy decision making. Dr. Phillips stated that it is always possible to make a best possible scientific estimate of something based on the available evidence. He stated that there is no bright line that distinguishes between "we know absolutely nothing" and "we have sufficient and sound evidence." He stated that studies of the health effects of wind turbines are a case where the evidence is unusual, which is the opposite of standard but does not make it wrong or useless. He stated that the type of evidence that is available is much more compelling than the types of evidence that epidemiologists usually have to rely on. He stated that most epidemiological evidence about environmental or behavioural exposures relies on people giving an answer to a survey. He stated that evidence of people leaving their homes is of value in making epidemiologic analyses because it indicates that these people have little doubt about the cause of their health problems and they are experiencing problems of great enough magnitude that they are willing to endure large financial losses over enduring the health problems. Dr. Phillips stated that his report is a scientific analysis of the type of evidence that is available and why it is useful. He noted that the type of evidence that is available is exactly what health policy makers use to make many decisions about emerging risks and the types of studies that have been done so far are among the most compelling study types in epidemiology.

187 In reply to Dr. Ollson, Dr. Phillips stated that he has reviewed hundreds of adverse event reports, which provide empirical evidence of serious health effects. He stated that he has reviewed adverse event reports from well over 200 people, which formed the basis for his assessment. He is also aware of the reports by Pedersen and colleagues and Drs. Thorne and Shepherd and over 100 other reports that have not been captured in any collection or data summary. He stated that, therefore, he is quite confident that the total number of individual adverse event reports is in the thousands. Dr. Phillips stated that just because the adverse event reports that he has cited have shortcomings, this does not mean that they have no value, as Dr. Ollson suggests. Dr. Phillips stated that his binomial distribution calculation was based on example calculations and hypothesized inputs. He stated that this is a useful, common and wellaccepted approach in policy decision analysis. He stated that the point of his analysis is to show what the proper calculation is and then show what inputs into the calculation would make the result fall on a particular side of the "more likely than not" standard. He stated that his analysis shows that the evidence supported numbers that are well into the "more likely than not" range. He noted that Dr. Ollson did not propose any different input numbers which would lead to a different conclusion.

188 Dr. Phillips disagreed with Dr. Speechly that epidemiological studies always assume that the null hypothesis is true and stated that in most cases, the reason that a study is being done is because there is a belief that there is an association. Dr. Phillips agreed that good evidence comes from trying to make the case that something is not true and failing. He stated that this test actually applies in this case because the best that the consultants working for the wind developers

have come up with to explain the reported symptoms are "some unsupported hypotheses that people are bringing on the effects themselves and that we should ignore most of the evidence." Dr. Phillips stated that because we know incidence times and have crossover data, the evidence is a lot stronger, even though sleep disorders are non-specific, subjective, common symptoms as Dr. Speechly suggests. Dr. Phillips stated that Dr. Speechly's hypothesis that the symptoms are caused by a fear reaction is possible, but there is no evidence to support it. Further, without evidence that it is possible to "fix" perceptions so as to eliminate the health effects, it would make no practical difference whether this fear response was the mechanism, as the cause and effect would remain the same. He stated that even if this hypothesis were true, it would only justify a different policy analysis if we were willing to say "since we believe your health problems are partially caused by your own fear, we are just going to let you suffer."

Dr. Robert McMurtry's Evidence

189 Dr. McMurtry was qualified to give opinion evidence as a physician and surgeon with experience in delivery of health care, health care policies and health policy.

190 Dr. McMurtry stated that he has spent an extensive amount of time researching the issue of adverse health effects and wind turbines and has met with and conducted in person interviews with more than 40 people in Ontario who live near IWTs and are experiencing adverse health effects. Dr. McMurtry concluded that people living near IWTs in Ontario and other parts of the world are experiencing serious adverse health effects, which include sleep disturbance, annoyance, stress or psychological distress, inner ear symptoms, headaches, excessive tiredness and loss of quality of life.

191 He noted that these adverse health effects initially appeared or substantially worsened following the operation of IWTs and they subside when the individual is away from the IWTs. He stated that although the precise pathophysiological mechanism is not known, the adverse health effects are more likely than not caused by exposure to one or all of infrasound, low frequency noise, audible noise, visual impact and/or shadow flicker produced by IWTs. As well, the tonality, pulsating nature of the noise and lack of night-time abatement are contributing factors. He stated that these adverse health effects are occurring at setback distances and modeled sound pressure levels which some residents living near the Kent Breeze Wind Farms will be exposed to. He concluded that, in his opinion, the Kent Breeze Wind Farms as approved will more likely than not cause serious harm to human health to many people in the surrounding area.

192 Dr. McMurtry noted that the WHO's definition of health includes complete physical, mental and social well-being and is not restricted to the absence of disease or infirmity. He further noted that, according to the WHO Guidelines for Community Noise (1999), "an adverse effect of noise is defined as a change in the morphology and physiology of an organism that results in impairment of functional capacity, or an impairment of capacity to compensate for additional stress, or increases the susceptibility of an organism to the harmful effects of other environmental influences." He noted that the WHO has recognized noise as a serious health hazard. He stated that peer reviewed scientific research confirms that noise-induced annoyance, stress and sleep disturbance are serious adverse health effects.

193 Dr. McMurtry noted that annoyance is a medically recognized adverse health effect which is associated with stress, psychological distress, sleep disturbance, and physiological distress. He explained that annoyance, when sustained or recurrent, leads to stress and the cascade of health issues that result from stress. He said that the physiological reactions that result from stress can increase the risk of developing high blood pressure, compromise cardiac output, raise blood glucose levels and blood viscosity which lead to effects on blood clotting factors. Following this pathway leads to manifest disorders such as hypertension, arteriosclerosis, or ischemic heart disease. He stated that noise can cause serious stress related adverse health effects, resulting in serious harm to human health. He explained that stress and sleep deprivation are well known risk factors for increased morbidity, including significant chronic disease such as cardiovascular problems like hypertension and ischemic heart disease. Dr. McMurtry also stated that sleep disturbance is a serious adverse health effect related to IWTs. He indicated that adverse health effects caused by sleep disturbance include poor performance at work, fatigue, memory difficulties, concentration problems, mood disorders, cardiovascular, respiratory, renal, gastrointestinal and musculoskeletal disorders, obesity and impaired immune system function. He stated that impact to mental health is also a serious adverse health effect related to IWTs. He concluded that the adverse health effects related

to chronic exposure to IWTs are serious. Dr. McMurtry clarified that adverse health effects present a risk for serious harm, but they are not the same as serious harm.

194 Dr. McMurtry noted that there is an emerging body of international scientific research, literature and reports which document the adverse health effects experienced by people exposed to IWTs. He noted that these adverse effects have been reported in France, Japan, Denmark, the United Kingdom (Harry 2007), New Zealand (Phipps 2007), Australia, the United States (Pierpont 2009 and the Nissenbaum Study) and Ontario (the Windvoice Survey). Dr. McMurtry also referred to complaints of adverse health effects reported by residents living near Suncor's Ripley Wind Farm in Ontario, which were presented to the Standing Committee on General Government with respect to the *Green Energy and Green Economy Act, 2009*. Dr. McMurtry referred to the studies conducted by Pedersen et. al. 2009, which showed that the portion of people who were rather annoyed or very annoyed by wind turbine noise while indoors was 8% for 35 to 40 dBA and 16% for 40 to 45 dBA and when outdoors the result was 18% for both sound level intervals. In Pedersen 2004, the proportions for outdoors were 28% at 37.4 to 40 dBA and 44% at 40 dBA and greater. He stated that this research shows a dose response with a clear and significant trend that begins at 30 dBA. He also referred to Pedersen 2004 which found that people perceive wind turbine noise as more annoying than aircraft, road traffic, or railway noise at the same sound pressure levels. This research found that annoyance for these other sources starts at levels at least 10 dBA higher than it does for wind turbine noise.

195 Dr. McMurtry acknowledged that Pedersen et. al. 2009 conducted the same comparison of the percentage of people very annoyed for wind turbine versus other noise sources and the results were not the same as those found in Pedersen 2004. He stated that the results of the 2009 study show lower percentages of people very annoyed at particular sound levels. However, he noted that these results still showed the same effect that wind noise is perceived as more annoying than other noise sources. He stated that although there is variance in the numbers among the studies, the risk of adverse health effects is consistent.

196 Dr. McMurtry also referred to a report prepared for the MOE by Howe Gastmeier Chapnik Limited (HGC Engineering) "Low Frequency Noise and Infrasound Associated with Wind Turbine Generator Systems: A Literature Review" (2010) ("HGC Report 2010") which stated that "audible sound from wind turbines, at the levels experienced at typical receptor distances in Ontario, is nonetheless expected to result in a non-trivial percentage of persons being highly annoyed." The Report further stated that "annoyance associated with sound from wind turbines can be expected to contribute to stress related health impacts in some persons."

197 Dr. McMurtry also reviewed the AWEA/CanWEA Report. Dr. McMurtry noted that the findings of this panel should be approached with caution as experience has consistently demonstrated that reliance on industry sponsored expertise is inappropriate when assessing health risks associated with the industry's product. Dr. McMurtry stated that the Society for Wind Vigilance Review concluded that the Report was not authoritative or convincing, that it was biased in its use of references, and its conclusions were not supported by its contents. He stated that the review of the Report by the NHS Knowledge Service of the United Kingdom NHS concluded that the link between psychological distress and physical symptoms was not explored by the Report and that necessary expertise was lacking on the panel. Dr. McMurtry stated that, nonetheless, the Report does acknowledge that wind turbine noise may cause annoyance, stress and sleep disturbance resulting in adverse physiological and psychological symptoms.

198 Dr. McMurtry also reviewed the Chatham-Kent Public Health Unit Report "The Health Impact of Wind Turbines: A Review of the Current White, Grey, and Published Literature" (2008) ("Health Unit Report"). Dr. McMurtry stated that the review was heavily weighted towards wind industry sources and inappropriately selective in the aspects of the literature that it highlighted. He stated that the review provides an incomplete risk assessment related to human health and it is an inadequate public health document.

199 Dr. McMurtry also reviewed the CMOH Report. He stated that the Report acknowledges the symptoms that some people living near wind turbines are experiencing and that some people might find wind turbine noise annoying. He stated that the symptoms that are acknowledged in this Report, including sleep disturbance, dizziness, headaches,

and annoyance, are all considered to be adverse health effects. Dr. McMurtry stated that the Report's conclusion that there is no scientific evidence demonstrating a direct causal link between wind turbine noise and adverse health effects ignores the possibility of indirect adverse health effects from noise. He also stated that the main conclusion that the sound level at residential setbacks is not sufficient to cause direct adverse health effects is not supported by the literature that the study reviewed.

200 He stated that the proper process that should be undertaken to study adverse health effects from IWTs is for the government to do a Request For Proposals through an organization such as the Canadian Institute of Health Research in order to collect the best available evidence by an accredited, neutral third party group.

201 Dr. McMurtry explained that his evaluations of the Windvoice Survey participants were interviews about functional disturbances and the criteria of the Case Definition presented in his witness statement. He stated that he provided advice on the design and the process of collecting data and maintaining confidentiality for the Windvoice Survey, but it was conducted independently. In addition, he did an initial analysis of the material presented from the Study and he presented the preliminary results of the Survey to the Standing Committee for Bill 150.

202 Dr. McMurtry referenced a number of WHO documents which indicate that annoyance is an adverse health effect. The WHO Guidelines for Community Noise list the health significance of noise pollution according to the specific effects, including annoyance and classify moderate and serious annoyance as Critical Health Effects. The WHO Night Noise Guidelines list the direct and indirect pathways for noise effects on human health, including annoyance. Dr. McMurtry was asked whether there is any peer reviewed scientific or medical literature that has come to the conclusion that annoyance caused by wind turbines equates to serious harm to human health. He responded that there are peer reviewed studies reporting on annoyance specifically from wind turbine noise (the Pedersen et. al. studies) and there is also peer reviewed research regarding the serious health impacts of noise induced annoyance.

203 Dr. McMurtry stated that Dr. Mundt's and Dr. Ollson's criticism with respect to the lack of support for his conclusions regarding the risk of adverse health effects is unfounded, as his conclusions are supported by the extensive references provided in his witness statement. In response to Dr. Ollson's concerns regarding the apparent lack of information about the people that Dr. McMurtry has interviewed who are experiencing adverse health effects, Dr. McMurtry stated that all of the individuals whom he has interviewed participated in the Windvoice Survey and it is known that almost all live within 1.5 km of a wind turbine. In response to Dr. Ollson's statements about the consideration of wind turbine noise in the development of the WHO Night Noise Guidelines, Dr. McMurtry referred to the experts called by both the Appellants and the Respondents who agreed that the WHO Guidelines were not developed with consideration of wind turbine noise. Dr. McMurtry responded to Dr. Ollson's comments regarding limitations on the interpretation of Pedersen's findings on annoyance as applied to adverse health effects by noting that the WHO has determined that annoyance itself is an adverse health effect.

Mr. William Palmer's (Presenter) Evidence

204 In his presentation, Mr. Palmer focused on the issues of ice shedding, ice throw and blade detachment. He believes that serious harm to human health in the form of physical injury is possible for the people living in the Kent Breeze area because of these issues. Mr. Palmer stated that there are three basic steps in risk assessment: 1) determining the possible consequential failures that can happen that can hurt people; 2) conducting a deterministic risk assessment to determine what barriers can be put in place to protect people; and 3) conducting a probabilistic risk assessment to determine whether there is some high level event that can cause something to happen that ends up in an accident which you might not have originally imagined.

205 In Mr. Palmer's assessment, he looked at accidents which put wind turbine blades on the ground and therefore might cause an injury. He stated that potential failures producing this outcome include blade failure and turbine collapse. Mr. Palmer listed 35 such incidents that occurred world wide over the two year period of January 2008 to 2010. Specifically in Ontario, Mr. Palmer referred to two such incidents which involved GE turbines. He stated that in April

2007, a wind turbine in Port Burwell was struck by lightning resulting in blade failure and causing pieces of the blade to fall to the ground. The second event occurred at the Prince Wind Farm in January 2008 where two thirds of the blade broke off and landed on the ground away from the tower. Mr. Palmer stated that turbine tower collapse has not occurred in Ontario and that it is not a frequent event, but such incidents have occurred in the US and Japan.

206 Mr. Palmer stated that he could not say whether any of the 35 accidents that he listed resulted in injury to a person. However, he said, he is aware that 38 people have been killed as a result of turbine related incidents. In addition, he stated that to the best of his knowledge no one was injured in the two blade failures that occurred in Ontario. He stated that he was not present at the time of any of the accidents listed and that he became aware of the accidents through other sources, including television news and the newspaper. Mr. Palmer listed the details of the 38 deaths that had occurred from wind turbine related incidents which he obtained from the Caithness Wind Farm information website. He stated that of those 38 deaths, three people were killed in factories making parts for wind turbines, 14 people were killed on site in maintenance accidents (including six falls, one electrical event, one tower collapse, one crane accident, one struck by a vehicle, four unspecified), 11 people were killed on site in site construction accidents, five people were killed in aircraft accidents (surveying and collisions), one person was killed in a boating accident doing surveying for offshore turbines, and four citizens were killed (one climbing a tower, two road accidents, one carbon monoxide poisoning).

207 In his January 17, 2011 submissions, Mr. Palmer indicated that one of the problems in determining the actual risk of wind turbine failure is that failure events are not widely reported or communicated by the wind turbine industry and there is no publicly available database of wind turbine failures. He stated that the first thorough investigation of wind turbine failures was conducted in the Netherlands in 2004 (Braam, H. and Raemakers, L.W.M.M., "Guidelines on the Environmental Risk of Wind Turbines in The Netherlands" prepared for The Netherlands Agency for Energy and the Environment, 2004), and from this a handbook with procedures for the risk assessment of wind turbines was produced. He said that the 2004 Dutch study identified the expected and recommended risks in events per year for different scenarios. He stated that the study documented blade failures with a maximum throw distance of 150 m for an entire blade and 500 m for a blade fragment.

208 Based on the two blade failures in Ontario, Mr. Palmer calculated that the failure rate is about $1,600 \times 10^{-6}$ or 1600 in a million operating years. In comparison, he stated that the nuclear industry considers a failure rate of 1 in 10^{-5} years or 10 in 10^{-6} years to be very serious. He stated that the world failure rate for wind turbines is about 220×10^{-6} , which is eight times less than his calculation for Ontario's failure rate. Mr. Palmer calculated the world failure rate based on the number of reported blade failures worldwide (which he noted is probably less than the actual number due to lack of reporting) and the number of turbine years in operation worldwide from the World Wind Energy Association, "World Wind Energy Report 2008" (February, 2009). Mr. Palmer referred to a report by the U.S. Department of Energy in 2002 (Kelly, N. and Smith, B., "Evaluation of wind shear patterns at Midwest wind energy facilities" NREL/CP-500-32492 National Renewable Energy Laboratories, US Department of Energy (May, 2002)) which predicted that new, taller wind turbines might be subject to a new failure rate because of the difference in wind speeds across the large rotor.

209 Mr. Palmer explained that for the mechanical load analysis he used a wind shear coefficient of 0.42 instead of the yearly average wind shear of 0.34 that was used by GE in performing the analysis. He stated that 0.42 is the night-time wind shear obtained from the Hatch Noise Assessment Report and that using this maximum wind shear is more meaningful than using the average wind shear. He stated that he has never performed a mechanical load analysis for a wind turbine for a developer or manufacturer.

210 Mr. Palmer explained that ice shed refers to the situation where ice falls off a stopped turbine, whereas ice throw results when the turbine is moving. In regards to this issue, Mr. Palmer relied on data collected and reported by Garrad Hassan from the Tacke TW-600 wind turbine, installed at the Bruce Information Centre in 1995. He explained that this turbine is smaller than those proposed for Kent Breeze; it has a hub height of 50 m and a rotor diameter of 42 m. Mr. Palmer stated that over its first five years of operation there were 13 cases of ice shedding/ice throw reported. He stated that icing events were reported where many ice pieces, the largest of which was 12 inches $\times$ 12 inches $\times$ 2 inches, were found up to 100 m away from the tower, and another where 1000 pieces totalling about 1 tonne of ice were found up

to 100 m from the turbine. Mr. Palmer calculated that if ice, the size of the largest piece found near the Tacke turbine, fell from a turbine at the Kent Breeze wind farm, it would be equivalent to dropping an 18 kg concrete block from an eight storey window.

211 Mr. Palmer acknowledged that he is not aware of any statistics from Ontario of persons being hit by ice shed or throw from a wind turbine. He also stated that he cannot point to any specific cases of injury from ice throw anywhere else in the world.

212 Mr. Palmer stated that according to the General Electric report "Ice Shedding and Ice Throw — Risk and Management" (April, 2006) ("GE Ice Report") the equation for predicting ice throw is $1.5 \times \text{hub height} + \text{rotor diameter}$. For the Tacke turbine, he stated that this would give a predicted ice throw of 138 m, and he noted that ice throw was in fact observed at similar distances (100 m). Using the known ice throw from the Tacke turbine and extrapolating this to the bigger GE xl turbines being installed at Kent Breeze at the same wind speed, he stated that the projected ice shed for Kent Breeze would be 190 m. Mr. Palmer stated that the GL Garrad Hassan, "Ice Throw Risk Assessment for the Proposed Kent Breeze Wind Power Project" (February, 2011) ("GLGH Risk Assessment") predicted a maximum ice throw distance of 240 m, but he is not certain what assumptions this was made under. Further, he does not believe that this prediction is accurate because one of the papers referenced in the GLGH predicted a maximum of 240 m for smaller turbines with a basic wind speed, and since the Kent Breeze turbines are bigger and have higher wind speeds, the distance predicted should be further. Also, the predicted ice throw using the GE equation for predicting ice throw with the GE xl 2.5MW turbine specifications was 278 m. Mr. Palmer noted however, that the property lot line setbacks approved by the MOE are 87 m and the road and railway setbacks are 150 m, both of which fall within the 190 m distance that he projected from the known Tacke turbine ice throw distance and the distance predicted in the GLGH Risk Assessment. He stated that as a professional engineer, this gives him cause for concern.

213 However, Mr. Palmer indicated that he had received information from Suncor that six blocks of land had been added to the project and therefore the 85 m property lot line setbacks had increased.

214 Mr. Palmer also stated that the GLGH Risk Assessment estimate that the weight of ice that will come off the turbine will be 150 kg was inaccurate. He stated that according to the reports from the Tacke turbine, which has a smaller, shorter blade, it was found that up to 910 kg of ice was shed. Mr. Palmer stated, that extrapolating these results from the Tacke turbine to the longer, wider blades of the Kent Breeze turbines, it can be expected that about 4000 kg of ice could be shed in a particular incident. Mr. Palmer stated that according to Environment Canada data, in the area where Kent Breeze wind farm is located 9 to 12 days of icing per year can be expected. He compared this to the data for the area where the Tacke turbine is located for which seven to nine days of icing per year can be expected.

215 Mr. Palmer stated that the GLGH Risk Assessment relies on shutdown capability. However, he stated that the GE documentation (GE Ice Report) indicated that the shutdown technology is not highly reliable. He stated that GE acknowledged that, if ice forms symmetrically on the blade, the vibration detector may not shut the turbine down. Mr. Palmer also stated that in conducting a risk assessment one needs to assume a person present, and the GLGH Risk Assessment did not do this.

216 Mr. Palmer expressed concern with the GL Garrad Hassan, "Recommendations for Risk Assessments of Ice Throw and Blade Failure in Ontario" (May, 2007) ("GLGH 2007 Report") because he stated that in the individual risk assessment the calculation was done assuming the ice falls on one square meter of area. However, he stated that ice throw/fall is actually distributed over a wide area. He stated that the GLGH Report reduces the risk by a factor of 1 in 275000 (the area between points 50 m and 300 m from the tower) and he claimed that a factor of 1 in 2.5-5 should have been used to account for the wide distribution of ice. Mr. Palmer also claimed that the GLGH 2007 Report suffers from many of the same problems identified in the GLGH Risk Assessment.

217 According to Mr. Palmer's calculations, he found that five of the Kent Breeze turbines would have risk of ice and/or blade throw at nearby roads, for four turbines there would be risk to the railroad, and for the neighbouring properties

all eight turbines would present a risk of blade throw and seven turbines would present a risk of ice throw. He stated that for the one participating property there is no protection from these risks for the family or any employee that comes on their property because of the agreements they sign. Mr. Palmer indicated that the distances on which he based these calculations were obtained from Suncor's final design and operations report and that these were the values that were used and approved by the MOE in issuing the approval. Mr. Palmer stated that after he performed these calculations, he was provided with new information from Suncor that they have added six additional lots around the Project that increase some of the lot line setbacks. However, he stated that this new information does not change his results regarding the risk to road, railroad or neighbours, with the exception that the setback for one of the turbines (Kent #3) is now greater than 500 m to road and rail and may be as much as 500 m away from the nearest non-participating neighbour, and thus it would no longer pose a risk from ice throw and blade failure.

218 Mr. Palmer also presented evidence based on actual experiences in Ontario, which he stated shows that the sound levels at homes surrounding the Kent Breeze Project will exceed the predicted levels half of the time. Mr. Palmer referred to data collected by an acoustical firm for a home which was having issues with noise from a turbine. He stated that the predictions that had been made for this project were that for a wind speed of 6 m/s, the turbine will create no more than 36.6 dBA of noise. However, he stated that the data shows that 50% of the time the measured sound level was greater than 37 dBA and 25% of the time was more than 3 dBA greater than what was predicted. Mr. Palmer stated that the data shows a weak correlation between the ground level wind speed and the sound level of the noise and instead shows a strong correlation between the wind turbine output, as measured by the Independent Electricity System Operator, and the sound level. In terms of the Kent Breeze Project, Mr. Palmer stated that there are 37 receptors and 13 vacant lots where the predicted sound level is greater than 37 dBA. Applying the results from the other data, Mr. Palmer predicted that these receptors will experience noise levels of greater than 40 dBA at least 25% of the time.

219 Mr. Palmer stated that he has taken over 250 noise samples over 12 months at various locations in Ontario with different makes of turbines, including Vesta, GE, Siemens, and Enercon, though not including the GE xl 2.5 MW turbines that will be installed at Kent Breeze. He compared sound levels at various frequencies at houses located 5 km away from the nearest turbine with sound levels at houses that were approved by the MOE to meet the 40 dBA standard. Measurements were taken when the turbines were at low power (approximately 0%), moderate power (25%) and high power (88%) and for each case, the measurements were taken within two hours of each other so the wind and weather conditions were the same at all of the homes. Mr. Palmer found that for low frequency octaves, the sound levels were about 20 dB higher at the MOE approved homes than the further away homes and that at 0% power and wind speeds of 1 m/s the sound levels at the approved homes were the same as the sound levels at the far homes in the high power case when the wind speed was 8 m/s. He also found that when the wind speed increased from 1 m/s to 8 m/s, the sound levels at low frequency octaves up to 125 Hz at the approved homes increased to 50 dBA.

220 He stated that this data was collected from the Enbridge Wind Farm which has 110 Vestas V82 turbines. He stated that the Certificate of Approval for this project was issued in July 2007 and operations commenced in April 2008. He stated that this project was not subject to the MOE Noise Guidelines, but that the earlier noise guidelines used the same ramped effect of increasing noise allowances as wind speeds increase. He also stated that this project was not subject to O.Reg. 359/09. He explained that his samples were taken at homes which were located 450 m, 550 m, and 617 m from the nearest turbine, as well as the one home which was 5000 m away from the nearest turbine. He stated that the noise measurements were taken outside the homes and that he tried to take the measurements in locations that would avoid any vegetation noise. He stated that the specific details of his acoustic measurements can be found in his January 17, 2011 submissions. He stated that he used a LM81AM device to measure the wind speed, which he then confirmed by looking at a 7 m mounted wind speed indicator at one of the sites and also by looking at the wind speeds reported by Environment Canada's 10 m readings from the Wiarton and Goderich sites, which bracket the sites where he was taking the measurements. He stated that for the 25% moderate power case, the wind speeds at the three closest sites were 1 to 1.3 m/s, 2 to 2.3 m/s and 1.2 m/s.

Director's Witnesses:

Dr. Gloria Rachamin's Evidence

221 Dr. Rachamin was qualified to give opinion evidence as an expert human toxicologist and pharmacologist with expertise and extensive experience in assessing potential health risks of chemicals and physical agents and in developing standards, guidelines and policies for the protection of human health.

222 Dr. Rachamin is a toxicologist in the Public Health Division of the Ontario Ministry of Health and Long Term Care. She was involved in researching and drafting the CMOH Report released in May 2010. Dr. Rachamin explained that the role of the CMOH is to safeguard the health of Ontarians and provide public health advice to the health sector, the Ministry of Health and Long Term Care, the Ministry of Health Promotion, other ministries and the Ontario government. The CMOH provides oversight and takes appropriate steps to promote and protect the health of Ontarians. The CMOH is appointed by Order in Council, and the current CMOH is Dr. Arlene King.

223 Dr. Rachamin explained that the CMOH Report was prepared in response to public health concerns about the potential health impact of wind turbines. She stated that Dr. King made a commitment to a Legislative Standing Committee to review all the existing scientific evidence on wind turbines respecting health impact in consultation with the Ontario Agency for Public Health Promotion and Protection and the local Medical Officers of Health. Dr. Rachamin was recruited to be involved in reviewing the scientific evidence and she wrote the final report. She stated that the review was conducted by a technical working group of medical experts composed of Ministry staff, the Associate CMOH Dr. David Williams, Dr. Ray Copes from the Ontario Health Protection and Promotion Agency and the local Medical Officers of Health from Brant County Health, Haldimand-Norfolk Health Unit, Chatham-Kent Public Health Unit, Grey Bruce Health Unit, and Peterborough Health Unit. Dr. Rachamin stated that the group discussed the health concerns, both those in the literature and any issues they had observed at the local level, their review of the scientific evidence, their interpretations, findings and conclusions. She stated that the final report is a consensus report that is a reflection of their collaborative work.

224 Dr. Rachamin explained that the Report is not an original research study, but a synopsis of the existing scientific evidence followed by the working group's conclusions on this evidence. She stated that they conducted a very comprehensive literature search on any papers or reports on the impact of wind turbines on health. She stated that they searched all scientific bibliographic databases and "grey literature" which includes reports that are published on websites, papers published by commercial publishers, and reports from government agencies such as the WHO. They also performed a structured internet search and studied materials from individuals and organizations who had expressed concerns about health impacts. She stated that the literature search was completed in early 2010, but they continued to monitor for new information up to the date that the report was published. Dr. Rachamin stated that over the four month period that it took to produce the report, she probably spent more than five weeks on reviewing the literature for the report.

225 Dr. Rachamin stated that the question which the review addressed was a very broad one: "are there any health impacts of wind turbines?" She stated that noise was the factor that people were most concerned about, so the report focused on the potential health impact of noise. In addition, they looked at how noise is assessed in Ontario and the consultation process that took place in the development of the regulations regarding set back distances.

226 In reviewing the literature, Dr. Rachamin stated that they applied rigorous scientific criteria, which gave higher weight to scientific papers that were published in peer-reviewed scientific journals and reports that were produced by a credible, world recognized public health agency or the WHO. She stated that they looked at the quality of the data in the documents they reviewed for things like sample size, study design, exposure data, whether noise was measured or modeled and confounding exposures. She stated that they looked at whether any causal link between noise exposure and health impact has been established using the criteria of strength of association, consistency of findings, biological plausibility and temporal relationship. She referred to the chapter that she wrote which details the methodology on how health based exposure limits are developed and the standard scientific methodologies for evaluating scientific data.

227 Dr. Rachamin stated that the Report concludes that although people who live near wind turbines may report symptoms such as dizziness, headaches and sleep disturbance, the available scientific evidence does not demonstrate a direct causal link between exposure to noise from wind turbines and adverse health effects. Further, she stated that the noise levels from wind turbines are not sufficient to cause any hearing impairment or any other direct adverse effects. However, she said, they recognize that some people do find wind turbine noise annoying. She explained that a direct causal link refers to a cause/effect relationship and means that if one is exposed to noise, that noise acts directly on the ear to produce hearing impairment, for example.

228 Dr. Rachamin explained that the complete list of papers and reports that was reviewed is found in Appendix 1 of the Report and that the studies discussed in the Overview are the main studies that, in the working group's judgement, provided the best scientific evidence and this includes four cross-sectional studies and one case study series (Pierpont 2009).

229 Dr. Rachamin stated that she reviewed the WHO 1999 Noise Guidelines even though only the fact sheet which is based on these Guidelines is referenced in Appendix 1. She stated that it is an error that the reference to the full Guidelines was omitted.

230 Dr. Rachamin discussed Dr. Pierpont's case study series (Pierpont 2009), which studied 10 families with total of 38 people living near wind turbines in Canada, the United Kingdom, Ireland, Italy and the United States. She noted that the study was published on Dr. Pierpont's website and then privately in a book, but has not been subjected to a rigorous scientific review and published in a scientific journal. She explained that the study described a "wind turbine syndrome" in which people reported symptoms such as dizziness, headaches, and sleep disturbance and Dr. Pierpont suggests that these symptoms are related to low frequency noise from the wind turbines. However, Dr. Rachamin stated, there were no measurements of noise level done in the studies and no attempt to correlate the distance from the wind turbine to the symptoms reported. The methodological limitations raised in the study include the fact that the symptoms were reported via telephone interview, so Dr. Pierpont had not seen the patients or confirmed their medical history; the small number of cases studied; the lack of a control group, and; potential selection bias, as the families studied were those who felt they had the most pronounced symptoms.

231 Dr. Rachamin referred to section 2.2 of the CMOH Report and discussed aspects of noise including sound level and frequency, low frequency noise, infrasound and the generation of sound from wind turbines. She stated that the impact of sound on health is directly related to its pressure level and sound levels greater than 75 dB could result in hearing impairment. She stated that the requirements for wind turbine setbacks in Ontario limit noise at the nearest residence to 40 dB and that this level is consistent with a limit of 40 dB that the WHO Night Noise Guidelines recommend for the protection of public health from community noise. The CMOH Report notes that according to the WHO, the 40 dB guideline is below the level at which effects on sleep and health occur, but above the level at which complaints may occur.

232 Dr. Rachamin stated that from a health perspective 40 dB is the level that she understands will protect health and that any levels higher than this would have to be reviewed in the context of the particular scenario. She stated that sound level exposures of 43 dB, for example, may not have a terrible adverse health impact but she would need to see the exact data in order to make such a determination. She stated that based on the evidence she currently has, she would not be able to support exposures of 43 dB today, but she would prefer to see the data of the particular situation to provide a better answer. She stated that based on the WHO recommendation, she may not be able to support a guideline of 45 or 50 dB, but she would have to review the context.

233 Dr. Rachamin discussed the four studies conducted by Pedersen et. al. in Sweden and the Netherlands (Pedersen et. al., 2009; Pedersen 2004; Pedersen and Persson Waye 2007; and E. Pedersen and K. Persson Waye, "Wind turbines: low level noise sources interfering with restoration?" (2008) 3 Environ. Res. Lett. 15002 ("Pedersen 2008")). She stated that these studies found a relationship between modeled sound levels and self-reported perception of sound and annoyance, such that the association between sound pressure level and sound perception was stronger than that with annoyance.

Further, they found that the sound was annoying only to a small percentage of those exposed; approximately 4 to 10% were very annoyed at sound levels between 35 and 45 dBA. She stated that these studies found that annoyance was strongly correlated with individual perceptions of wind turbines and that negative attitude, including aversion to the visual impact of the turbines, was associated with increased annoyance, while positive attitude, including direct economic benefit from the turbines, was associated with decreased annoyance. She noted that these studies also found that wind turbine noise was perceived as more annoying than transportation or industrial noise at comparable levels. In addition, people in rural areas were much more sensitive to noise than people in urban areas because they were used to a lower level of background noise. She stated that these studies did not find significant adverse health effects.

234 The CMOH Report concluded that there is no scientific evidence to indicate that low frequency sound generated from wind turbines causes adverse health effects. Dr. Rachamin stated that low frequency sound can produce annoyance in people. However, she said, the sound levels have to be over 90 dB in order to produce any significant adverse health effects, such as severe ear pain. She stated that the studies measuring infrasound and low frequency sound from wind turbines found that sound levels did not exceed 50 to 70 dB, well below the level where known health effects occur. The Report stated that a small increase in sound level at low frequency can result in a large increase in perceived loudness, and this may be difficult to ignore even at relatively low sound pressures. Dr. Rachamin also stated that sensitivity to annoyance caused by low frequency sound could be greater than that caused by audible sounds.

235 The CMOH Report noted the work of Alves-Pereira and Castelo Branco (Alves-Pereira, M. and Castelo Branco, N.A.A., "Infrasound and low frequency noise dose responses: contributions", "Public health and noise exposure: the importance of low frequency noise", "The scientific arguments against vibroacoustic disease" in Proceedings of the Inter-Noise Congress, Istanbul (Aug. 28-31, 2007) and "In-home wind turbine noise is conducive to vibroacoustic disease" in Proceedings of the 2nd International Meeting on Wind Turbine Noise, Lyon (Sep. 20-21, 2007) ("Alves-Pereira and Castelo Branco papers")) which proposed that excessive long-term exposure to vibration from high levels of low frequency sound and infrasound can cause whole body system pathology, which they named VAD. The Report stated that this finding has not been recognized by the international medical and scientific community. Further, there is no evidence to support the claim that people living near wind turbines will develop VAD from exposure to low frequency sound.

236 The CMOH Report referenced the Health Unit Report 2008 and Rideout, K., Copes, R., and Bos, C., "Wind turbines and health" (2010) Vancouver: National Collaborating Centre for Environmental Health ("Rideout et. al. 2010") for its findings on other potential health hazards of wind turbines. The Report concluded that wind turbines are not considered a significant source of electromagnetic field exposure. The Report explained that shadow flicker occurs when the blades of a turbine rotate in sunny conditions, casting moving shadows on the ground and concluded that about 3% of people with epilepsy are photosensitive to flicker frequencies between 5 to 30Hz but that most industrial turbines rotate at a speed below these flicker frequencies. The Report also concluded that ice throw from turbines may pose a significant hazard, ice shed presents a potential risk to service personnel, and that ice fragments have been reported within 100 m of the wind turbine. It notes that turbines can be stopped during icy conditions to minimize risk. In terms of structural hazards, the Report stated that the maximum reported throw distance for turbine blade failure is 150 m for an entire blade and 500 m for a blade fragment. It noted that reported risks of blade failure range from one in 2400 to 20000 turbines per year and that injuries and fatalities have been reported, mostly relating to construction and maintenance activities.

237 Dr. Rachamin discussed the CMOH Report's main conclusions. The Report concluded that while some people living near wind turbines report symptoms such as dizziness, headaches and sleep disturbance, the scientific evidence available to date does not demonstrate a direct causal link between wind turbine noise and adverse health effects. Further, the sound level from wind turbines at residential setbacks is not sufficient to cause hearing impairment or other direct adverse health effects, although some people may find it annoying. Low frequency sound and infrasound from wind turbines are well below the sound pressure levels at which known health effects occur and there is no scientific evidence to date that vibration from low frequency wind turbine noise causes adverse health effects.

238 Dr. Rachamin denied the claims that the Report was selective in the literature it reported. She stated that the authors looked at everything available and applied a rigorous scientific method to select the studies that were better designed, and this is what they presented in the Report. She stated that there are other anecdotal reports that exist. However, she said, they were not relied upon because they were not a complete study that attempted to study the exposure to noise in relation to health outcome. She stated that the authors of the CMOH Report did not ignore case reports, and they, in fact, included the work of Dr. Pierpont (Pierpont 2009), which they felt was the best available in terms of case reports. She stated that the authors gave more weight to studies that were published in peer-reviewed scientific journals, such as the Pedersen et. al. studies. She explained that they reviewed the anecdotal reports and what they saw in these reports did not lead them to believe that there is any direct causal link to health impacts.

239 Dr. Rachamin stated that the authors of the CMOH Report did not consider annoyance to be a significant adverse health effect. However, she acknowledged that in some cases annoyance could produce significant health effects. She also noted that annoyance may not have been triggered only by noise but also by visual impacts and attitude towards the wind turbines. Dr. Rachamin stated that in her opinion "serious harm to human health" would be something of a serious functional impairment, a physiological impairment or tissue damage and likely not to be reversible. She stated that they have not come across any such effect in the literature that is due to wind turbine noise.

240 Dr. Rachamin stated that of the documents reviewed, the Pedersen et. al. studies was peer reviewed. She stated that the CMOH Report has not been independently peer-reviewed or published. When questioned about whether the Tribunal should apply her criteria of giving more weight to studies that are peer-reviewed and published in scientific journals in considering her Report, Dr. Rachamin noted that her Report is a literature review and not original research and that the purpose of the review determines what criteria are applied. However, she stated, it would be better to subject it to peer review.

241 Dr. Rachamin stated that the Report relied on the WHO Night Noise Guidelines' recommendation that sound levels of 40 dB are below the level at which effects on sleep and health occur. She acknowledged that these Guidelines were produced based on community noise sources such as traffic, rail, and aircraft and not wind turbine noise. She also stated that she relied on the review by Rideout et. al. 2010 for her findings regarding electromagnetic fields, shadow flicker, and ice throw and shed. However, she acknowledged that they did not rely on the findings in Rideout et. al. 2010 which indicated that annoyance and sleep disruption are common when noise from wind turbines is at sound levels of 30 to 45 dBA. She disagreed that her reliance on some parts of this report but not others was being selective in presenting the evidence. She noted that Dr. Copes, who was one of the authors of Rideout et. al. 2010, was part of the group that produced the CMOH Report and that this Report was produced on consensus. However, she acknowledged that she has heard that there were issues in the media afterwards relating to objections from two members of the group, Dr. Copes and Dr. Lynn, about the contents of the Report, but she maintained that the Report was based on consensus.

Dr. Syed Mansoor Mahmood's Evidence

242 The Director, Mansoor Mahmood, testified as to the process he followed in approving the REA, as a Director under section 47.5 of the *EPA*. He explained that he has been a practising professional engineer for 23 years, with a Ph.D. in chemical environmental engineering and has been employed by the MOE since January 2004. He currently is the supervisor of the Waste Water Approvals Unit as well as the acting manager for the Renewable Energy Approvals Unit ("REAU"). He testified that the REAU was created in September 2009 to review applications for renewable energy projects and comprises ten permanent staff members. They include five professional engineers dedicated to the team, three of whom are noise engineers, one of whom is a waste engineer and one of whom is an air engineer. The Director indicated that the team also includes three senior program co-ordinators of the approval process and two senior project evaluators who screen incoming applications for compliance with the regulatory requirements.

243 The Director explained that his prime responsibility as manager is to ensure that any application for a REA is complete, that all requirements have been fulfilled and that the review by the project evaluators and senior review

engineers has been done in accordance with the legislation and regulations. He stated that his responsibilities also include ensuring that the unit is properly staffed and that internal and external stakeholder interactions are properly done. He added that he has conducted over 210 meetings with project proponents himself with respect to application requirements.

244 The Director explained that with the introduction and coming into force of the *Green Energy and Green Economy Act, 2009*, the province decided to "change the approvals process, and to make it comply with" the MOE's Statement of Environmental Values ("SEV"). He said that it is now a multi-media streamlined approval approach, consolidating municipal planning, environmental assessment and the previous Certificate of Approval process requirements and taking into consideration the precautionary approach and cumulative effects.

245 The Director explained that the REA requirements include five reports, and consultation with the public and Aboriginal communities (a minimum of two public consultation sessions). A project description report prepared by the proponent identifies the Aboriginal communities that should be consulted. The proponent must obtain clearance from the Ministry of Natural Resources ("MNR") with respect to a natural heritage assessment, including bird and bat monitoring, woodlots, wetlands and water resources under the MNR's purview. Finally, the Director explained, the proponent must also engage with the Ministry of Tourism and Culture ("MTC") and complete stage 1, stage 2 and, sometimes, stage 3 archaeological assessments. This entire process must occur before an application is submitted to the MOE.

246 Based on estimates and the 41 applications received, the Director indicated that an application can take anywhere from eight months to eighteen months of review and preparation. Of the 41 applications, three have been approved and 23 have been returned. The Director indicated that the screening process is rigorous; if an application lacks any of the required studies or consultations, the application is returned.

247 The Director explained that a Noise Engineering Assessment Report is required as part of the approval review process. For the Kent Breeze Project, John Kowalewski, senior review noise engineer, wrote the Report, which the Director indicated he reviewed before the approval was given.

248 The Director testified that the preliminary screening of the Kent Breeze Project application took two to three months to complete. The Decision Document (Nov. 2010), created for the REA process, defines the background of the project, which, in this case, is comprised of eight wind turbines, 2.5 MW each, with a total project nameplate capacity of 20 MW. The application was submitted on June 9, 2010 and had some shortfalls which the proponent rectified. The Decision Document sets out a summary of the five required reports.

249 The Director testified that the first and most important report is the Project Description Report, which identifies the nature of the project, its nameplate capacity, location, and associated facilities, and is submitted even before an application is filed as it identifies the Aboriginal communities to be consulted. The Director testified that in the Kent Breeze Project, MOE staff was satisfied that the Project Description Report met all the requirements in Table 1 of O.Reg. 359/09.

250 The Director explained that the Consultation Report summarizes the consultations conducted with Aboriginal communities, municipalities and the public to demonstrate that the proponent has met the requirements in Table 1 of the regulation. The Director testified that the applicant on the Kent Breeze Project changed the project from ten turbines to eight designed to be more efficient and less noisy. The MOE required the applicant to advise the public of the change by advertising the revised project requirements in the local newspaper.

251 The Director indicated that a Decommissioning Plan Report is required for a REA, outlining for the MOE's review how the site will be restored to its nascent state at the end of the life cycle of the project. He stated that the MOE was satisfied with the information provided.

252 He stated that the Design and Operation Report, the last of the five required reports, provides the maps, diagrams, site plans, environmental effects, monitoring plan and performance objectives for the project.

253 The Director explained that once the reports are completed, the proponent is also required to conduct additional technical review and studies, such as a water bodies assessment to study whether there are any significant water features 120 m off the project area, which the proponent completed in this case as required by Table 1 of the regulation. He added that conditions in the approval ensure that storm water management occurs so that sediment and erosion do not affect natural water features during and after construction.

254 The Director testified that the issue of whether the site might have to be de-watered during construction was addressed in a hydrogeological assessment conducted by the proponent, indicating that this was not the case. The Director stated that in accordance with the precautionary approach, the REA includes a condition putting the onus on the proponent to obtain a permit if during construction dewatering activities of more than 50000 litres per day of water are necessary.

255 The Director stated that besides completing the Hatch Noise Assessment Report and obtaining clearance certificates from the MNR and MTC, the proponent also conducted a First Nations Consultation to the satisfaction of the Director and per the requirements of Table 1 of the regulation. The Director pointed out that one of the First Nations members was on the site during the stage 2 archaeological field work, indicating the extensiveness of the First Nations consultation.

256 The Director testified that municipal consultation is also an essential part of the REA process. During the consultation, certain concerns were identified by the municipality. The Director stated that the MOE used the precautionary approach in contacting the municipality before completing the application review to ensure that the municipality's concerns were met; the Director of Public Works at the municipality confirmed this.

257 The Director testified that once screening of an application is completed, it is posted on the Environmental Registry for a minimum period of 30 days for comment. With respect to this Project, he testified, the MOE received five comments; two were in opposition to wind energy in general; one supported the green energy project; and two raised concerns about the Project, including night lighting and setback distances.

258 The Director stated that the MOE ensured that the proponent was aware that Transport Canada is the agency that deals with approvals of lighting and indicated that Kent Breeze was in touch with that agency. The Director indicated that the MNR was satisfied with the bird and bat assessment and included a condition in the REA to take into account any concerns raised by public comment.

259 The Director addressed the portion of the Decision Document relating to consideration of the SEV and testified that for the Kent Breeze Project, as for every approval issued, the SEV was reviewed and upheld. For example, principles of environmental management were examined; the Director indicated that the applicant employed the ecosystem approach in considering land, water, air and discharge to the environment. The Director testified that pollution prevention and reduction opportunities were upheld; principles of strategic management were taken into account, as well social and economic considerations. The Director also pointed out that the assessment of the Site indicated that, depending on the configuration of the facility, the land can remain in farm operation, indicating the quality of the design.

260 The Director explained the Conditions of the REA, one of which set performance limits (Condition 9) respecting noise levels at different wind speeds. The Director testified that this is a standard requirement in approvals of class 4 wind turbines and represents the limits the MOE has set to be implemented across the Province. The Director stated that Condition 10 is an example of ensuring that the SEV, precautionary approach, sustainable development, planning and management are upheld; Condition 10.1 requires the proponent to submit reports verifying that the locations comply with the regulation. The Director explained that for the Kent Breeze Project, he received two information packages from Kent Breeze, one on November 24, 2010 identifying seven turbine locations, which was approved on November 25, 2010 and a final confirmation on January 10, 2011 of eight turbine locations, which was approved that day.

261 The Director testified that Condition 11 requires that within six months of completion of construction, the proponent submit a written report verifying that it complies with minimum setback distances, in accordance with the regulation. This would include setback requirements for the noise receptors, property setback requirements which are equivalent to the hub height and public road setback requirements, which is the blade length plus 10 m, totalling around 60 m. The Director indicated that the Noise Assessment Report identifies the closest point of reception for the Project to be a rural residence about 580 m from the wind turbine.

262 The Director explained that Conditions 12 and 13 require that the proponent employ the best management practices for storm water management and sediment and erosion control during and after construction. Within six months of completing construction, the proponent must provide the MOE district manager with a written description of post construction storm water management conditions, ensuring that any sediment or eroded construction material from the site is contained and does not migrate to any of the water features. The Director described the dewatering condition mentioned above.

263 The Director indicated that the condition respecting monitoring of birds and bats takes into account the concerns expressed during the Environmental Registry comment period and requires the proponent to implement the environmental effects monitoring plan, continue to consult with the MNR and, if there is a potential for the mortality threshold to exceed the standards, to engage in mitigation measures.

264 Conditions 18, 19 and 20, the Director explained, deal with traffic management, which was raised during the comment period. The proponent is required to develop a traffic management plan and obtain road users' and municipal agreements on that within three months. If unable to do so, the proponent has to so advise the MOE.

265 The Director explained that Condition 25 requires the proponent to maintain records of the operational logs and record complaints of adverse effects caused by construction, installation or operation of the Project or the equipment. The Director stated that this complies with the precautionary approach in the SEV, and that the log maintenance complies with transparency requirements.

266 The Director testified that Condition 26 outlines what information must be recorded about complaints. Condition 27 requires that the proponent maintain records for a minimum of five years from creation and make them available to the MOE for inspection. Condition 28 requires that the MOE be notified of each complaint within two business days of receipt; the written record must be provided within five business days of receipt.

267 With respect to the MOE's future activities respecting REA applications, the Director testified that the MOE requested two studies to be done in January 2010; the first is the HGC Report 2010 that has just been completed and is being reviewed by the MOE; the second, on the measurement of wind turbine noise for development of a standard protocol for use by the MOE as well as external stakeholders. The Director also testified that the Province has provided funding to the Ontario Council of Universities and appointed a research chair, Dr. Siva Sivioththaman from the University of Waterloo, to establish a team to research renewable energy technologies and assess potential health impacts of those technologies, and publish a mandate in June 2011.

268 The Director explained that he has approved over 1500 projects since 2007. As a professional engineer, he stated, he is bound by a code of ethics and has never signed off on anything that he feels would cause harm or have any adverse effects. He testified that he always ensures the MOE's legislation, regulations, guidelines and policies have been appropriately followed before an approval is given. He stated that in his opinion, the project completed all the requirements of O.Reg. 359/09, which is a very prescriptive regulation. He added that the proponent has on some occasions gone above and beyond the requirements. He stated that just the screening of the Project took two to three months time, indicating the extensive review of the application. He stated that in his opinion, the approval given to the Project was correct.

269 In comparison to other approvals, the Director stated that REA approvals are comprehensive, rigorous, consolidated and multi-media, involving what would otherwise have been two or three approvals; one under section 53 of the *Ontario Water Resources Act* for storm management, one for noise approval under the *EPA* and, if any waste were generated, an approval under Part V of the *EPA*. He also stated that the process takes into account all environmental and socioeconomic aspects, as well as involving the mandate of the MNR and MTC.

270 The Director agreed that on issues of human health, he relied on the opinions of others, such as the CMOH, who have the necessary qualifications to comment on that, in order to reach his conclusions regarding the approval. The Director stated that there was nothing else in the Decision Document regarding human health in terms of the decision-making process on the approval.

271 The Director stated that he was familiar with the name Barbara Ashbee and recalled a meeting that took place with Doris Dumais, his director, and Ms. Ashbee at the MOE offices on June 22, 2010 with respect to concerns about health impacts of wind turbines but did not recall the specific details of that discussion.

272 The Director stated that Suncor's application was not a rush project nor that it was a priority, but testified that it met all the requirements of the REA and all the studies and reports were completed. He did state that the project had accelerated timelines because of certain project concerns, but assured the Tribunal that the review was thorough.

273 The Director identified an email chain starting September 24, 2010 as being from Kristina Rudzki, a senior project evaluator in the REAU, who screens projects for completeness and accuracy when they are received. He indicated that she was the project evaluator for the Kent Breeze Project. With respect to a comment in the email from Ms. Rudzki to John Kowalewski, project engineer on the file, that there was a priority rush on this file to complete the review mid-October and asking that he complete his review of the noise assessment by September 17, the Director responded that it was not a project that was rushed by the MOE but the proponent had some contractual obligations and requested that the review be done in an expeditious manner. Since this was one of the first projects and there was no backlog or workload in the unit at the time, there was no need to rush the project and it was done in "its due course of time"; the resources were available to complete the review in a short period of time. The Director explained that there were two other applications at the time, being small Class 2 applications.

Mr. John Kowalewski's Evidence

274 Mr. Kowalewski was qualified as a mechanical engineer with specific experience and expertise in environmental noise issues and in the application and development of noise guidelines. Mr. Kowalewski has been a Senior Noise Engineer in the MOE since 2001 and is currently working in the REAU of the Environmental Assessment Branch of the MOE. He has been working in engineering and acoustics since 1972.

275 He testified that he reviews projects submitted for approval by the MOE. For the last three years, he has dealt mainly with wind power projects, having been involved with 45. He testified that he has been involved in the Certificate of Approval process for 30 or 35 wind projects. He has been involved in close to 300 other projects. Mr. Kowalewski stated that he was one of a number of people involved in the design and development of the MOE Noise Guidelines and in the creation of noise setbacks for wind farms. He stated that he has published on the topic of acoustics, has been a member of the Canadian Acoustical Association since 1986 and is a past member of the Institute of Noise Control Engineering.

276 Mr. Kowalewski explained that a complete noise assessment report is a key element in a REA application. The report includes drawings, tables and calculations and contains a description of the location of the project, the equipment being proposed (wind turbines and any power transformers), and the noise receptors within a prescribed distance, which is 1500 m from any proposed wind turbine, as well as detailed calculations for predicting the noise that would be expected at all of the noise receptors. He stated that the critical group of receptors are those with land properties not associated with the project, including properties with existing dwellings, vacant lot properties with a municipal building permit for

a receptor and vacant lots with municipal zoning permitting a potential receptor. He testified that the noise prediction calculations must demonstrate that the project would be in compliance with the sound level limits prescribed by the MOE.

277 Mr. Kowalewski testified that once that information is submitted and found to be complete, the project is reviewed to determine whether the proposal would comply with the sound level limits, in which case he recommends approval of the project to the Director. He said that under O.Reg. 359/09, the proponent must submit the information discussed earlier; in addition, a noise report must address the requirements in the MOE Noise Guidelines.

278 He indicated that the MOE Noise Guidelines were developed in consultation with various stakeholders through meetings and focus groups. The aim was to upgrade the previous guidelines issued in 2004 and clarify requirements for proponents. He indicated that a focus group session in October 2007 involved leading acousticians in the Province as well as interested groups and individuals, the objective being to review a report commissioned by the MOE on regulations and guidelines in other jurisdictions. He indicated that in June 2008, the revised noise guideline was again reviewed in a stakeholder's workshop, following which the new guidelines were posted for comment and issued in October 2008.

279 Mr. Kowalewski explained that the 2008 guidelines clarified the earlier 2004 guidelines by maintaining the same sound level limits but explaining how wind shear was taken into consideration and changing the distance of noise receptors to be considered in review of a proposal from 1000 m from the closest wind turbine, to 1500 m. There was also clarification of parameters chosen for calculations, such as ground attenuation, or the reflection of wind turbine sound off the ground which, when combined with the direct sound, reduces the sound. He testified that the MOE chose to specify these values in a conservative way, resulting in an overestimation of the noise levels and a greater setback.

280 Mr. Kowalewski testified that the MOE requires that the principle of predictable worst case be applied in the design or assessment of noise assessments. This means that certain assumptions are made about expected noise impact under certain conditions where the difference of noise from the industry as compared to background noise would be the greatest or the worst case. He explained that this would typically occur at night when the background noise is usually the lowest.

281 He stated that, in some localities and predominantly during summer months, the atmospheric conditions occasionally present relatively high wind shear for part of the night-time hours. Some portion of this time will include sufficient wind speeds at hub height for driving the wind turbines to generate electricity and noise. Therefore, to account for these special atmospheric and operating conditions, a conservative approach is taken, requiring an adjustment to the specified noise emissions of the wind turbines, typically for the wind speed categories below 8 m/s (MOE Noise Guidelines section 6.2.3). Thus the resulting noise assessment would compare the maximum total noise level from all wind turbines operating against the most restrictive sound level limit (i.e., 40 dBA). He indicated that the MOE has historically used the one-hour increment of time for making this evaluation.

282 He stated that the evaluation is made using the standard value for quantifying the noise emissions from a wind turbine, and wind patterns that exist in a particular area, to determine whether wind shear conditions exist that are significant to this project. He explained that wind shear is the rate at which the wind velocity varies with height. There are different atmospheric stability conditions which would vary that rate. High wind shear conditions mean that the rate of change between the ground level and high level wind shear, i.e. at the height of a wind turbine, is very high. A numerical factor is applied to that to perform calculations. He explained that if the wind shear is fairly high on occasion in a particular project, the daytime noise emissions need to be adjusted because the standard approach applies only in a specific set of conditions. This results in a requirement for greater setbacks.

283 He testified that other considerations include ground attenuation, as well as the combined effect of all the wind turbines within the 5 km radius of any noise receptor. For each noise receptor, calculations must include all turbines, whether from the particular project or an adjacent one within a 5 km radius. This is consistent with the worst case scenario, because calculations are done in pairs from each turbine to that receptor and each turbine in turn, so that it is as if the wind were blowing in the worst case towards the receptor. He explained that the MOE requirement is that it be

assumed that all the wind turbines are propagating sound towards the receptor simultaneously. In other words there is no correction for wind direction; if a receptor has wind turbines on both sides, the sound levels are combined as if the wind were blowing simultaneously towards the receptor, which, he said, is very unlikely to happen. As a result of the combined sound levels and higher predicted values, a higher setback is required, which is part of the predictable worst case scenario. He said that for those receptors near turbines situated in opposite directions, the unlikely wind conditions assumed in the calculation results in an overestimation of predicted noise levels.

284 Mr. Kowalewski explained that vacant lots that could potentially be developed are considered as noise receptors, which reduces the amount of available space for a project and has the effect of increasing the setback for many receptors between a wind turbine and some existing residences.

285 He testified that the MOE Noise Guidelines classify receptors in urban (MOE NPC-205 "Sound Level Limits for Stationary Sources in Class 1 & 2 Areas (Urban)" (October 1995) ("NPC-205")) and rural areas (MOE NPC-232 "Sound Level Limits for Stationary Sources in Class 3 Areas (Rural)" (October 1995) ("NPC-232")) according to the area's population and expected background noise. This is significant with respect to wind projects, which are generally in rural areas. He explained that a Class 2 area refers to receptors which may be close to busy roadways with elevated background noise. In many rural areas, he stated, dwellings which are fairly close to the road would exhibit elevated background noise levels that would fit the Class 2 designation. This means that sound level limits for background noise would be higher, starting at 45 dBA. He stated that receptors in quiet areas are classified as Class 3, with sound level limits beginning at 40 dBA.

286 Mr. Kowalewski testified that for wind power projects, the MOE assumes that all receptors are Class 3, as the predictable worst case, meaning that lower sound level limits would apply. The only exception would be if it were clearly demonstrated by measurements or traffic counts that the night-time background noise at the worst hour would be higher than the sound level limits, in which case, that would be the new limit.

287 He testified that ISO 9613-2 is an international standard for calculating the attenuation of sound during outdoor propagation, being used for various industrial sources and wind power projects. He indicated that it forms part of the MOE Noise Guidelines for wind farms. He explained that the standard sets out the methodology for performing the calculations and provides a table with uncertainty values to prescribe the accuracy and range of the standard.

288 He explained that in the present version of the standard, the uncertainties are 30 m in height for noise sources and 1000 m for distances, which are the ranges for which there was data included in the standard indicating what those variances or uncertainties are. He added that the standard does not limit anyone from using it for longer distances or regular heights.

289 Mr. Kowalewski explained that page 6 of the MOE Noise Guidelines addresses sound level limits at receptors in wind power projects, with two sets of daytime sound level limits based on the wind velocity as measured at a 10 m height, a standard height for measuring wind. He stated that the Noise Guidelines adopted the reference height for wind as 10 m above grade to be consistent with current industry practice. The background noise levels due to wind alone were adopted from several references based on field measurements. These do not include signal noise caused by wind effects on the microphone. Therefore, the MOE sound level limits for wind farms were set relative to the wind-induced background noise level over a range covering the operation of wind turbines from 4 to 10 m/s. He testified that there are values for wind turbine sound level limits in a Class 3 area ranging from 40 to 51 dBA, the values being given in decibel A-weighted levels measured over a one-hour Leq, which is the energy equivalent level over a one-hour period.

290 He stated that, in practice, due to the relatively constant sound emissions of most commercial wind turbines at full operation, the critical wind category for assessing compliance for noise is the 6 m/s at 10 m height. Predicted wind turbine sound levels for higher wind speeds are generally much lower than the MOE sound level limit. He stated that the limits applicable to Class 1 and Class 2 areas, where there is higher background noise, are higher, ranging from 45 up to 51 dBA. He further explained the limits with reference to a plot found in the MOE Noise Guidelines.

291 Mr. Kowalewski indicated that the Hatch Noise Assessment Report addressed setbacks for property, roads, rail and other features in accordance with O.Reg. 359/09. He indicated that the Report identified about 292 non-participating locations on properties within the study area, including several outside the 1500 m contour from the sites of the closest proposed turbine. The Report also identified one participating dwelling within the properties associated with the Project.

292 Mr. Kowalewski stated that Hatch indicated that based on their measurements of wind profiles in the area, they concluded that the wind shear factor was high. When they adjusted the noise emissions to reflect the high wind shear condition, as required by the MOE Noise Guidelines, the result was that the noise emissions were essentially the same for all wind speed categories. This means that they had to use the maximum emissions levels for their predictions and that would have to be compared against the most restrictive MOE sound level limit. The result was the most restrictive limit of 40 dBA. He indicated that in this way, they demonstrated that for all wind categories, the sound level from the Kent Breeze Project would not exceed 40 dBA at any of the identified noise receptors. He stated that the Kent Breeze Wind Farm was designed for a maximum noise level of 40 dBA at any noise receptor within the project area and in all wind speed categories. Therefore, he said, the Project is not technically capable of exceeding this noise level.

293 Mr. Kowalewski indicated that the Report included the assumptions prescribed in the MOE Noise Guidelines for ground attenuation and the air absorption. They included all the turbines. He said that the results are based on all eight wind turbines operating simultaneously at maximum sound levels as if the wind were in the direction of each point of reception simultaneously, which reflects the principle of the predictable worst case.

294 He testified that the other adjustment for wind shear was in relation to the noise emissions provided by the manufacturer for the equipment, which was indicated to be an uncertainty of 0.9 dBA for daytime, which Kent Breeze added to increase the noise level of the wind turbines, resulting in a greater setback. He explained that Kent Breeze needed to meet the most restrictive noise level limit of 40 dBA.

295 Mr. Kowalewski stated that the regulation requires a minimum setback of 550 m for wind turbines. The proponent created a circle of a 550 m radius around each wind turbine to determine that there is no receptor. He stated that the only exception is one participating receptor, a dwelling which is part of the Project/facility and, therefore, they have the option to choose where the turbine is to be located.

296 He testified that in order to validate or verify that the calculations had been done properly, the proponent is required to provide in the noise assessment report a sample calculation. He stated that he reviewed it and carried out his own calculations for that sample, as well as for some of the more impacted predicted receptors. He said that his results and the proponent's results were in agreement.

297 Mr. Kowalewski stated that he completed a Noise Engineering Assessment for this Project. Based on the Project proposals and the fact that the calculations were done correctly and all required aspects for the Project were presented, he indicated that his conclusion was that the Project was in compliance with the MOE sound level limits. Therefore, he could recommend to the Director that the Project be approved.

298 Mr. Kowalewski's supplementary witness statement said that a REA is granted based on not exceeding sound level limits which range from 40 to 51 dBA, depending on the wind speed category from 4 to 10 m/s at the 10 m height. Consequently, in this case, there is ample margin during winds of 7 m/s or more for the wind farm operation to be well within the MOE sound level limits.

299 With respect to the product acoustic specifications provided by General Electric for the model of turbine used in the Project and, in particular, the octave band power spectra, Mr. Kowalewski agreed that the highest apparent sound power level occurs at 8 m/s of wind, not 6 m/s and that the manufacturer predicts 85.9 decibels for the 63 Hertz octave band at 8 m/s wind, with an uncertainty factor of 0.9 dBA, totalling 86.8 dBA; he also agreed that at the 63 Hertz value, at 6 m/s, a value of 79.4 would result, to which 0.9 would be added, for a total of 80.3. With respect to Table 3.1 of the Hatch Report, Mr. Kowalewski agreed that the number 86.8 appears under the 63 Hertz value at 8 m/s. Mr. Kowalewski agreed

that GE modeling calculations use a wind shear co-efficient of .16, which is called "neutral atmospheric conditions". However, Table 3.1 refers to a wind shear co-efficient of 0.42, indicating that no adjustment has been made for the increased wind shear at the wind speed that is the highest sound output level for this turbine; Mr. Kowalewski explained that the number is identical in the manufacturer's calculation and the Hatch Noise Assessment Report because that is the maximum value of the noise emissions of the equipment and it would not be affected by the wind shear at that maximum value. He stated that wind shear does affect the lower wind speeds, however.

300 In his witness statement, Mr. Kowalewski stated that it is his opinion that engaging in this Project will not cause serious harm to human health, resulting from the setback distances approved. He stated that his opinion is based on medical information, including studies prepared by the WHO received by the MOE, indicating that average noise levels outdoors at night of 40 dBA or less have no significant impact on human health.

Dr. Cornelia Baines' Evidence

301 Dr. Baines was qualified as a physician epidemiologist with a special expertise in dealing with scientific evidence affecting public policy. Dr. Baines, who received a medical degree and Masters of Science from the University of Toronto, is a professor emerita at the Dalla Lana School of Public Health at the University of Toronto. In her work, Dr. Baines has looked at socio-economic controversies, such as the breast implant controversy.

302 Dr. Baines reviewed her history with respect to her involvement in the issue of wind turbines, which included writing a letter to the editor of the *Meaford Express* on June 24, 2009 respecting a letter written by Laurie Gillis the newspaper had published requesting that readers report to her all symptoms experienced because of exposure to wind turbines. Dr. Baines said she pointed out in her letter that to establish that symptoms were caused by exposure, it would be useful to have a comparison group. She indicated that she received responses from other people who asked her for information as to how to accumulate evidence to make their case.

303 She also explained that she spoke at a hearing of the Executive Committee of the City of Toronto on April 19, 2010 on the subject of establishing wind turbines in Lake Ontario. She said that she told the City that any report that claims adverse health effects are caused by wind turbines would not be persuasive, in the absence of comparative data from those exposed and similar people not exposed. When asked, Dr. Baines also confirmed that she had corresponded by email with Laura Humphrey in April 2010 in response to her request to be directed to the studies referred to in Dr. Baines' letter to the editor of the *Guelph Mercury*. The email response from Dr. Baines stated that she could not take long enough to outline the concerns she had about the false claims of adverse effects from wind turbines. She confirmed that at the time she believed that the claims about adverse effects were false.

304 Dr. Baines summarized her concerns with the Windvoice Survey and the Nissenbaum Study. Dr. Baines said that she was in a dilemma when commenting on the Nissenbaum Study because Dr. Nissenbaum indicated that it is a draft document rather than being a manuscript ready for submission. She said that to criticize a draft document on the basis of how it fails to meet the standards of documents submitted for publication seems unfair. However, she did outline her concerns pertaining to the expression of the research questions, the use of validated questionnaires and the use of non-standardized questions. She reviewed the implications of first having a pilot study and reviewed the Study's results. She also spoke to the issues of "convenience sampling," that is, sampling on certain persons rather than others. She further discussed interview and recall bias.

305 Dr. Baines testified that it is absolutely unacceptable to the epidemiological community to assert that a questionnaire survey can establish causation; it can establish an association, but higher levels of research are needed to establish causation. She testified that if one accepts the Study results as being valid, there is good reason to conclude that there is an association between wind turbines and health effects; however, for causation, analytic study, not an observational setting, is required.

306 She stated that the association is not strong for symptoms post wind turbine exposure, largely because of the considerable prevalence of symptoms in the non-exposed general population.

307 She suggested that the conclusion of the authors of the Study that they have demonstrated a dose-response relationship is not compelling, given the prevalence of similar symptoms in the general public and the inappropriately exaggerated attribution of statistical significance to their findings. She stated that one of the flaws not addressed in the Study criteria is that when a single exposure causes multiple system symptoms, finding a biological mechanism or explanation, is virtually impossible, as is determining cause and effect.

308 Dr. Baines concluded that one can accept that anger, stress, anxiety and irritability will diminish the quality of sleep and cause daytime sleepiness and that these feelings may be elicited by wind turbines. However, she stated that "it is not biologically plausible to associate hypertension, elevated cholesterol, diabetes, nausea, tinnitus and palpitations with IWTs."

309 Finally, Dr. Baines stated that if the Study were submitted in its current form, it would be rejected. If it conformed more to the standard criteria for manuscript preparation, she thinks it would be returned with a request for a revision with respect to some of the issues she raised in her testimony. She stated that it was her opinion that no valid conclusion can be drawn from the Study as it is presented.

310 Dr. Baines provided her opinion that, on the basis of what she knows, wind turbines situated half a kilometre away from a home do not cause serious adverse health effects. She admitted that there are other reasons for not liking wind turbines, such as their aesthetics, cost, blade breaks, and effect on property values. She stated that she is not bothered by the aesthetics and her property values have not been affected because wind turbines are not located close to her.

311 Dr. Baines indicated that, through the hearings in the United States respecting silicone breast implants, a new disease was created called "siliconosis" by the plaintiff lawyers. She stated that the women self-assessing themselves with respect to the effects of breast implants said that everything that happened to them after they got breast implants was due to the implants, whether it was heart failure, autoimmune disease, anemia, etc. She said that one must not ignore, one must listen, but one must be sceptical.

Dr. Mark Speechly's Evidence

312 Dr. Speechly was qualified to give opinion evidence as an epidemiologist with special expertise in population science and psychosocial epidemiology.

313 Dr. Speechly testified with respect to the Windvoice Survey. He stated that the title of the survey "Wind Energy Concerns" does not accord with the way that an epidemiological study would normally be conducted and it would be preferable to title it something like "Health Survey" so that the outcome is not pre-judged in people's minds. He stated that the title of the study and the fact that there was no control group is extremely problematic.

314 Dr. Speechly reviewed and commented on the report of Dr. Phillips. Dr. Speechly agreed with Dr. Phillips that many people living near wind turbines report symptoms. However, he noted that the real issue is whether the reported symptoms are caused by the turbines or by the idea that the turbines are harmful. He stated that the probability that an effect causes an outcome in the population cannot be known with absolute certainty but it can be estimated by studying samples. He stated that certainty is based on the totality of evidence from all relevant sciences and it can change over time as knowledge accumulates. In his opinion, it is premature at this point in time to act to prevent exposure to wind turbines. Dr. Speechly agreed with Dr. Phillips that the case series design of study can detect true causes. However he noted that the study of syndromes of non-specific, subjective symptoms that appear frequently in the general population, such as sleep disorders, is one of the most challenging tasks of epidemiology.

315 He agreed with Dr. Phillips that we do not need to understand causal mechanisms to be certain enough to act, but added that it is an important part of the totality of evidence that adds to certainty. Dr. Speechly strongly agreed that the reported health problems are serious. However, he noted that symptoms can have many causes including psychological ones, such as stress, anger, fear and frustration. In his opinion, it is necessary to exhaust the possibility that these psychological factors are producing the physical symptoms before concluding causation. Dr. Speechly stated that an exposure that is perceived as harmful can cause real symptoms even if the exposure itself is harmless. He stated that the phenomenon of psychological reactivity seems capable of explaining most of the observed outcomes that Dr. Phillips refers to and in his opinion, this has not been adequately considered as an alternative explanation for the association between wind turbines and self-reported symptoms. Dr. Speechly stated that he does not consider the number of replications of adverse event reports convincing because the symptoms are self-reported and people are aware of their distance from a wind turbine.

316 Dr. Speechly reviewed and provided his opinion regarding the Nissenbaum Study and Dr. Wilson's review of the Nissenbaum Study.

317 Dr. Speechly stated that the Nissenbaum Study methodology is sufficiently flawed that alternative explanations are more likely to be true, and therefore, it does not provide compelling epidemiological evidence that wind turbines cause health problems in people living near them. He stated that a more plausible explanation for the Study's findings is that the reported symptoms are more likely to be psychological reactions to the highly emotionally charged social environment surrounding wind farms than they are to be caused by any physical emanations from the devices themselves.

318 Dr. Speechly admitted that he was not familiar with the scientific literature on the effect of wind turbine noise on health. He stated that his alternative explanation of psychological reactions was more plausible than the effects being caused by noise or amplitude modulation because the noise-related theory would not explain the results where people living close to the turbine experienced more symptoms before the turbines existed.

319 Dr. Speechly stated that there are two fundamental flaws with the Nissenbaum Study. The first was that the Study recruited participants using flawed procedures which are likely to introduce bias. The second fundamental flaw was the Study's reliance on self-reported outcome measures that were not clinically verified and could be the result of psychological suggestibility.

320 Dr. Speechly stated that the strongest causal evidence comes from studies where participants are randomized to exposure groups in a blinded fashion so that none of the participant, the physician, or the person doing the health assessment knows the exposure status of any person.

321 Dr. Speechly described his "Best Practices" criteria for conducting studies to include unbiased sampling, unbiased measurement and proper statistical analysis. Dr. Speechly testified that the SF-36 test is a very well known measure that has been in use for quite some time. He stated that it was a negative that the authors did not compare the results in the Study to the population norms for the SF-36. Dr. Speechly also provided evidence on the statistical approaches used in the Nissenbaum Study.

322 Dr. Speechly testified that the Nissenbaum Study does not support a causal association between industrial wind turbines and adverse health effects due to the measurement issues and the confounding variables that the authors did not consider. He stated that, at the very best, the Study is possibly suggestive of an association, but that there are enough problems with the way the Study was done that he would not recommend the Study for publication or feel comfortable funding further research based on the results.

Dr. William David Colby's Evidence

323 Dr. Colby was qualified to give opinion evidence as a medical expert in public health with special expertise and knowledge in the issue of public health and wind turbines.

324 Dr. Colby is the Acting Medical Officer of Health for the Municipality of Chatham-Kent. He is the author of the Health Unit Report, co-author of the AWEA/CanWEA Report and advisor with regards to the CMOH Report.

325 Dr. Colby testified that the Health Unit Report responded to a request from the Chatham-Kent Municipal Council for the Board of Health to identify health impacts and recommend mitigation measures for the placement of wind turbines in proximity to residences, public facilities and schools. The Report was intended to enable the Chatham-Kent Board of Health to make evidence-based decisions regarding the known health impact of wind turbines from the current literature. Dr. Colby testified that evidence-based medicine means that one should form one's opinions on the basis of the available facts that have been collected in a scientific manner.

326 The Health Unit Report stated that peer reviewed journals were utilized as the first information source in efforts to reduce potential bias. Dr. Colby testified that peer reviewed journals are preferable because the process of peer review ensures that the article is critically reviewed by knowledgeable people in the field.

327 The Health Unit Report noted that the Public Health Agency of Canada defines health impact as an immediate effect of a program, policy or process on health and a health outcome as a distant or ultimate effect on health. It noted that human safety has been defined as a judgement of the acceptability of risk, and risk as a measure of the probability and severity of harm to humans. The Workplace Safety and Insurance Board of Ontario defines a health hazard as something that results in an injury, illness or disease. The Report identifies that the potential health and safety issues associated with wind turbines include blade and structural failure, icing issues, sound emissions and noise concerns, shadow flicker and construction injuries. Dr. Colby testified that public health is a scientific weighing of all the risks and benefits associated with something.

328 In terms of turbine blade and structural failure, the Health Unit Report stated that wind turbines are required to meet strict international engineering standards. It stated that CanWEA's minimum setback recommendation to account for this risk is one blade length plus 10 m. The Report stated that lightning strikes pose the greatest potential for blade or turbine breakage. It noted that no injuries or fatalities have occurred in North America due to blade or turbine breakage and/or collapse and that AWEA identified the leading causes of blade failure as vandalism, improper assembly or exceeding design limits. The Report stated that turbine failure has decreased dramatically with the introduction of International Electrotechnical Commission ("IEC") standards. It stated that there had been 74 known turbine failures since 2000 in Europe where whole blades have been thrown up to 150 m and blade fragments up to 500 m. Dr. Colby testified that it may no longer be true that no injuries have been documented, but that the occasional injuries that have occurred are few and far between.

329 Based on the Health Unit Report, he stated that monitoring by Ontario Hydro of the Huron County Wind Farm indicated that during the first six years of operation ice throw occurred 13 times with the furthest fragment found less than 100 m from the turbine. The Report presents the results of computer modeling of the risk of ice strike for a typical wind farm environment in Southern Ontario. The Report states that ice throw risk can be avoided by requiring appropriate setbacks and that the potential risk of ice shed is of greatest concern to turbine maintenance workers and operators.

330 The Health Unit Report stated that the health impact of noise created by wind turbines has been studied and debated for decades with no definitive evidence supporting harm to the human ear. It stated that while the audible noise from wind turbines can be annoying, it does not pose a health impact concern if turbines are located at appropriate setback distances. The Report stated that the literature indicates that the infrasound produced by wind turbines is not perceptible to the human ear and is not known to be harmful to human health. Dr. Colby testified that there is a great deal of evidence that has been published about sound and health and that the kind of sound that is known to damage the structures of the ears and hearing is orders of magnitude greater than that produced by wind turbines. He stated that no direct effects of harm to human health have ever been demonstrated at the levels of sound produced by wind turbines.

331 The Health Unit Report explained that shadow flicker occurs when the sun is located behind a wind turbine casting a shadow that appears to flick on and off as the wind turbine blades rotate. The Report stated that shadow flicker has been demonstrated to negatively affect about 5% of individuals who suffer from epilepsy. However, it stated, frequency of flicker from wind turbines is well below the frequency known to trigger epilepsy symptoms (above 2.5 to 3 Hz). The Report concluded that the research indicates that shadow flicker is not a health concern when appropriate setbacks are enforced. Dr. Colby testified that he is not aware of any known examples of people having epileptic seizures triggered by wind turbines. He stated that shadow flicker is more of a theoretical than real health hazard.

332 The Health Unit Report stated that a few construction injuries were identified in relation to wind farms that were caused by human error, failure to adhere to required safety measures and lack or misuse of protective equipment. The Report concluded that strict adherence to construction guidelines and occupational health and safety laws will decrease the potential impacts to health and safety of construction crews.

333 The Health Unit Report referenced some of the work of Dr. Pierpont and it noted that none of this work has been published in scientific or peer reviewed journals. It stated that the information from her case series should not be discounted but generalizations should be avoided. Dr. Colby testified that Dr. Pierpont's case series (Pierpont 2009) constitutes the worst example of selection bias he has ever seen in any published work and he does not believe that it makes any worthwhile contributions to the literature on wind turbines and health.

334 The Report concluded that very little scientific evidence exists on the health effects of wind turbines and that, as long as the MOE guidelines for location criteria of wind farms are followed, there will be negligible adverse health impacts on Chatham-Kent citizens. Dr. Colby testified that the criteria for the siting of wind turbines is now stronger than what existed at the time of the Report.

335 Dr. Colby testified that following the release of the Report there were still a lot of complaints and allegations about the health effects of wind turbines. In June 2009, he wrote an additional letter to the Municipal Council confirming the position taken in the Report and providing further explanation about the different types of scientific evidence. In this letter, Dr. Colby categorized the types of evidence for medical conclusions into three categories ranging from the strongest evidence to the weakest. He stated that there is a lack of the stronger types of evidence regarding wind turbine effects and most of the studies documenting adverse health effects are self-reported accounts or open surveys of health issues. He stated that uncontrolled self-reporting eliminates any chance of scientific analysis and results in pre-selection bias.

336 In the letter to Council, Dr. Colby discussed the evidence with respect to different components of sound. He stated that infrasound from wind turbines is at a level of 50 to 70 dB, which is below the audible threshold. He concluded that there is a consensus among acoustic experts that infrasound from wind turbines is of no consequence whatsoever. He stated that low frequency sounds below 40Hz cannot be distinguished from background noise due to the wind. Perceptible low frequency noise can be produced in unusually turbulent wind conditions and this could be annoying to some people, but he concluded that there is no evidence that this level of noise could be harmful to human health. He stated that the fluctuating aerodynamic noise from wind turbines is the cause of most noise complaints. He stated that some people who are more sensitive to noise may be irritated at the noise levels imposed by the MOE and sleep disturbance can occur, but there is no evidence of direct effects to health by this level of noise.

337 Dr. Colby discussed the "nocebo effect" which refers to how stress, fear and hypervigilance over wind turbines can exacerbate or create problems which would not otherwise exist. He stated that these responses may be caused by the negative publicity about the health effects of wind turbines. He also discussed sensory integration dysfunction, which is a condition of abnormal sensitivity to any or all sensory stimuli. He stated that there is little data on the prevalence of this condition, but that such individuals would be more sensitive to turbine noise than most.

338 Dr. Colby also identified somatoform disorders, which are characterized by physical symptoms that have a psychological, as opposed to a physical, cause. He stated that conversion is a common disorder where stress and anxiety are unconsciously expressed as physical symptoms, such as sensations of tingling or discomfort, fatigue, abdominal pain, headaches, back or neck pain, weakness, loss of balance, and hearing and visual abnormalities. He noted that the similarities between conversion symptoms and wind turbine syndrome are striking.

339 Dr. Colby concluded that there is no scientifically valid evidence that wind turbines are causing direct health effects, although the body of valid evidence is limited. He further stated that it is unlikely that adverse health effects will emerge in the future because there is no biologically plausible mechanism known by which wind turbines could cause health effects. He stated that annoyance from wind turbines is possible for some people and that associated stress from annoyance, exacerbated by negative publicity, is the likely cause for those who report health effects. He added that stress has multiple causes and it is additive. He testified that stress is never due to one single factor and that it is methodologically difficult to identify one specific source of stress. He stated that stress, if prolonged, can lead to health hazards, but that stress is part of the physiological reaction to everyday life.

340 Dr. Colby was one of the co-authors of the AWEA/CanWEA Report. He stated that the expert panel review was created because the AWEA and CanWEA wanted to look into the allegations that wind turbines cause negative effects to health but the large government-based agencies, such as the American National Institute of Health, were unwilling to conduct this investigation because they felt there was not enough evidence to justify it. He stated that AWEA/CanWEA put together an independent panel of experts who are knowledgeable in the field and they were asked to look at all of the evidence and to bring to light any health effects that exist. He noted that the Report has been heavily criticized because of its industry funding, but not very much on the basis of its contents.

341 Dr. Colby testified that the AWEA/CanWEA Report concluded that there is no evidence that the audible or sub-audible sounds emitted by wind turbines have any direct adverse physiological effects. He stated that the sound energy produced by wind turbines is insufficient to harm tissues and that the sounds emitted by wind turbines are not unique in some way that could plausibly have direct adverse health consequences. Dr. Colby discussed how A-weighting is used in measuring sound levels in an attempt to conform the measurement of sound to the way that sound is perceived by the human ear. He explained that as the frequency increases, the level of sound intensity required to perceive the sound decreases; for example to hear a sound of 4 Hz would require a sound level of 107 dB, but to hear a sound at 200 Hz only 14 dB is required for it to be perceptible. He stated that the kinds of sound exposures required to have effects on hearing are orders of magnitude higher than what is produced from wind turbines.

342 Dr. Colby testified that the AWEA/CanWEA Report concluded that annoyance is not equivalent to an adverse health effect. He stated that annoyance is a highly subjective phenomenon that is influenced by a number of things. He referenced Pedersen's studies and noted how they found only a weak correlation between sound pressure level and noise annoyance from the wind turbines. He also noted that there is evidence from Janssen, S.A., Vos, H., Eisses, A.R. and Pedersen, E., "Exposure-response relationships for annoyance by wind turbine noise: a comparison with other stationary sources" Proceedings of Euronoise 2009, UK Institute of Acoustics (2009) ("Janssen et. al. 2009") that wind turbines are not more annoying than other forms of noise until you get to around 40 dB, or 48 dB for high levels of annoyance. He stated that the literature on the hypothesis that chronic noise exposure might lead to chronic health problems, such as hypertension, is limited and contradictory and that no real conclusions can be drawn about this hypothesis. Dr. Colby stated that sleep disturbance is a multi-factorial problem based on any number of factors. He noted that the noise levels from wind turbines are the same as levels in normal urban environments that are produced by furnace fans and refrigerator compressors. Dr. Colby stated that the authors found that 2.5% of the population have 12 dB more sensitive hearing than the average person and this could provide an explanation for why some people are bothered at sound levels that do not affect the majority of people. He stated that you cannot design public policy to encompass the extreme ends of the range. Dr. Colby also referred to somatosensory amplification, where people learn to feel body sensations more accurately and misinterpret the significance of those sensations by equating them with illness. He stated that this undoubtedly contributes to some of the complaints involving wind turbines.

343 Dr. Colby testified that VAD has only been described by one group of researchers, (Alves- Pereira and Castelo Branco papers), and has not been replicated by others or generally accepted by mainstream medicine. He stated that their original hypothesis relates to people exposed to extremely high levels of sound, aircraft maintenance workers, and is therefore not applicable to wind turbine noise.

344 In regards to the Report's conclusion that the panel agrees that the reports of adverse health effects are insufficient to advocate for further funding, Dr. Colby stated that the panel did not mean that studies should be suppressed, but rather that funding of research is limited and that other health problems warrant funding over this topic.

345 In relation to criticism that there was not an epidemiologist or psychologist on the panel, Dr. Colby stated that there was a lot of combined expertise amongst the authors in a wide variety of health, medicine and scientific pursuits. He stated that the Report was read by a psychiatrist who agreed that their discussion on psychiatric issues was very good. In relation to criticism that the Report fails to take into account the WHO definition of health, Dr. Colby stated that this definition has been widely criticized as being inappropriate for the real world, as nobody meets that definition of health.

346 Dr. Colby testified that he was involved in advising for the CMOH Report and that he concurs with its conclusions.

347 Dr. Colby concluded that it is his opinion that there will not be direct health effects suffered by the residents of Chatham-Kent as a result of the Kent Breeze wind farm and he has confidence in the standards set by the MOE in its approval of these kinds of projects.

348 Dr. Colby stated that he is aware that there are more than 100 wind turbines in his jurisdiction and that the first ones were build about 4 or 5 years ago. He stated that he has had one email from a man who thought he might have effects due to wind turbines and that he responded to the man with his opinion about the alleged effects of wind turbines and suggested that he see his physician to discuss his health problems before he speculated as to what caused them. He stated that he has not heard anything else from this man.

349 Dr. Colby was asked about a presentation he delivered to the Nova Scotia Department of Energy on March 4, 2010, in which he rejected the idea of a specific wind turbine syndrome but stated that there are stress effects in low levels of noise, either high frequency or low frequency, which affect a small number of people and that it is the audible noise of the turbines that is the cause. He testified that that is still his belief but that noise level is not the main variable that causes the stress effects.

Mr. Brian Howe's Evidence

350 Mr. Howe was qualified to give opinion evidence as a mechanical engineer with expertise in acoustics, noise and vibration, with special expertise in infrasound, low frequency noise and wind turbine noise. He is a principal of Howe Gastmeier Chapnik Limited (HGC) and was involved in the preparation of the following reports: HGC "Wind Turbines and Infrasound: A Discussion" (2006) ("HGC Report 2006"), HGC "Wind Turbines and Sound: Review and Best Practice Guidelines" (2007) ("HGC Report 2007") and the HGC Report 2010.

351 The HGC Report 2006 was focused on wind turbines and infrasound. Mr. Howe testified that infrasound is usually defined as sound below 20 Hz and it is prevalent everywhere in the natural environment in sources such as wind, waves, or industrial sources. He stated that infrasound can cause health risks but extremely high levels would be required before this is an issue. The Report explained that research from the NASA space program found that significant effects from infrasound begin at levels of 125 dB (linear). He stated that it is very difficult to measure infrasound from wind turbines because infrasound is inherently in the wind and it is difficult to separate out the infrasound that is produced by the turbine. He stated that to overcome this problem, HGC measures infrasound from inside houses so that the measurement is shielded from the wind.

352 The HGC Report 2006 described infrasound measurements that HGC has taken at wind farms in Canada and Poland. They concluded that modern wind turbines in the power range prevalent at wind farms in Canada produce infrasound, but often the levels are sufficiently masked by ambient infrasound from other sources, though not always. Overall, infrasound levels of 80 to 90 dBG would typically be expected close to the wind turbines and levels would fall off as distance from the turbines increased. These levels are on the same order as the human perception limit for infrasound established by researchers, governments and agencies in other countries. The Report discussed how the amplitude modulation of wind turbines on the order of 1 Hz can be mistaken for infrasound, which it is not. Although the overall level rises and falls at a low frequency rate, the frequency of the sound pressure waves that one hears peaks in the range of 1000 Hz.

353 Mr. Howe testified that the fundamental conclusion from the HGC Report 2006 is that infrasound from wind turbines is not markedly different from the ambient infrasound from other sources and there is no evidence that infrasound near wind turbines is perceptible to humans or that there are any health effects at the levels of infrasound that are produced by wind turbines.

354 Mr. Howe testified that the HGC Report 2007 was prepared as a best practices guideline for CanWEA and incorporated input from HGC's research as well as input from wind farm developers and regulatory bodies across Canada.

355 Mr. Howe testified that A-weighting is an attempt to take a sound and provide a single number to represent how the typical human ear would hear it. The HGC Report 2007 stated that an A-weighted spectrum provides the best indicator of the spectral makeup of a sound as perceived by the human ear, and accordingly, it is used worldwide in the assessment of the impact of environmental noise on people and in guidelines and criteria. He testified that from an engineering point of view, he would look at infrasound by looking at the linear pressure levels across the whole frequency range and weighting is only applicable if you want to take the whole spectrum of sound and make a single number. For infrasound, the ISO standard uses Gweighting to filter out sound above 20Hz.

356 The HGC Report 2007 explained that the ISO standard 9613-2 is a model that predicts sound pressure levels at any given point. The Report stated that this model considers propagation conditions equivalent to a moderate downwind condition in all directions simultaneously. However, it does not consider the absolute worst case scenario and thus, there may be times when the actual sound levels exceed those predicted due to extreme environmental conditions. Mr. Howe testified that ISO 9613-2 is internationally recognized and it gives reasonably accurate sound level predictions. He stated that for wind turbine noise, it is good at predicting the mean sound pressure levels, but because of the heights of turbines and fluctuations in the size of turbines, there is quite a variation around those means. He stated that HGC has consistently found statistical variation in the actual measured sound pressure levels from what is predicted and that because of this it is necessary to measure levels over various conditions for a certain period of time to be able to do a statistical analysis.

357 The HGC Report 2007 discussed the assessment criteria for noise from wind turbines in Ontario. It stated that the MOE Noise Guidelines require that the calculation methodology of ISO 9613-2 be used, and therefore, they share the limitations of the ISO 9613-2 in that a receptor sound level will be predicted under a single assumed propagation condition that does not reflect a realistic meteorological situation. The Report stated that consequently there may be times when the actual impact exceeds the predicted sound level. Mr. Howe testified that since the writing of the Report, Ontario has changed its guidelines and that other provinces and the federal government have followed what Ontario has developed. The Report stated that audibility is generally not an assessment criterion for industrial noise and it is not expected that a receptor should be entirely free of industrial noise. Mr. Howe testified that he does not know of any situation where inaudibility is a realistic goal because of the subjectivity in hearing.

358 The HGC Report 2007 identified best practices that it suggested should be followed for future wind farm developments. Mr. Howe testified that the best practice guidelines are really aimed at promoting community involvement and good public relations. The best practice guidelines promote public education that is factual, is not vague, does not

set unrealistic expectations and is done in an honest and straightforward manner. The Report recommended that setback distances should be determined by judging each application on its own merits and taking into account the topography of the area, the number and placement of turbines, the sound power produced by the turbines, and the ambient sound levels at the receptors. The Report suggested that an approach to the assessment criteria for wind turbines similar to that of the MOE Noise Guidelines should be followed.

359 Mr. Howe testified regarding a document that he and HGC prepared for the Canadian Acoustical Association "Recent Studies of Infrasound from Industrial Sources" published in 2008. He stated that the article summarizes three studies of infrasound that HGC had undertaken respecting wind turbine sound, a large ship engine, and a glass refining plant. He stated that in terms of wind turbine sound, they were able to measure a difference between the wind turbines on and off and thus confirm that wind turbines produce infrasound. However, they found that the levels were still considerably below any established thresholds for infrasound.

360 Mr. Howe testified that the HGC Report 2010 was prepared for the MOE following a competitive "request for proposal" process. He stated that the Report was originally intended as a literature review, but during the process a consultation session was added and the final Report was intended to provide advice to the MOE on dealing with infrasound and low frequency sound from wind turbines. He stated that the consultation included people from the MOE, Health Canada, some of the wind developers, consultants and academics who were involved with wind turbine sound, three or four people from the SWV and a couple of members of the public.

361 Mr. Howe testified that since the HGC Report 2006 his opinion with respect to infrasound from wind turbines has not changed markedly. However he recognized that infrasound is still being raised as an issue and so the 2010 Report recommended that the MOE endorse a method for measuring infrasound so that there is some way of quantifying the data to deal with complaints regarding infrasound.

362 The HGC Report 2010 found that there is strong evidence that, for infrasound in the range of 20 Hz or less, the sound pressure levels produced by modern wind turbines will be well below the average threshold of human hearing at the setback distances typical in Ontario. It stated that most literature on infrasound indicates that infrasonic noise below the threshold of hearing has no effect on human health. Therefore, infrasound from wind turbines is not expected to be heard by humans or pose an issue for human health. The Report also found that for sound in the audible range, the medical literature indicates that at the typical setback distances, the overall magnitude of the sound pressure levels produced by wind turbines does not present a direct health risk. It stated that audible sound from wind turbines is nonetheless expected to result in a non-trivial percentage of persons being highly annoyed and research has shown that this annoyance can be expected to contribute to stress related health impacts in some people.

363 The HGC Report 2010 found that it is not common, internationally, for wind turbine noise assessment standards to have specific requirements for the consideration of infrasound or low frequency noise. The Report stated that the measurement of indoor low frequency noise is complicated by a number of factors and that internationally, sophisticated measurement and assessment guidelines have been developed to address these problems. The Report recommends that, since indoor low frequency sound levels and frequency spectra can differ markedly from those outdoors, the MOE should consider developing or adopting a protocol to provide guidance for addressing indoor complaints. However, the Report stated that this protocol cannot replace the compliance guidelines designed to assess sound outdoors. The Report stated that routine measurement of infrasonic sound pressure levels from operating wind farms is not warranted. However, it recommended that the MOE adopt or endorse a proven measurement procedure for infrasonic noise to allow the effective investigation of complaints and public concerns.

364 Mr. Howe testified with respect to the graph on page 25 of the HGC Report 2010 which shows the curves for threshold perceptibility of sound at different frequencies as a function of sound pressure level and also measurements from wind turbines of the sound pressure level at various frequencies. Mr. Howe stated that below 20 Hz there is no issue with respect to perceptibility of sound from wind turbines, as the measured sound pressure levels from the wind

turbines are well below the threshold curves. He stated that wind turbine sound does not start to be audible until around the 50Hz and higher range.

365 Mr. Howe discussed the conclusions of the HGC Report 2010. He stated that the turbulence at the trailing edge of the blades of the wind turbines produces broadband noise, but the dominant frequency range in terms of human perception of the sound is not in the low frequency or infrasonic ranges. However, low frequency sound from wind turbines will routinely be an audible component of the acoustic impact, and will depend on the wind conditions, the degree of masking from ground noise and the distance from the wind turbine. He stated that a lot of the low frequency noise would be masked by the higher frequency sound.

366 Mr. Howe stated that the HGC Report 2010 concluded that infrasound from wind turbines does not seem to be an issue as it is well below the average threshold of human hearing. He noted that there are variations in individual sensitivities to infrasound. He stated that their review of the work by medical professionals found that the overall magnitude of the sound pressure levels from wind turbines does not pose a direct health risk. However, the Report concluded that audible wind turbine sound at levels experienced at typical receptor distances in Ontario, is expected to result in a non-trivial percentage of persons being highly annoyed and annoyance associated with sound from wind turbines can be expected to contribute to stress related health impacts in some persons. Mr. Howe testified that the relationship between wind turbine sound and annoyance is not solely based on the sound level, but depends on a number of factors including a person's attitude towards the sources.

367 Mr. Howe testified that the windows and walls of a house filter out the higher frequency sounds much more than lower frequency sounds, so that you are more likely going to have an issue with low frequency sound indoors. The HGC Report 2010 concluded that there is evidence that suggests that some people may be particularly prone to annoyance from sounds with strong low frequency components.

368 The HGC Report 2010 concluded that, because the outdoor sound level impact is not chiefly a low frequency issue, the use of A-weighted criteria is appropriate for the assessment of overall sound impact and the MOE's instrumentation specifications and measurement procedures are suitable in this context. Mr. Howe testified that the MOE currently does not have procedures for addressing indoor noise due to wind turbines, and there are a couple of other jurisdictions, such as Denmark, that are further developed in dealing with this issue.

369 The HGC Report 2010 recommended that outdoor A-weighted sound levels should continue to be used to evaluate compliance and penalties for audibly distinctive characteristics should continue to be used. It recommended that the MOE should continue to monitor technical developments and regulatory policies in other jurisdictions and that any guidelines developed in respect of low frequency noise and infrasound should be flexible in order to adapt to changes or improvements in the future. The Report recommended that the MOE should consider adopting or developing a protocol to provide guidance for addressing complaints related to low frequency sound indoors. They also recommended that the MOE consider adopting or endorsing measurement procedures to quantify infrasonic levels in specific situations.

370 Mr. Howe stated that the Hatch Noise Assessment Report was completed in a manner consistent with the requirements of the MOE Noise Guidelines and the setback distance requirements of O. Reg. 359/09. He stated that the Hatch Report indicates that the tonal audibility from the wind turbines is expected to be less than 2 dBA which means that it does not invoke the 5 dBA penalty imposed on tonal sounds by the MOE but that it is not necessarily completely absent. Tones related to mechanical noises (eg. gearbox noise) may be present and their frequency can be in the low frequency range and audible. Mr. Howe stated that based on his research, audible wind turbine sound is expected to result in a small percentage of people being very annoyed at the sound levels experienced at the receptor distances for the Kent Breeze Project. He stated that given the small number of receptors expected to be impacted at sound levels between 35 and 40 dBA, it would be statistically invalid to predict the number of persons expected to be very annoyed. However, he said, those predisposed against the project are more likely to be annoyed.

371 Mr. Howe testified that modeling of sound levels is reliable for mean levels but in practice, there is going to be statistical variation with time that can vary by plus or minus 5 dBA on a fairly consistent basis. He stated that the MOE has not finished codifying the particulars for the measurement and assessment of wind turbine noise to deal with that statistical variability to the same extent as the guidelines address steady noises.

372 Mr. Howe acknowledged that the new standard for sound level at receptors in New Zealand is 35 dBA, though he believes that New Zealand uses a slightly different descriptor than Leq. He stated that he is not familiar with whether the standard in Germany is also 35 dBA.

Mr. Payam Najafi-Ashtiani's Evidence

373 Mr. Ashtiani was qualified to give opinion evidence as a professional engineer with expertise in acoustical engineering.

374 Mr. Ashtiani is a project manager with Aeroustics Engineering Limited, which prepared the "Measurement of Audible Noise from Wind Turbines — Phase 1 Report" for the MOE (June 11, 2010) ("Phase 1 Report"). The Phase 1 Report included a literature review and a jurisdictional scan on issues related to noise measurements from wind turbines. The literature review involved collecting and reviewing scientific literature on measurement of wind farm noise, noise measurement procedures for wind turbine noise from other jurisdictions, evaluation of two wind farm compliance studies provided by the MOE and review of MOE NPC documents (NPC-205 and NPC-232). Mr. Ashtiani testified that most of the scientific literature they reviewed dealt with five key issues that are specific to measuring noise from wind turbines, including: general method for assessing the noise contribution from the wind farm at the receptor point, measurement parameters used, assessing ambient noise levels at the receptor and their influence on measured levels, addressing wind induced noise in the measurements, and assessment of tonality. Mr. Ashtiani stated that their review found that there are two general ways of assessing the noise at a receptor. The first is to measure the noise very close to the turbine and rely on the model to predict what the level would be at the receptor and the second approach is to measure the noise at the receptor point.

375 In terms of the jurisdictional scan and looking at how other jurisdictions assess noise at receptor points, Mr. Ashtiani testified that there are three main categories of jurisdictions: ones that do not actually have any policies specifically regarding the measurement of noise from wind turbines post-construction, jurisdictions that have requirements for measuring wind turbine noise at the source use a model to establish the noise level at the receptor, and jurisdictions that require the measurement of noise at the actual receptor point. Mr. Ashtiani stated that Ontario falls in the first category because the province does not have a specific policy regarding the measurement of post-construction noise from wind turbines. He stated that Ontario has guidelines for the measurement of general noise and they have been used for a long time for doing noise audits on various facilities.

376 Mr. Ashtiani testified that in conducting the literature review and jurisdictional scan, they looked at all the references they could find from all over the world. He stated that they reviewed over 100 documents and that the ones listed in the Cited References section of the Phase 1 Report are the ones that were the most relevant and which were referenced in the Report.

377 Mr. Ashtiani testified that the measurement of sound from wind turbines requires a high degree of specialization in personnel and equipment. He stated that it requires the person doing the measurements to have a good understanding of the theory behind data analysis, the limitations of the instruments, and the required analysis techniques and how they fit into assessing noise from wind turbines. He stated that instrumentation grade equipment and specialized wind screens are required to ensure accuracy in the noise measurements.

378 Mr. Ashtiani testified that he reviewed Mr. Palmer's January 4, 2011 submissions detailing his noise measurements from the Enbridge wind farm. Mr. Ashtiani stated that based on the recommendations they have provided in the Phase 1 Report, neither Mr. Palmer's equipment nor analysis method meets these recommendations.

379 Mr. Ashtiani testified that the recommendations in the Phase 1 Report are intended to provide a way of standardizing the measurement of wind turbine noise so that everybody is measuring everything the same way and the measurements are thus repeatable and reliable. He discussed the main aspects that differentiate measuring wind turbine noise from other types of noise. He stated that the main thing you have to deal with in measuring wind turbine noise is the presence of ambient noise. He stated that there can be a lot of ambient noise in these situations because you are taking measurements in windy conditions and you have to be able to separate this background noise from the turbine noise. Mr. Ashtiani stated that the second main difference is that wind speed must also be measured because the MOE's sound level limits vary as a function of wind speed. He stated that the MOE sound level limits are based on wind speed at a 10 m height, so the Phase 1 Report recommends that actual wind speed be measured at this same height to allow comparisons to the sound level limits. Mr. Ashtiani stated that the third main difference is the data analysis required with wind turbine noise data. He stated that the analysis has to take into account and be able to quantify the variability in conditions and noise levels over time.

380 Mr. Ashtiani testified that there are NPC documents (NPC-205 and NPC-232) in use in Ontario which are designed for measuring general noise from industrial sources. He stated that these documents recommend that measurements be taken when it is not windy, which is not appropriate for measuring wind turbine noise.

381 Mr. Ashtiani testified that the Phase 1 Report is part of a four phase process. He stated that Phase 2 included a consultation session and the development of a draft protocol. He stated that the consultations included members of the MOE, consultants, developers, equipment suppliers, community action groups including the SWV, the Ontario Agency of Health Protection and Promotion, and comments from Health Canada. Phase 3 is currently in progress and it involves field validation of the protocol at wind farm sites in Ontario.

382 Mr. Ashtiani testified that it is possible to measure and assess noise from wind turbines including audible and low frequency noise. Mr. Ashtiani stated that the purpose of the Phase 1 Report was to standardize the way that wind turbine noise is measured and quantified. He stated that, if you look at the scientific literature, many scientists are measuring noise from wind turbines and they are quantifying it scientifically and it is accepted. He stated that he cannot comment on how the MOE determines whether or not some measurements are deemed compliant or non-compliant. Mr. Ashtiani stated that just because there is greater wind shear, does not mean that the turbine will create more sound. He stated that the difference is that at ground level the masking effect from background noise is less, so the audibility may increase but the actual sound power will not increase based on the wind shear co-efficient. He stated that it is the wind speed at the hub that determines how much sound the turbine will emit.

383 Mr. Ashtiani also testified about a document he created based on the Nissenbaum Study.

Suncor's Witnesses

Dr. Pierre Heraud's Evidence

384 Dr. Heraud was qualified to give opinion evidence in the area of wind turbine ice throw risk assessment with knowledge of turbine failure and tower collapse. He is a team leader of the wind farm design team with GL Garrad Hassan ("GLGH"), the company that was retained by Suncor to prepare the GLGH Risk Assessment. He said that the Risk Assessment followed a methodology which had been developed by GLGH in conjunction with the Finnish Meteorological Institute and the Deutsches Windenergie-Institut as part of a research project on the implementation of wind energy in cold climates. Their approach involved determining the periods when ice accretion might occur based on historical climactic data, determining when in those periods the wind speed conditions are within the operational range of the turbines, assuming that the wind control system is not functional and that turbines are operating during the icing events, using guidelines to determine the probability of fragments landing at certain distances, estimating the probability of members of the public being present at those distances, and then determining the probability of members of the public being hit by ice fragments.

385 Dr. Heraud responded to a number of discrepancies that Mr. Palmer pointed out between the GLGH Risk Assessment and the REA approval. He testified that he wished to amend Figure 2.1 in the Assessment to correct the labelling of the Kent 5 and MacLeod 5 turbines. He explained that the land area used in his Assessment was the same as the land area stated in Suncor's November 24, 2010 and January 5, 2011 setback reports.

386 Dr. Heraud explained that in preparing his Risk Assessment, he performed a Montecarlo simulation, which is used to estimate a probability. This process performs one million simulations and determines the number of times that an event happens and then divides this by the number of simulations to get a probability. In this case, the results of the simulation represent the probabilities, given an ice fragment has been released, that any one ice fragment will land in one square meter of ground area, as a function of distance and direction from the turbine. He stated that this simulation takes into account the wind speed statistics of the site, the wind direction statistics, the technical specification of the wind turbine, including tip speed, and the equation of the trajectory. He explained that software was used to run one million simulations of one ice fragment of 1kg being thrown from an operating GE 2.5xl turbine at Kent Breeze Wind Farm. Dr. Heraud stated that the results of the Montecarlo simulation showed that there were no ice fragments that went beyond 240 m. He stated that the formula that was used in the simulation is based on continuity of movement rules and was obtained from Bossanyi, E. and Morgan, C., "Wind turbine icing- its implications for public safety" Proceedings of European Union Wind Energy Conference, 1996.

387 The GLGH Risk Assessment stated that an analysis of the on-site meteorological data, suggested that icing conditions may occur for an equivalent duration of six days per year at the Kent Breeze wind farm. However, based on their previous assessment experience in Chatham- Kent, Dr. Heraud said that GLGH used a more conservative estimate of 10 days of icing per year in their Risk Assessment. He explained that in determining the size of ice fragment to input in the Montecarlo simulation he used the geometrical specifications of the blade, such as length and width, and ice accretion rates based on wind tunnel experimentation and observation on site. He explained that with this model he determined the mass of ice that can be built up on the blades during one icing day.

388 The GLGH Risk Assessment stated that the results of the risk assessment indicated that the typical distance range (90% of the time) of ice throw and ice drop from the Kent Breeze turbines is approximately 100 m and 39 m, respectively. The exceptional distance range, which represented a probability of 10% of the time, was 100 to 240 m for ice throw and 39 to 59 m for ice drop.

389 Dr. Heraud stated that in his Risk Assessment for ice drop, he found that assuming 10 days of icing per year and assuming that a person was ever present during these 10 days at 50 m from the base of the tower, the risk is once in 126 years that a person would be struck with falling ice. He stated, however, that members of the public are not supposed to be this close to a wind turbine and that the protocol for icing events has procedures for maintenance personnel requiring that a temporary perimeter should be set up and they should wear appropriate safety equipment.

390 The GLGH Risk Assessment also looked at the risk of an ice fragment striking a stationary person located at the limit of their property and ever-present during the 10 icing days for each of the wind turbines proposed for Kent Breeze. For the K1 turbine, which is located 188 m from the neighbouring property, the individual risk was once in 17,938 years. The K2 turbine is 205 m from a road and based on the road use count by the Chatham-Kent County, it was assumed that 221 vehicles travelling at 50 km/h would pass the turbine during one day of icing event. The resulting risk of an ice fragment striking a vehicle was calculated to be once in 22,380 years. The K4 turbine is located 156 m from the railroad and based on data from Canadian Pacific Railway, it was assumed that 4 passenger trains travelling at 100 km/h and 14 freight trains travelling at 50 km/h would pass during 1 day of icing event. The resulting risk of an ice fragment striking a passenger train was calculated to be once per 43,586 years and once per 361 years for a freight train. The K4 turbine is also located 188 m from the neighbouring property and it was found that the risk of ice striking a person was once in 5,567 years. The M3 wind turbine is 143 m from a road and the risk of ice striking a vehicle was calculated to be once per 4,732 years. The M3 turbine is also located 205 m from the neighbouring property and this risk was calculated to be once in 35,779 years. The M4 turbine is located 145 m from the railroad and the risk was found to be once per 18,882

years for a passenger train and once per 156 years for a freight train. M4 is also located 166 m from the neighbouring property and the risk was found to be once in 6,260 years.

391 Dr. Heraud explained that there are variances in the individual risk for the different wind turbines even when the receptors are located the same distance away because of differences in the wind directions, which is an important parameter in the risk calculation. He stated that the risk level for an individual turbine was determined by taking the probability of being struck by an ice fragment at a particular direction and particular distance from the wind turbine and then multiplying this by the number of fragments estimated per year.

392 The GLGH Risk Assessment described the control measures that are used in the industry to deal with ice related risks. It stated that ice detectors are typically mounted on the turbines or on nearby meteorological towers and are monitored by the wind farm control system, which triggers an automatic or remote manual shutdown in the event that icing conditions are detected. In addition, it is generally accepted that ice build-up on the blades of an operating turbine will lead to additional vibration, which is detected by vibration sensors installed on the turbines and will trigger shutdown in these conditions. There are also control systems which detect aerodynamic performance loss of the wind turbine caused by ice build-up on the blades and will trigger shutdown. The Risk Assessment stated that Suncor has indicated that it will implement an operating procedure for icing events that if applied, will curtail the operating of wind turbines in the event of icing.

393 Dr. Heraud explained that the mitigation measures described in the report will be in place at Kent Breeze to deal with potential ice throw. He stated that there will be an ice detector system installed on site on the meteorological towers and the turbines will be equipped with vibration sensors to detect imbalance in the blades. In addition, there will be a power curve monitoring system that detects when the blades are not operating as efficiently as they should be and will respond to shut down the turbines. He stated that Suncor has provided an operating protocol for icing events which is fully in line with what he would expect to see for a wind farm in Canada.

394 Dr. Heraud stated that assuming the operating protocol for icing events is installed and properly implemented and since the GE turbines are equipped with two ice related safety systems, he is of the opinion that there is no significant risk of ice being thrown or dropped on the public. However, he also explained that his Risk Assessment was conducted not taking into account these mitigation measures. His assessment assumes that the wind turbines will be operating during all the icing events and will throw the totality of the mass of ice that can be accumulated during that time. Dr. Heraud referred to a wind farm in the Gaspe Bay Peninsula where they have more than 15 days of icing per year and he stated that he was informed that they have installed the same operating protocol and safety control system and they have had no problem of ice throw within the last four years.

395 In terms of Mr. Palmer's blade failure rates, Dr. Heraud stated that statistics calculated from such a small data set of two, or four, events are prone to statistical error and are inadequate. He stated that to be able to accurately assess failure rates you need at least 20 failures to happen on which you can accurately calculate the failure rate. He stated that, provided the conditions on site are within the IEC envelope for the design of the wind turbine and the wind turbines are correctly certified by a certification agency, it is his opinion that the Project will not present any significant risk for safety of the public due to blade failure or tower collapse.

396 Dr. Heraud acknowledged that in North America there is currently no mandatory reporting system in place for accidents such as blade failure, tower collapse or ice throw.

Mr. Grant Arnold's Evidence

397 Mr. Arnold was the Director of Wind Energy Joint Ventures for Suncor and he provided factual evidence regarding the process that Suncor undertook to apply for the REA and Suncor's experience with other wind projects.

398 Mr. Arnold stated that Suncor has been involved in developing and operating wind projects across Canada for 10 years. Suncor currently has projects operating in Alberta, Saskatchewan, and Ontario, the oldest of which has been in

operation for almost 10 years. Mr. Arnold explained that the Kent Breeze Project was initiated by another developer and that Suncor acquired the project in May of 2010. He stated that prior to the acquisition, Suncor reviewed the experts' work and the consultation process undertaken by the previous developer and they were satisfied with everything that had been done. He stated that at the time of the acquisition, Suncor was not aware of either of the Appellants. He stated that Ms. Erickson's name was on the mailing list for public consultation because her property is located within 120 m of the project boundary. Mr. Arnold stated that his staff found no record of Ms. Erickson or Chatham-Kent Wind Action Inc. participating in any public consultation and no record of any emails, phone calls, or written correspondence from the Appellants. He noted that there was also no record of any participation by the predecessor group to Chatham-Kent Wind Action Inc., the Chatham-Kent Wind Action Group.

399 Mr. Arnold stated that the Kent Breeze Project has one participating land owner who is located within the 550 m setback and that all other participating land owners own vacant land. He stated that the participating receptor house is located 332 m from the nearest wind turbine. Mr. Arnold stated that there are no provisions in Suncor's lease agreements which would prevent anyone bound by them from disclosing any issues, health or otherwise. He stated that the leases entered into with participating land owners are standard leases that are placed on title, which give Suncor permission to be on the land and set out the compensation that will be provided to the landowner.

400 In terms of his role, Mr. Arnold stated that all incidents that occur on their wind farms are immediately reported to him from the field and he is responsible for reporting these incidents to executive management. He stated that in the last two years, in relation to their four operating wind farms there have been four incidents ranging from a banged knee to a chipped tooth. He stated that there have not been any other incidents that are more serious to human health. He also stated that he is made aware of any changes, upgrades, or fixes that are required due to failures. He stated that for all Suncor's wind farms, with cumulative operations of 24 years, there has never been an incident of ice throw. He stated that he is not aware of any evidence that engaging in the Kent Breeze Project in compliance with all applicable laws will result in harm to human health.

401 Mr. Arnold explained that his role in the development aspect of a wind project is accountability for the profits and loss of Suncor's wind energy business. He acknowledged that Suncor compensates its employees with base pay and the opportunity to earn additional long term incentives, performance bonuses and stock options based on performance, and he stated that he has received such additional rewards. He stated that the outcome of this Hearing and whether the Kent Breeze Project goes online would be a factor that would be considered to some degree, among other factors, in determining the bonus for an employee who was involved with the Project.

402 He stated that his staff consists of a business development individual, an engineer, and surface land people who have worked on the Project since the start, as well as staff elsewhere at Suncor who have worked on the Project but who do not regularly report to him every day. He confirmed that no medical doctors or epidemiologists were consulted as part of the project development until Suncor received the Notice of Appeal.

403 Mr. Arnold stated that Suncor is not aware of any evidence that any of its wind farm projects have caused serious harm to human health, nor of any evidence that engaging in Kent Breeze wind farms in accordance with the REA and all applicable laws will cause serious harm to human health. He stated that Suncor is not aware of any evidence indicating that low frequency noise emissions from Kent Breeze wind farm will cause serious harm to human health. He stated that Suncor is not aware of any evidence to support the contention that the effects of the Project on human health will be serious or that the effects on the health of participating landowners will be even more serious.

404 Mr. Arnold stated that he is aware of the regulatory process that Ontario has been going through to bring in the *Green Energy Act* and regulations. Mr. Gillespie presented Hansard evidence documenting the comments of Ms. Sandy MacLeod to the Standing Committee regarding the Ripley wind project to Mr. Arnold. Mr. Arnold indicated that Suncor is involved in a joint venture wind project in Ontario with Acciona Canada called the Ripley wind farm. He stated that he is aware of who Sandy MacLeod is. He stated that he is aware that two families residing in the area of the Ripley wind farm stayed in motels. He stated that these families had concerns and that Suncor was trying to work

with them to understand their concerns and they helped them move to a motel out of an abundance of caution and because there was no other solution that the families would consider. He stated, however, that Suncor was presented with no credible evidence of harm to human health. He stated that there were people who brought issues regarding nuisance noise to Suncor's attention. He stated that one of the families had an issue because they believed that there was interference between the wind farm's electrical system for collecting power and their local electricity distribution with Hydro One Networks Inc. He stated that the complaints related to noise and possible electrical interference, but they were not presented with evidence that there was harm to human health.

405 In response to questioning regarding the symptoms that were experienced by residents in the area of the Ripley wind farm, Mr. Arnold corrected his statement to say that he personally, not Suncor, does not have any knowledge of harm to human health from Suncor's wind projects. Mr. Arnold indicated that he was aware that his supervisor, Mr. Provias, has had conversations with Carol Mitchell, the provincial Member of Parliament for Huron Bruce where the Ripley project is located. He also indicated that, although he was not aware that Suncor had met with the Grey Bruce Health Unit, he did see correspondence where landowners who felt that they were experiencing health issues were instructed to contact the Grey Bruce Health Unit. Mr. Arnold confirmed that, despite this evidence, it was still his position that there is no evidence of any harm or effect on humans from Suncor's projects. Mr. Arnold indicated that he was aware that third party testing by Jacques Whitford was occurring in Ripley and that he knew that there was discussion with Hydro One who was also trying to address concerns on both issues. He stated that Suncor has indicated in the past that it would support an independent health study and that this is still true today. Mr. Arnold indicated that the third party testing by Jacques Whitford in Ripley has been completed and that he was aware of the results of this study when giving his statements regarding health effects.

406 With respect to the risks of ice throw/fall and turbine failure, he stated that Suncor will have measures in place to minimize these effects, as set out in the Operations and Maintenance Manual in accordance with the REA. He stated that prior to the operation of the turbines, once the information is received from the turbine vendor, the specific operating and maintenance procedures for the protection and controls equipment regarding ice throw will be included in the Operations and Maintenance Manual. He stated that although Suncor was not required to analyze ice throw as part of the REA application, they undertook preliminary analysis of the issue and were satisfied that the risk of ice throw for the Project was minimal. He stated that Suncor recognizes that there is a remote risk that on rare occasion the Project may result in ice throw; however, they are not aware of any evidence that this possible effect will cause serious harm to human health at this Project.

407 Mr. Arnold confirmed that Suncor is a corporate member of CanWEA. He stated that he is aware that CanWEA is engaged in lobbying at the federal level and that in order to be able to do this you must be a registered lobbyist.

Mr. Robin Skinner's Evidence

408 Mr. Skinner was qualified to give opinion evidence as a mechanical engineer with specific expertise in wind turbine layout, including application of the MOE Noise Guidelines. Mr. Skinner is the Project Manager at Hatch who is overseeing the engineering, procurement and construction of the Kent Breeze Project.

409 Mr. Skinner stated that the Noise Assessment Report follows the template required by the MOE Noise Guidelines. He stated that the Project is actually two power purchase agreements each with a nameplate rating of 10 MW of power to be injected into the local distribution network. He stated that the projects are separated by Huff's Sideroad and were known as the Kent Breeze Wind Farm and MacLeod Windmill Project and subsequently, the Kent Breeze Wind Farms in the REA. He stated that the Project consists of 8 GE 2.5xl wind turbine generators, which have a hub height of 85 m and rotational speeds of 5 to 15 rpm. He stated that the original equipment manufacturer ("OEM") data regarding things like product acoustic specifications and frequency spectra were provided by GE. He stated that the maximum noise from the wind turbines, as stated in the OEM data, is 104.2 dBA and that 0.9 dBA was added to this to reflect uncertainty in the OEM data due to the instrumentation and measurement error. He stated that tonality, which the MOE Noise

Guidelines require to be addressed, is not an issue with these wind turbines. He stated that the Project has one switching station which does not emit any noise.

410 Mr. Skinner stated that the wind shear adjustment is very important and it is calculated so that the maximum sound power level from the wind turbines is used in the noise modeling. He referred to the sound level limits per wind speed at 10 m height for wind turbines in Table 1 of the Noise Guidelines. He stated that the wind shear adjustment must be performed because the reference conditions that are used in the manufacturer's data do not reflect the reality of some of the summer night-time cases where there is high wind shear. Mr. Skinner stated that in performing the wind shear adjustment calculations, he used a logarithmic profile to determine the wind speed at hub height that corresponds to the manufacturer's data for noise level at reference wind speeds of 6, 7, 8 and 9 m/s at 10 m above the ground. He stated that the corresponding wind speeds at hub height were 8.2, 9.6, 10.9 and 12.3 m/s respectively. He said that this data showed that the maximum sound power level of 104.2 dBA was achieved at 8 m/s reference wind speed or 10.9 m/s wind speed at hub height. He stated that from this data the wind shear at the test site was determined using a power law relationship and found to be 0.161 wind shear co-efficient. He then calculated the average summer night-time wind shear from data collected at the Project site and found that the average wind speed was 3.5 m/s at 40 m height, 4.5 m/s at 60 m height and 5.2 m/s at 80 m height, which was extrapolated to 5.33 m/s at 85 m height (the hub height). He noted that 5.33 m/s is even lower than where GE starts registering the noise emission (102.1 dBA at 6 m/s reference wind speed). From this wind speed data, he determined the wind shear co-efficient to be 0.42. He stated that this wind shear adjustment was then used to model the sound power level for all conditions required by the MOE Noise Guidelines (6, 7, 8, 9, 10 m/s wind speed).

411 Mr. Skinner referred to Table 3.1 in the Hatch Report and stated that sound power levels were determined using the manufacturer's data for the 8 m/s reference wind speed case because this was when the maximum noise emission of 104.2 dBA would be produced. He said this data was used for the adjusted sound power levels at 6, 7, 8, 9 and 10 m/s wind speeds because it is the maximum noise emission.

412 He noted that the values in the table reflect the manufacturer's data with an addition of 0.9 dBA for the uncertainty, but do not appear to include the adjustment for wind shear coefficient. Mr. Skinner explained that for the 6 m/s adjusted wind speed, the calculated sound power levels were in fact greater than 0.9 dBA above the manufacturer's data (for the corresponding reference wind speed). However, he said, at the 8 m/s adjusted wind speed the value reflects only the manufacturer's data plus the uncertainty because the maximum sound power is produced at the 8 m/s reference wind speed and it does not get any louder than that level. He explained that as the wind speed at the hub height and the wind shear increases beyond 8 m/s at 10 m or 10.9 m/s at hub height, the sound power from the turbine actually decreases, so the worst case condition when the turbine is producing the most sound is at the vendor's 8 m/s mark. He stated that, because at maximum sound power the turbine produces noise level at the receptor under 40 dBA, no greater wind speed would produce a sound level at the receptor of greater than 40 dBA.

413 Mr. Skinner explained that, because there were noise receptors located within 1500 m of a turbine and the noise emission from the turbine was in excess of 102 dBA, a detailed noise impact assessment was required according to the MOE Noise Guidelines. He stated that the work was carried out using the CADNA-A software. Table 6.1 of the Hatch Report presents the calculated sound level for each receptor at wind speeds of 6 to 10 m/s. Mr. Skinner noted that the sound levels are the same for all wind speeds in this range because the maximum noise emission was used. He stated that for all points of reception the calculated sound level was under 40 dBA and, therefore, in compliance with the noise limits required by the MOE Noise Guidelines. He said that, for the participating receptor, the calculated sound level was 45.8 dBA. He stated that these results are depicted in the map of the noise contours which shows that all of the non-participating receptors fall outside the 40 dBA noise contour line, with the exception of receptor 211 which touches the line and which was calculated to have a sound level of 39.8 dBA. Mr. Skinner stated that a different wind shear coefficient would produce a different noise contour line. However, he found that at or around the 0.3 wind shear coefficient mark, wind shear does not affect the noise contour as it increases because the maximum noise has been reached under the model.

414 Mr. Skinner stated that the MOE Noise Guidelines did not require the addition of 3 dBA to the calculated noise impact and, from his understanding, this is not industry practice. Mr. Skinner stated that the wind shear adjustment was

made and that as a result, the turbine's maximum noise was modeled and therefore, it is not necessary to add 5 dBA as suggested by Mr. James. He stated that GE carried out rigorous tests in accordance with IEC standards to determine that the maximum noise emission was 104.2 dBA, and that Hatch added the 0.9 dBA uncertainty and used 105.1 dBA as the maximum noise emission for the purposes of the noise impact assessment. Mr. Skinner confirmed that, based on the data they possessed, the input from the OEM, and the modeling methods, the 40 dBA noise contour predicted by Hatch is the worst case scenario.

415 Mr. Skinner confirmed that Hatch is a member of CanWEA. He stated that Hatch has provided services to Suncor on other wind projects in Ontario, including Merlin Quinn, Cedar Point Camlachie, and Ripley Wind Farm. Mr. Skinner stated that he was never personally involved with the Ripley project.

Dr. Geoff Leventhall's Evidence

416 Dr. Leventhall was qualified to give opinion evidence as an acoustician with expertise in noise and vibration and subjective response to noise and special expertise in infrasound, low frequency noise and wind turbine noise.

417 Dr. Leventhall explained that infrasound is popularly considered to be sound at frequencies below 20 Hz which a person cannot hear. Low frequency noise is popularly considered to be audible noise that starts at 20 Hz and goes up to 200 Hz. However, he explained that there is no actual division between 20 Hz and 19 Hz, but rather the perception of sound is actually based on a continuum whereby the level required for perception increases as the frequency reduces. He noted that, in his opinion, the important area is from about 10 Hz to 200 Hz because diesel machinery typically produces sound in the range of 10 Hz. He stated that there is no real difference between infrasound and low frequency noise, except that to hear infrasound it has to be at a higher dB level and also that sound tends to lose its tonal nature as it gets into low frequencies. He stated that, for example, to hear a sound at 10Hz you would need a sound level of just under 100 dB, but at 1000 Hz, this sound level would be very loud. Dr. Leventhall stated that wind turbines produce sound in the infrasound and low frequency sound ranges but this sound is not audible because it is below the hearing threshold. He stated that infrasound is below the hearing threshold up to 20 Hz, and that lower frequency noise tends to become audible at frequencies above 40 Hz. However, he said, the level of the noise produced by the wind turbine drops rapidly as the frequency increases. Dr. Leventhall also explained that there are sources of infrasound existing naturally in the body, for example, the heart beats at 1 to 2 Hz, movement of muscles produces muscular vibrations, sounds from the stomach and vibrations from the diaphragm as it moves. He stated that the body's own sources of low frequency sound combined with the loss in sound level as sound travels from outside to inside the body means that there is no way that the levels of sound from wind turbines are going to get into the body and have any effect on it because the sound levels are too low.

418 Dr. Leventhall stated that there is a great deal of misunderstanding about infrasound and low frequency noise, initially arising from the papers on infrasound published by Gavreau in the 1960's (Gavreau, V., "Infrasound" (1968) 4 Science Journal 33 and Gavreau, V., Condat, R., and Saul, H., "Infra-sons: generateur, detecteurs, proprietes physique, effets biologiques" (1966) 17 Acustica 1.) and propagated throughout the years to now, where it is being applied to wind turbine noise. He referred to the work by Dr. Nina Pierpont (Pierpont 2009) which asserts that there are direct adverse effects of infrasound from wind turbines on the body, particularly acting on the vestibular system in the ear and the related balance receptors in the body. Dr. Leventhall stated that on reviewing Dr. Pierpont's work, he concluded that in his opinion, her hypotheses are weak and unfounded, she has a rather poor understanding of acoustics, her work has not been peer-reviewed, and she misuses other people's findings in reaching her conclusions. In his oral testimony, he stated that her conclusions with respect to sound in the range of 1 to 8 Hz were not based on any evidence and were not plausible. He referred to the report of the New South Wales Parliament Legislative Council "Rural Wind Farms" General Purpose Standing Committee No. 5 (December, 2009) ("NSW Legislative Council Report 2009") which reached similar conclusions expressing concern with the scientific merit of Dr. Pierpont's work.

419 In comparison, Dr. Leventhall referred to a number of reports which conclude that there is no evidence of a direct patho-physiological effect from wind turbines, including the AWEA/CanWEA Report, the CMOH Report, the NHMRC Report, and Sims, N.E., "The Effects of Wind Turbine Sound on Health" Springfield Sangamon County

Regional Planning Commission (2010) ("Sims 2010"). In addition, he mentioned in his oral testimony work that was carried out in the 1960's in the United States in regards to the Apollo space program and the high levels of infrasound from the rockets that astronauts were exposed to during lift-off. He stated that criteria were developed for 24-hour exposure which stated that you could be exposed to 120 dB from low frequencies right up to 100 Hz without suffering any permanent effect. He acknowledged, however, that the period of exposure was short and the astronauts were young and fit and wore hearing protection.

420 Dr. Leventhall explained that, in general, there is very little annoyance or disturbance from noise when it is at a very low level, but as the noise level increases, more people become annoyed. He stated that annoyance response curves are determined using a combination of noise level measurements and surveys of subjective reactions, from which an average response is found. Dr. Leventhall referenced the response curves produced by Janssen et al. 2009 comparing wind turbine noise with industrial noise. He stated that this work is the latest information on annoyance from wind turbine noise and it is different from some of the other work that has been presented on this topic because it compares wind turbine noise to other industrial noise sources rather than road, rail, and aircraft noise. He stated that Janssen's results show that up to 40 dB Lden there is little difference in the annoyance of wind turbines and other industrial sources. He stated that the divergence at higher levels may be attributed to the fact that industry is often located in more populated areas where background noise is higher and expectations of quiet are lower. He noted that these results showed that the 10% highly annoyed level, which is often used to develop noise criteria, is at about 48 dBA Lden externally for wind turbine noise heard indoors. In his oral testimony, he explained that it is generally believed that only about 25% of annoyance is due to the level of the sound, and the major part of annoyance is due to a person's attitude and concerns about the noise.

421 Dr. Leventhall discussed the work done by Professor Alec Salt (Salt 2010) which found that outer hair cells respond to infrasound at lower levels than those which can be heard. Dr. Leventhall explained that at lower frequencies there is a response from the outer hair cells which is not transmitted to the inner ear and, therefore, there is not a hearing sensation. He stated that at frequencies in the infrasound range, the response from the outer hair cells, which is not transmitted through, may occur at 20 to 40 dB lower than the hearing threshold. He stated that Salt's paper acknowledges that the fact that the outer hair cells respond to infrasound at frequencies and levels generated by wind turbines does not necessarily mean that they will be perceived or disturb function in any way. However, he noted that in subsequent presentations, Salt has taken a strong "infrasound is harmful" stance and has claimed that infrasound from wind turbines will have adverse effects on a human receptor. Dr. Leventhall acknowledged that there is no reason to believe that Salt's work on the hearing mechanisms of guinea pigs is faulty, but rather, in his opinion, it does not provide evidence that it is the infrasound component of wind turbine noise that might bother people. He stated that Salt's conclusions ignore the fact that similar levels of infrasound are common in many urban and other environments as those found in the vicinity of wind turbines. Dr. Leventhall explained that it is likely an evolutionary development that the outer hair cells do not pass on information to the inner hair cells at lower frequencies, otherwise we would be hearing these naturally occurring low frequency sounds which would mask important information related to danger and communication.

422 Dr. Leventhall reviewed Mr. Palmer's material and noted his concerns with the veracity of Mr. Palmer's measurements relating to the Enbridge Wind Farm. Dr. Leventhall stated that in his measurements, Mr. Palmer did not use the normal class of equipment that is expected in acoustical investigations and that the instruments which he used would not be accepted as suitable for an Environmental Impact Assessment.

423 Dr. Leventhall also reviewed the witness statement of Mr. James and stated that he did not agree with his description of the work of the American Society of Heating Refrigerating and Airconditioning Engineers ("ASHRAE"). He stated that he is a member of the ASHRAE 2.6 Noise Committee and that they have never been concerned about inaudible low frequency noise from the point of view of people but rather they were concerned from the point of view that it might cause vibrations in loose building components, such as ceiling tiles or partitions, and that vibration is what annoys people. Dr. Leventhall also reviewed some work by Mr. James regarding infrasound or low frequency sound from wind turbines penetrating through buildings. Dr. Leventhall stated that any sound can penetrate through buildings but most of what comes through is not audible, and further, that an audible noise is not necessarily an annoying noise

unless the person hearing it is antagonistic to the source. In his witness statement, Dr. Leventhall also expressed his concerns with some of Mr. James' other work.

424 Dr. Leventhall stated that research has found that environmental low frequency noise problems are generally tonal problems occurring in continuous noise from machinery, which does not apply to noise from wind turbines.

425 Dr. Leventhall stated that response to a noise is strongly determined by attitude to the noise and its source. He stated that research has shown that the level of a noise is not the most crucial factor but that attitudes toward and fear of a source are important, particularly for sources which produce low levels of noise such as wind turbines. He noted that fear and anxiety about a noise are real beliefs to the person who holds them and they can cause stress, which in turn may lead to a range of stress related problems including poor sleep quality. However, he noted that it is the audible component of the noise which the person is reacting to, and he stated that there is no evidence for direct physiological effects from the inaudible component of wind turbine noise. He stated that his experience in helping people cope with their sensitivity to noise has been that attitudes can be changed and desensitization achieved.

426 Dr. Leventhall noted that the symptoms attributed to wind turbines are not very different from the symptoms associated with annoyance from audible noise. He attributed the negative attitudes and fear that people hold towards wind turbine noise to the claims of health effects from the objector groups. Dr. Leventhall described his work on a project carried out for the British government to help people cope with noise problems. Through this work, he said, he has found that lives can be turned around from being harassed and virtually destroyed by noise to coming back to normality. He stated that the people in this program had very negative attitudes toward the noise and this was causing them stress which can cause physical symptoms. He believes that this is what is happening with "wind turbine syndrome". He stated that it is not the noise itself which is causing the health problems, but the fear.

427 Dr. Leventhall stated that he has deliberately kept his work on the Coping With Noise Project away from wind turbine noise problems because he knew how complex it would be. He stated that the work they are doing on this project offers solutions for anybody who is troubled by noise problems which they cannot cope with and which cannot be dealt with by technical control or other measures. He stated that it is applicable to any noise problem, including those of wind turbine noise, but practically he does not know what the responses would be for a wind turbine problem because the people in the program need to want to be helped before they can be helped.

428 Dr. Leventhall explained that the study, which was sponsored by the Department of Environment, Food and Rural Affairs of the English government, was a self-reporting, within group, repeated measures design with participant recruitment occurring through a publication on a website or through local environmental health noise experts. He stated that there were 46 participants that completed the "Low Frequency Noise Reaction Questionnaire". He stated that participants self-reported their symptoms, they were not blinded to the purpose of the study, and they acted as their own controls because they were questioned before and after the treatment. He stated that looking at the change that is achieved is an accepted method of control. He stated that the study found that the treatment works best for people for whom the noise source is unknown, and that it is more difficult to apply to people for whom the noise source is known and resented.

429 Dr. Leventhall stated that the commonly used assessment method of A-weighting cuts out the low frequencies and that in the rare circumstance where there is a real low frequency noise problem, using A-weighting will cut out the component which is causing the problem. He stated that, in his opinion, A-weighting is appropriate for wind turbine noise because the vast majority of low frequency noise problems are from tonal noise like machinery and compressors and this does not occur with the wind turbine noise.

430 In his oral testimony, Dr. Leventhall stated that VAD is a controversial concept which arises out of one particular research group that no longer exists and has not been replicated. He explained that VAD was noted in aircraft maintenance workers who were working around aircraft with their engines running, which would produce very high

sound levels around 130 to 140 dB and a peak frequency in the higher end of the low frequency spectrum around 150 to 160 Hz.

431 Dr. Leventhall stated that infrasound and low frequency noise are never felt rather than heard. He stated that infrasound can be felt by the body only at very high levels which are audible levels. He explained that the ear is the most sensitive receptor to sounds in the body, and therefore, if you do not get something through the ear you do not get it any other way.

432 Dr. Leventhall stated that he has reviewed the Hatch Noise Assessment Report and the REA for the Kent Breeze Project. He stated that the Hatch Noise Report shows that the noise limits set out by the MOE will be achieved at all of the non-participating locations. He stated that these levels have been determined using internationally accepted prediction methods and widely used software packages, the input data is appropriate, and corrections have been made where required. He stated that there is no reason to believe that the required noise levels will be exceeded. He stated that in his opinion, the Kent Breeze Project will not cause direct patho-physiological serious harm to human health of the noise receptors set out in the Noise Assessment Report, including the participating receptor.

433 Dr. Leventhall stated that the problems with wind turbines described by Dr. Thorne and Dr. Shepherd occurred in very hilly areas where it was much more difficult to make an accurate prediction of the sound levels and also that predictions were based on old experience and methods have improved since then. He stated that prediction methods for flat, undulating land, which exists at Kent Breeze, are very accurate.

434 Dr. Leventhall stated that, based on Janssen's results (Janssen et. al. 2009), it can be expected that some people at the Kent Breeze Project will be annoyed. He stated that judging by Janssen's work, it can be expected that 10% of people may be annoyed at sound levels above 40 dBA, as this is the common level for annoyance for noise criteria. He added that annoyance is not necessarily a serious health effect; although it may produce deterioration in health, it is very unlikely that it will become a serious effect except in a very, very small number of people.

435 Dr. Leventhall was one of the authors of the AWEA/CanWEA Report. He stated that he agreed with the conclusions of the Report that there is no need to conduct any further study on the direct patho-physiological effects of wind turbine noise. He stated that the definition of direct patho-physiological effects comes from Dr. Pierpont's work (Pierpont 2009) and includes infrasound entering the body and vibrating the diaphragm or infrasound entering the ear and disturbing the vestibular system. He stated that annoyance is a completely different thing; it is a psychological effect which can induce physical problems due to high levels of stress. He stated that he accepted the symptoms that Dr. Pierpont described as wind turbine syndrome (sleep disturbance, headache, tinnitus, ear pressure, dizziness, vertigo, nausea, visual blurring, tachycardia, irritability, problems with concentration and memory, panic episodes) as the effects of extreme annoyance. He stated that they are largely somatoform disorders that occur when stress goes from your brain into your body and they occur in a very small number of people. Dr. Leventhall acknowledged that sleep disturbance is an adverse health effect. He stated that the conclusion in the AWEA/CanWEA Report that "sound from wind turbines does not pose a risk of hearing loss or any other adverse health effects in humans" was referring to direct effects on the body and he acknowledged that the words direct patho-physiological effects could be inserted in the conclusion to make it more accurate.

436 In the AWEA/CanWEA Report, the panel refers to a report of the National Research Council (NRC) (National Research Council, "Environmental Impacts of Wind-Energy Projects" (2007) Washington, DC ("NRC Report")) as support for their conclusion that low frequency sound is not a concern for modern wind turbines. However, in that NRC Report it is also stated that "more needs to be understood regarding the effects of low frequency noise on humans" and "studies on human sensitivities to very low frequencies are recommended." In response, Dr. Leventhall stated that the NRC did not seem to be aware of the work that has already been done on low frequencies. He explained that in making these conclusions regarding further studies, they are probably responding to Dr. Pierpont's findings, even though, in his opinion, they are incorrect.

437 Dr. Leventhall stated that he agreed with the comments from the NSW Legislative Council Report 2009 regarding how having a negative attitude towards wind turbines can lead to annoyance and adverse health effects. However, he stated that he did not agree with the Committee's recommendation that a minimum setback distance of 2 km between wind turbines and neighbouring residences be used. He stated that a 2 km setback is not necessary to achieve a good sound level if people have not become antagonistic to the wind farm.

Dr. Kenneth Mundt's Evidence

438 Dr. Mundt was qualified to give opinion evidence as an expert in epidemiology.

439 Dr. Mundt reviewed and evaluated the peer-reviewed, published epidemiological literature on noise emissions from industrial wind turbines and human health. He stated that he considered primary research studies as well as scientific reviews and applied standard and widely accepted methods for critically reviewing and synthesizing the epidemiological literature. Dr. Mundt stated that the validity and strength of epidemiological study results depends on the research approach, study design and data quality and completeness. Factors determining the quality of studies include the ability to avoid biases, such as selective participation of certain subsets of individuals (selection bias), systemic errors in ascertaining disease outcomes or exposure estimation (information or misclassification bias) and the mixing of possible effects of other strong risk factors for the same disease (confounding bias).

440 Dr. Mundt stated that the two basic epidemiological approaches to evaluating associations between risk factors and disease are cohort studies and case-control studies. In cohort studies, disease rates are compared between exposed and unexposed people within a defined study population. He stated that the strength of this type of study is the ascertainment of individual level exposure prior to the occurrence of disease. He explained that this type of study gives the soundest evidence for purposes of causation. In case-control studies, exposure history among individuals with disease is compared with exposure history among those without disease within a defined study population. He stated that the strength of this study is its efficiency; however, it is difficult to avoid information bias. A third approach is the cross-sectional study in which exposure and disease outcome are simultaneously ascertained at a point in time and correlations between them evaluated. Dr. Mundt explained that the strength of this type of study is that it is simple, inexpensive and can be used to narrow the scope of the inquiry and generate hypotheses. However, he said, it is subject to many potential sources of bias. He stated that evidence based on cohort and case control studies is preferable to evidence from cross-sectional studies and other approaches for evaluating causation.

441 Dr. Mundt also identified the case-crossover study, which is a variation of the case-control study design where cases serve as their own matched controls. In this design, exposure status is compared in control periods of time where the outcome of interest did not occur and in the period when the outcome is occurring. He indicated that these studies are most appropriate for evaluating relationships between intermittent exposures and acute outcomes. Dr. Mundt explained that case reports and case series are reports in the medical literature of observed occurrences of a specific disease of interest. He stated that these are not epidemiological studies, though they are often published in medical journals and do serve a number of purposes. He stated that they may be useful for generating hypotheses and may reflect underlying causal associations, but determining causation is not among their strengths.

442 Dr. Mundt explained that in epidemiology, bias refers to systemic (or methodological) errors that lead to inaccurate and potentially invalid study results. He stated the following in relation to bias. Selection bias results from incomplete and/or selective participation of certain subsets of individuals in a study, resulting in distorted or invalid results. Random selection of an adequately large sample will usually generate a study sample that is representative of the study population and minimizes selection bias. Self-selection may result in a biased sample which tends to include certain groups of individuals or individuals who have a particular interest in the study topics. Comparing characteristics of study participants (eg. age, gender, socioeconomic status) with non-participants can be used to determine the degree to which the results may be biased, but cannot undo such bias. Information bias results from systemic errors in questionnaire responses or measured data. This type of bias may be reduced or prevented by blinding participants to the purpose of

the study or validating self-reported information against a more objective record. Confounding bias occurs due to the failure to account for other risk factors for the same disease outcome that are correlated with the exposure or risk factor of interest. These confounding risk factors can be controlled for statistically, if they are appropriately identified and measured. If uncontrolled for, these confounding factors can result in inaccurate or invalid study results. Random error or measurement error can also lead to inaccurate or invalid results. Tests of statistical significance can be used to evaluate the probability that an observed result is due to chance and are usually set to accept a 5% rate of incorrectly identifying a result as statistically significant. Confidence intervals describe a range of values for an estimated parameter that are consistent with the study data and indicate the precision in the estimated parameter.

443 Dr. Mundt stated that general causation concerns whether an exposure can cause an adverse event or disease. The determination of general causation is a judgement primarily based on a critical review and synthesis of all available epidemiological evidence. He stated that specific causation addresses whether specific exposures or risk factors caused disease in a specific individual.

444 Dr. Mundt stated that the terms "serious harm" and "serious health effects" are not scientific terms with a standard or practical definition, but are used in regulatory decision making. In his witness statement, he referenced definitions of "serious harm" and "serious health condition" from the New Zealand *Health and Safety in Employment Act* and the United States *Family and Medical Leave Act*, respectively. He explained that there is a continuum from exposure to serious disease. He stated that "serious harm" would fall at the far end of the spectrum and would usually involve some residual damage, incapacity, treatment, hospitalization, or loss of limb or life. He stated that he does not place annoyance in the category of a pathological response. In his witness statement he referred to the WHO Guidelines for Community Noise which state that annoyance is "a feeling of displeasure associated with any agent or condition, known or believed by an individual or group to adversely affect them." He stated that the term annoyance is not found in the International Classification of Diseases.

445 He stated that he agrees with the WHO definition of health which states "health is a state of complete physical, mental and social well being and not merely the absence of disease or infirmity." Dr. Mundt referred to Health Canada "Community Noise Annoyance" (2005) ("Health Canada 2005") which stated that "the most common effect of community noise is annoyance." Dr. Mundt admitted that he omitted from his witness statement the rest of the sentence in that document, which stated "which is considered an adverse health effect by the World Health Organization." He stated that he omitted this because he was unable to verify it within the WHO document.

446 Dr. Mundt stated that some positive associations have been observed between noise exposure (in general) and cardiovascular health outcomes such as hypertension, myocardial infarction, heart rate variability and changes in blood pressure. However, he stated, the overall evidence is insufficient to conclude a causal association between noise exposure and these outcomes due to inconsistency in results, difficulty in characterizing noise exposure, the high prevalence of these outcomes in the general population and methodological limitations in studies reporting these observations. The WHO Guidelines for Community Noise suggest a weak association may exist between hypertension and ischemic heart disease and chronic exposure to noise greater than 65 to 70 dB, but find inconsistent evidence for other effects such as changes in stress hormones, immunological effects and gastrointestinal issues.

447 Dr. Mundt stated that he conducted a comprehensive review and synthesis of the peer-reviewed, published epidemiological literature specifically addressing potential health impacts of noise emissions from IWT's. He stated that articles were reviewed in detail if they reported relevant epidemiological results based on standard and appropriate research methods. Dr. Mundt stated that in the published literature relating to noise from wind turbines, he found six observational cross-sectional studies and a laboratory experiment pertaining to the perception of noise from wind turbines but not necessarily health effects (Persson Waye, K., and Ohrstrom, E., "Psycho-acoustic characters of relevance for annoyance of wind turbine noise" (2002) 250:1 J. Sound and Vibration 65 ("Persson Waye 2002")). Dr. Mundt discussed Pedersen and Persson Waye 2004, Pedersen and Persson Waye 2007, Pedersen 2008, Pedersen and Larsman 2008, Pedersen et. al. 2009, and Harry 2007. Dr. Mundt concluded that the peer-reviewed literature on exposure to wind turbine noise is limited and provides no convincing evidence that it causes disease or serious harm. He stated

that associations between sound levels and annoyance have been reported and may reflect visual attitude towards wind turbine or perceived economic benefit or loss. He noted that diseases such as hypertension and self-reported conditions such as headaches were not found to differ with annoyance or sound pressure level in any of the studies and that some associations were observed between sleep disturbance and annoyance, but the cross-sectional designs of the studies do not allow for conclusions on whether this association is causal. He stated that there was no indication of a correlation between annoyance from wind turbine noise and adverse health effects in these studies.

448 Dr. Mundt also reviewed studies of health effects and low frequency noise by Persson Waye, K. and Rylander, R., "The prevalence of annoyance and effects after long-term exposure to low-frequency noise" (2001) 240 J. Sound and Vibration 483, Pawlaczyk-Luszczynska, M., Dudarewicz, A. et. al., "Evaluation of annoyance from low frequency noise under laboratory conditions" (2010) 12 Noise Health 166, Pawlaczyk-Luszczynska, M., Dudarewicz, A. et. al., "The impact of low-frequency noise on human mental performance" (2005) 18 Int. J. Occup. Med. Environ. Health 185, and Inaba, R. and Okada, A., "Study of the effects of infra-and low frequency sound on the sleep EEG Recordings" (1988) 7 J. Low Freq. Noise, Vibration Active Control 15, and reviews on low frequency noise and sleep by Persson Waye, K., "Effects of low frequency noise on sleep" (2004) 6 Noise and Health 87, Berglund, B., Hassmen, P. et. al. "Sources and effects of low-frequency noise" (1996) 99 J. Acoust. Soc. Am. 2985, and Schust, M., "Effects of low frequency noise up to 100 Hz" (2004) 6 Noise Health 73. Dr. Mundt concluded that the available literature indicates that low frequency noise less than 200 Hz at less than 60 dBA has not been found to cause adverse health effects.

449 Dr. Mundt stated that the literature linking noise generated by wind turbines with risk of specific diseases or serious harm has not been published in peer reviewed journals, is incapable of demonstrating causation and is prone to substantial selection bias that renders the results invalid. He stated that these non-peer reviewed studies often misuse epidemiological terms, particularly with respect to the type of study that is being conducted.

450 Dr. Mundt concluded that the epidemiological evidence available through the peer-reviewed published literature to date is not sufficient to support the claim that wind turbine exposure causes serious harm to human health at the proposed setbacks and sound levels anticipated at Kent Breeze. He stated that, although the literature inconsistently associates turbine noise with annoyance, the medical literature does not equate annoyance with disease or serious harm to human health. He stated that, therefore, it is not reasonable or valid to conclude that exposure to the proposed wind turbines at Kent Breeze Wind Farms will cause disease or serious harm to human health.

451 Dr. Mundt stated that Dr. McMurtry does not cite peer-reviewed scientific evidence that supports an association between any of the phenomena associated with wind turbines (infrasound, low frequency noise, audible noise, visual impact, or shadow flicker) and significant harm, while ruling out other possible causes for any reported health effects, chance, or bias. He stated that Dr. McMurtry's evidence on the adverse health effects of noise fails to consider the sound levels at which adverse health effects from noise are likely to occur. Dr. Mundt stated that the case reports and personal interviews that Dr. McMurtry relies on to form his opinion on the risk of serious health effects are insufficient as scientific evidence to support a causal conclusion.

452 Dr. Mundt asserted that Dr. Shepherd does not provide scientific evidence to support his claims regarding stress related health effects caused by noise induced sleep deficits and annoyance. He stated that many of the references that Dr. Shepherd includes in his report are not peer-reviewed published scientific research. Further, the interpretation of the results cited by Dr. Shepherd is severely limited due to the methodological issues in the designs and methods used in conducting these studies. Dr. Mundt also stated that Dr. Shepherd mischaracterized results from the van den Berg et. al. 2008 and Pedersen and Persson Waye, 2007 studies, as neither of these studies found evidence for health effects from wind turbine noise exposure, only associations between annoyance and sleep disturbance. Dr. Mundt stated that Dr. Shepherd did not explain how he identified and assessed the literature for quality and comparability, and therefore, it cannot be determined whether his conclusions are based on a thorough review of the literature or only a few selected studies. Dr. Mundt noted that Dr. Shepherd included a figure comparing annoyance levels to different sound levels from various noise sources. He raised concerns over this figure because the data is attributed to information from three studies, one of which is unpublished and it does not include the most current results from Pedersen et. al. 2009. Dr. Mundt

questioned the data presented in Dr. Shepherd's evidence, as he included no description of methodology for collecting or analyzing his data. Dr. Mundt stated that Dr. Shepherd fails to define "degradation of amenity" in his report and provides no scientific evidence to support his opinion that degradation of amenity at the Kent Breeze Wind Farms will cause serious adverse health effects.

453 Dr. Mundt stated that from his review of Dr. Phillips' evidence, it appears that Dr. Phillips did not conduct a systematic or comprehensive critical review of the epidemiological literature. Dr. Mundt criticized Dr. Phillips' evidence for failing to include specific scientific publications to support his claims. Dr. Mundt asserted that Dr. Phillips' position that any available evidence may be adequate to make a causal conclusion contradicts current standard methodologies for critically reviewing and synthesizing epidemiological evidence for purposes of drawing valid causal conclusions. Dr. Mundt stated that "the determination of causation requires consideration and weighting of all valid and relevant epidemiological evidence — supportive of, as well as refuting the hypothesis". Dr. Mundt asserted that a proper evaluation of the epidemiological literature on the health effects of wind turbines demonstrates that the level of quality and validity in the available evidence is inadequate to permit a conclusion of causation. Dr. Mundt stated that Dr. Phillips' assertion that individuals moving away from turbines or taking reduced sales prices is evidence of serious harm to human health should not be relied on, as it is scientifically unsubstantiated and speculative. Dr. Mundt stated that his fundamental criticism of Dr. Phillips' statement is that it is not a scientific review or report; rather, it resembles a commentary or editorial in which standard methods used in epidemiology are challenged. He stated that this type of report does not contribute to a clearer understanding of the underlying scientific issues.

454 Dr. Mundt concluded that the reports submitted by these experts present a subset of surveys and reports that are not true epidemiological studies published in peer-reviewed medical or health journals. He stated that the experts' reports lack any systematic approach for identifying and reviewing the epidemiological literature and appear to rely on a select subset of reports, which consists largely of surveys of self reported complaints among residents living near wind turbines. In his own critical review and synthesis of the published epidemiological literature, he stated the conclusion that there is clear scientific evidence that wind turbines cause serious harm to human health cannot be drawn with any reasonable degree of scientific certainty.

455 Dr. Mundt said that he reviewed the Nissenbaum Study in the same manner that he would review a submission for publication and applied the framework for a good epidemiological study. Dr. Mundt discussed the Study title, whether there were measurements of exposure, including wind turbine noise, visibility, traffic and he discussed the issue of bias. He also reviewed the questionnaire and the type of standard and non-standard questions asked, although he indicated that he had never worked with the SF-36, ESS or PSQI. He also commented on the modeling used and the review of the Nissenbaum Study.

Dr. Christopher Ollson's Evidence

456 Dr. Ollson was qualified to give opinion evidence as an expert in environmental health science, practicing in the evaluation of potential risks and health effects of people and the ecosystem associated with environmental issues.

457 Dr. Ollson is the Practice Leader for the Environmental Health Science division of Stantec Consulting Ltd. He stated that he has conducted scientific literature reviews of the potential health effects associated with living in proximity to wind turbines for a number of companies engaged in wind farm development projects. In relation to the proposed Kent Breeze wind farm, Dr. Ollson said he used a weight-of-evidence approach and reviewed the peer-reviewed scientific literature and government (medical) agency reports on wind turbine health effects. In conducting his literature review, Dr. Ollson said he followed the approach in the Cochrane Handbook for conducting systematic reviews. He testified that this is the gold standard in the medical community for conducting systematic evaluations of literature in healthcare and pharmaceutical industries. He stated that the Cochrane Handbook's format and methodology has also been adopted in the environmental field and it uses a weight-of-evidence approach to make conclusions on the available information. He stated that his review of the scientific literature on wind turbines that is presented in his witness report was prepared in the same manner as the systematic review process. However, he stated, it does not contain all the detailed appendices of

a full Cochrane Handbook style review. He stated that his review followed the principle that science is cumulative and by considering all available evidence, decisions can be made that reflect the best science available.

458 Dr. Ollson explained that the peer-review process ensures that the methods employed and the findings of the research receive a high level of scrutiny and that the published research is of a high standard of quality, accurate, can be reproduced and demonstrates academic and professional integrity.

459 Dr. Ollson explained that, from his literature search, he found 13 peer-reviewed articles that had been published in scientific journals between 2003 and 2010. He summarized these articles in his witness statement. He summarized van den Berg 2004 which assessed sound transmission from a 30 MW, 17 turbine wind farm at 400 m and 1500 m from the closest turbine. The study found that wind turbine sound was the dominant sound in the environment 25% of the time (72% of the time at night) in the close location and 38% of the time at night in the further location. At the close location the sound levels ranged from 25 dBA to 50 dBA depending on wind speed, and at the further location sound levels ranged from 20 to 37 dBA. Wind speed at hub height at night was found to be up to 2.6 times greater than predicted by the turbine operator causing higher sound levels at night of up to 15 dBA relative to the same wind speed in daytime. The study concluded that actual sound levels were considerably higher than predicted and wind turbines produce sound with an impulsive character that is more pronounced at night.

460 Dr. Ollson summarized Pedersen 2004 which was a cross-sectional study performed in Sweden in 2000 to evaluate the prevalence of annoyance due to wind turbine noise and assess any dose-response relationships. Participants living near wind turbines were given questionnaires in which the purpose was masked and questions were asked regarding annoyance, wind turbines, health and employment and working hours. The study found that the proportion of those annoyed by wind turbine noise outdoors increased with higher sound levels at sound levels exceeding 35 dBA, and that 20% in the 37.5 to 40 dBA sound category and 36% in the greater than 40 dBA sound category reported that they were very annoyed by wind turbine noise. The study found that 7% of respondents were annoyed by wind turbine noise indoors and 23% of respondents were disturbed in their sleep by noise. Attitude to visual impact, attitude to wind turbines in general, and sensitivity to noise were found to be related to the way people perceived noise from wind turbines. The study also found that the proportions of respondents annoyed by wind turbine noise was higher than for other community noise sources at the same sound pressure levels.

461 He also summarized Pedersen and Persson Waye 2007 which was a cross-sectional study conducted in Sweden to evaluate the prevalence of perception and annoyance due to wind turbine noise among people living near wind turbines. The study found that differences in terrain did not significantly influence the perception of noise but degree of urbanization did with the odds that a person would be annoyed by noise from wind turbines 1.8 times greater in rural than suburban environments. The study found that 6% of people in the 37.5 to 40 dBA category and 15% of those in the greater than 40 dBA category reported being annoyed by wind turbine noise and that 36% of the respondents who were annoyed by noise reported disturbed sleep. The study also found that visual exposure and negative attitudes towards wind turbines impacted annoyance.

462 Dr. Ollson also reviewed Pedersen 2008 which looked at whether low and moderate stressors such as wind turbine noise could have an impact on health. The study found that the proportion of respondents fairly or very annoyed was level through the 29 to 37 dBA range and increased at levels above 37 dBA with peaks at 38 dBA and 41 dBA. At 40 dBA, less than 10% of respondents were very annoyed and 15% were fairly annoyed. Noise level and visual impact were found to be significantly related to annoyance.

463 Dr. Ollson reviewed Pedersen, E., Hallberg, L.R.M., and Persson Waye, K., "Living in the vicinity of wind turbines — a grounded theory study" (2007) 4 Qualitative Research in Psychology 49 ("Pedersen et. al. 2007"). The main findings of this study indicated that the relationship between exposure and response is complex and possibly influenced by variables not yet identified.

464 Dr. Ollson reviewed Pedersen, E. and Larsman, P., "The impact of visual factors on noise annoyance among people living in the vicinity of wind turbines" (2008) 28:4 J. Environ. Psychol. 379 ("Pedersen and Larsman 2008"). The main findings of the study were that respondents in a landscape where turbines could be perceived as contrasting with their surroundings (flat areas) had a greater probability of noise annoyance than those in hilly areas regardless of sound pressure level, if they had negative attitudes to wind turbines. The authors suggested that these results highlight the importance of visual attitude towards the noise source when exploring responses to environmental noise.

465 Dr. Ollson reviewed Pedersen et. al. 2009. The results suggested that wind turbine noise was more annoying than transportation or industrial noise at comparable levels. The results also showed that visibility of the turbines significantly increased the risk of annoyance and that annoyance was strongly correlated with a negative attitude towards the visual impact of wind turbines. In addition they found that people who benefited economically from wind turbines had a significantly decreased level of annoyance despite being exposed to the same sound levels as those who do not benefit. Dr. Ollson testified that Figure 3 in this study shows that at 38.5 dBA little to no % of exposed people would be very annoyed and about 8% of people would be annoyed by wind turbine noise, and at 42.5 dBA about 5% of people would be very annoyed and 10% of people would be annoyed. He testified that Pedersen and colleagues have never equated annoyance to serious harm to human health within these studies.

466 Dr. Ollson also reviewed Pedersen et. al. 2010 which found that the relationships between sound levels and annoyance with noise were separate for wind turbine and road traffic and not interacting. The results showed that road traffic may provide a significant masking effect of wind farm noise in the 35 to 40 dBA range but only when road traffic is 20 dBA louder than the noise from the turbines.

467 Dr. Ollson summarized Leventhall, G., "Infrasound from wind turbines: fact, fiction or deception" (2006) 34:2 Can. Acoust. 29 ("Leventhall 2006") which discussed infrasound in relation to wind turbines. He explained that Leventhall concluded that the infrasound from wind turbines is produced at low sound levels in the inaudible range and is too insignificant to have an effect on humans. He also reviewed Salt 2010. He stated that their results show a physiological response of the human ear to low frequency noise and infrasound and they hypothesize that if infrasound is affecting cells and structures at levels that cannot be heard, this leads to the possibility that wind turbine noise could be influencing function or causing unfamiliar sensations.

468 Dr. Ollson reviewed Keith, S.E., Michaud, D.S. and Bly, S.H.P., "A proposal for evaluating the potential health effects of wind turbine noise for projects under the Canadian Environmental Assessment Act" (2008) 27:4 J. Low Freq. Noise Vib. Active Control. 253 ("Keith et. al. 2008") which provided information for criteria for evaluating the potential health effects of wind turbine noise. The authors suggest that the predicted sound level from a wind turbine should not exceed 45 dBA at a sensitive receptor location situated in a quiet rural setting. Dr. Ollson noted that this report was published prior to the release of the WHO Night Noise Guidelines which recommend that exposure not exceed 40 dBA. The authors calculated that at a sound level of 45 dBA, there would be a 6.5% increase in the percentage of highly annoyed people.

469 Dr. Ollson reviewed Harding, G., Harding, P. and Wilkins, A., "Wind turbines, flicker, and photosensitive epilepsy: Characterizing the flashing that may precipitate seizures and optimizing guidelines to prevent them" (2008) 49 Epilepsia 1095, which applied known parameters of the seizure producing effect of flicker to wind turbines. The study found that flicker from turbines at frequencies greater than 3 Hz poses a potential risk of inducing photosensitive seizures at an incidence of 1.7 per 100000 of the photosensitive population. It also found that the seizure risk does not decrease significantly until beyond 4 km. To keep the flash frequency at or below 3 Hz, the maximum speed of rotation for turbines with three blades is 60 rpm, which is the normal practice for large wind farms. Dr. Ollson also reviewed Smedley, A.R.D., Webb, A.R. and Wilkins, A.J., "Potential of wind turbines to elicit seizures under various meteorological conditions" (2010) 51 Epilepsia 1146, which concluded that there is a risk of photosensitive seizure when flicker is more than three times per second, but that wind turbines rotate at a rate below this risk.

470 Dr. Ollson referred to the works of Dr. Nissenbaum in Maine (the Nissenbaum Study), Dr. McMurty and Carmen Krogh in Ontario, Lorrie Gillis, Carmen Krogh and Dr. Kouwen in Ontario (Windvoice Survey) and Dr. Pierpont in New York (Pierpont 2009), whose findings of self-reported health effects associated with proximity to wind turbines have been presented in various forums. He stated that these studies have not been subjected to scientific peer-review, do not incorporate the fundamental principles of epidemiology, do not contain noise measurements, do not have adequate statistical representation of potential health effects, provide limited rationale for the selection of study participants, and suffer from a small number of participants and a lack of objectivity.

471 Dr. Ollson also reviewed government medical agency reports on wind turbines and health effects, including: the CMOH Report, the Health Unit Report, and the NHMRC Report. Dr. Ollson testified that the NHMRC review concluded that there are no direct pathological effects from wind turbines. He testified that none of the government documents or agency reports that he reviewed equate annoyance to serious harm to health.

472 Dr. Ollson concluded from his review that it is clear that some people living near wind turbines experience annoyance and experience disturbed sleep due to wind turbines. He stated that the 40 dBA maximum sound pressure level required by O.Reg. 359/09 is lower than the proposed value by Health Canada (Health Canada 2005) and based on the studies of Pedersen and colleagues, less than 10% of people would be expected to be very annoyed at this sound level and roughly 15% would be expected to be fairly annoyed. He also concluded that based on his review, the link between wind turbine generated infrasound and health effects is not substantiated. He stated that annoyance appears to be more strongly related to visual cues and attitude than to noise itself and that the self-reported health effects of people living near wind turbines are, therefore, more likely attributed to physical manifestation from an annoyed state than from infrasound. He stated that, in his opinion, the setback and sound level requirements of O.Reg. 359/09 are reasonable and sufficient to protect against adverse health effects. He stated that, provided the Kent Breeze Project operates in accordance with the REA, it will not cause serious harm to human health.

473 Dr. Ollson acknowledged that the WHO Night Noise Guidelines were not developed based on wind turbine noise and that none of the literature on wind turbine noise that he has reviewed was cited in the WHO document. He also acknowledged that the literature shows that wind turbine noise can be more annoying than the types of noise sources on which the WHO Night Noise Guidelines are based. Dr. Ollson also agreed that annoyance is a health effect and that this is a statement that he has made on previous occasions, in particular a conference call with the Saskatchewan Chief Medical Officer of Health. He also agreed that in regards to a discussion of the Leventhall paper (Leventhall 2006) he stated in a report he prepared for a previous wind project "regardless of whether perceived impacts by affected individuals are physiological or psychological in nature, they are a serious matter and are considered as adverse health effects." He noted however that this statement does not go on to state that it represents serious and irreversible harm to health.

474 Dr. Ollson also reviewed and provided comments on the witness statements and testimony of Dr. Nissenbaum, Dr. Aramini, Dr. Phillips, Dr. McMurtry, Dr. Thorne, and Dr. Shepherd. He concluded that he did not review any documents or hear any statements that would cause him to alter his opinion that if the Kent Breeze Wind Farms operates in accordance with the REA it will not cause serious harm to human health.

475 After reviewing Dr. McMurtry's witness statement, Dr. Ollson stated that Dr. McMurtry has not provided any evidence of a causal link between the health effects described and noise levels from wind turbines, nor has he provided any information on the noise levels or distances to wind turbines of the people who are experiencing health effects that he has interviewed. Dr. Ollson asserted that Dr. McMurtry has not provided clear scientific evidence to support his conclusion that the Kent Breeze Wind Farms will more likely than not cause serious harm to human health. Dr. Ollson stated that he supports the WHO's definition of health, which was raised by Dr. McMurtry. However, he stated that it is his belief that the WHO Night Noise Guidelines took into account this definition. He noted that these Guidelines establish that night-time outside sound levels of 40 dBA are equivalent to the lowest observed adverse effect level for night-time noise. The Guidelines state that within the 30 to 40 dBA range, there could be effects on sleep. However, he said, they would be expected to be modest. Dr. Ollson noted that the WHO Guidelines do not specifically state that they

excluded considerations of wind turbine noise in setting the standards. He stated that it is his belief that these Guidelines are equally applicable to wind turbine noise. Dr. Ollson stated that Pedersen's most recent findings (Pedersen et. al. 2009) indicate that only a very small percentage of people that experience wind turbine noise below 40 dBA would be very annoyed and that annoyance is strongly correlated with a negative attitude toward the visual impact of the turbines. Dr. Ollson further noted that Pedersen does not attempt to correlate annoyance with a degree or level of health effects and that reviewers should be cautious in applying her findings of reported annoyance to actual health effects.

476 Dr. Ollson stated that Dr. Shepherd's opinion that 30 dB would be required to protect residents from adverse health effects is not supported by the WHO Night Noise Guidelines. He stated that the WHO has already accounted for sensitive and vulnerable groups in their recommended night-time noise levels of 30 to 40 dBA. Further, he reiterates that annoyance is not simply a function of the noise level, but is heightened by negative attitudes and visual cues. Dr. Ollson concludes that Dr. Shepherd's report does not provide any additional scientific information that suggests that the Kent Breeze Project as proposed will result in serious health effects.

477 Dr. Ollson also reviewed Dr. Phillips' witness statement. He stated that Dr. Phillips acknowledges that there is no empirical evidence to support the claim that people are suffering serious health effects directly caused by living near wind turbines. Dr. Ollson stated that Dr. Phillips relies on non peer-reviewed, unpublished reports which have considerable shortcomings and do not credibly establish that wind turbines cause serious health effects. Dr. Ollson asserted that Dr. Phillips overstated the number of case reports to be in the thousands, which he believes is not accurate based on his searches. Dr. Ollson asserted that Dr. Phillips' binomial distribution calculation of whether it is more likely than not that someone would suffer health problems at Kent Breeze is based on unsupported assumptions, chance and speculation and is not made on any scientific foundation of the actual probability of residents experiencing health effects based on published research. He stated that, therefore, this calculation should not be relied on to inform decisions of whether living in proximity to a wind turbine will result in serious adverse health effects. Overall, Dr. Ollson concluded that Dr. Phillips has not substantiated his claim that there is ample scientific evidence that wind turbines sited near residences cause serious health problems for some people living in those residences.

478 Dr. Ollson said he reviewed the Nissenbaum Study with respect to his concerns of bias, the statistical approach used in the Study, the type of questions asked and the interpretation of the findings. He also discussed the appropriateness of having Dr. Wilson review the Study.

Dr. William Holley's Evidence

479 Dr. Holley was qualified to give opinion evidence as an expert in wind turbine technology and system design. Dr. Holley is the Chief Consulting Engineer, Wind Systems for GE.

480 Dr. Holley testified that GE follows generally accepted wind turbine design practices according to national standards and certification requirements. He stated that GE follows rigorous quality control standards in the manufacturing of their wind turbines and that the level of structural reliability of their turbines is consistent with other buildings and steel structures.

481 Dr. Holley explained that GE has recommended setbacks for different identified risks. He stated that for ice throw/fall risks, GE generally recommends a commonly accepted setback value of $1.5 \times (\text{hub height} + \text{rotor diameter})$ when icing conditions are likely at the wind turbine site. He stated that this equation is based on the paper by Siefert, H. et. al., "Risk Analysis of Ice Throw from Wind Turbines" Presented at BOREAS 6, Pyha, Finland (April 9-11, 2003) He testified that beyond this distance, GE's investigations indicated that the risk of ice throw is minimal and that it is generally safe for occupancy at any time outside this distance. He stated that it is also possible, depending on the conditions of the site and specific frequencies of exposure, that shorter setback distance would also be safe. He stated that this equation is the general recommendation, but it is not absolute. He stated that for shorter setback distances, GE recommends that a more intensive safety analysis be conducted. He stated that GE recognizes that setback considerations depend

on many factors such as population density, road usage frequency, land availability and proximity to other publicly accessed areas and buildings.

482 Dr. Holley stated that the setback distance recommended by GE for risks such as tower collapse or blade throw is $1.1 \times$ blade tip height. He stated that this distance corresponds to an improbable tip-over and fall of the whole structure. He stated that blade throw risk is estimated to be much smaller than ice throw risk, but the potential distances can be analyzed similarly. He stated that for the risk of falling objects due to maintenance activities, GE does not recommend that any occupied structure be closer to the tower base than $1.1 \times$ blade length.

483 Dr. Holley discussed Mr. Palmer's materials and his references to two incidents of blade failure of GE turbines in Ontario. He stated that GE rigorously investigates all known incidents of structural failure to determine the root cause and they use this information to take subsequent action where necessary and to improve their products. He stated that GE has investigated the two incidents referred to by Mr. Palmer. He stated that the first incident at the Burwell Wind Farm occurred when the turbine was struck by lightning and the blade buckled due to localized burn damage, which debonded the structural web that holds the blade together. He stated that the turbine was shut down on a vibration alarm trip and the damaged blade was subsequently replaced. According to reports, the blade remained attached and there was minimal fallen debris from this incident. He stated that subsequently, GE has improved the lightning protection system for all of their blades, including those on their 2.5xl turbines. He stated that these improvements improve the ability of the turbine to conduct lightning currents safely to the ground. He stated that the best industry knowledge regarding lightning protection is incorporated into GE's most recent designs. He noted that although these improvements help to mitigate damage, rare structural damage to blades from lightning cannot be completely prevented.

484 Dr. Holley described the second incident referred to by Mr. Palmer at the Prince Wind Farm. He testified that in this incident there was ice build-up on the blade that induced stall behaviour which interacted with the turbine structure in a way to create unstable oscillation. He stated that this type of failure has also been experienced at a wind farm in the United States. He stated that subsequently, the control and safety protection system on GE turbines has been changed to provide shutdown protection when such stall or vibratory behaviour is encountered. He stated that for the 2.5xl turbines there are two sensor paths that will shut down the turbine to protect against this type of failure.

485 Dr. Holley stated that GE has 867 turbines installed in Canada. He stated that there have been no known tower collapse failures for GE turbines in Canada and there have been three blade failures since 2006 involving more than a minimal debris field, including the Prince Wind Farm event. One of the other two blade failures occurred on November 22, 2008 during strong gusty winds. He stated that there were several earlier vibration and wind deviation shutdown trips from turbines at the site. However, he stated, there were neither indications of icing nor any clear manufacturing defects and it was not possible to determine a conclusive root cause of the failure. He stated that the blade was replaced and there have been no subsequent failures. The second blade failure occurred on December 8, 2010. He stated that investigations into the root cause are still ongoing but initial indications are that the blade struck the tower while the turbine was operating in strong gusty winds. He stated that improved turbine control software is under development to mitigate tower strike possibilities during the rare conditions of strong wind gusts accompanied by large simulated wind direction changes. He stated that the 2.5xl turbines will benefit from this software once it is complete. Dr. Holley testified that GE is not aware of any injuries that have resulted from ice throw or blade failure with respect to their turbines in Canada.

486 Dr. Holley testified that for each wind turbine project that GE is involved with, a mechanical load analysis is performed to determine whether the specific turbines are suitable for the site. He stated that for the mechanical load analysis, GE used data provided by Suncor and concluded that the GE 2.5xl turbines are appropriate for the Kent Breeze site. The mechanical loads analysis takes into account detailed turbine location information, including local wind shear and turbulence, and is based on dynamic simulations of turbine behaviour under these conditions. He stated that data provided by Suncor indicated that the maximum annual average wind shear at the site is 0.34. He stated that the analysis also includes calculated load cases where the maximum wind shear is equivalent to a wind shear exponent of 1.1. He stated that the maximum wind shear of 0.42 quoted by Mr. Palmer is well within the range that GE analyzed for the mechanical loads analysis.

487 Dr. Holley stated that the GE Wind Turbine Controller is currently designed to protect the wind turbine from failures relating to icing conditions, and it can also be configured to accept input from an ice detection system when requested by the customer. He stated that because of questions of reliability for ice sensors in general, GE does not rely on such sensors for protection of the turbine itself and instead uses a low-power-vibration detection method. He stated that this protection prevents turbine operation under more severe icing conditions, but that it is possible that a turbine could start up and operate with lesser amounts of ice on the blade.

Dr. Robert McCunney's Evidence

488 Dr. McCunney was qualified to give opinion evidence as a medical doctor, board certified in occupational and environmental medicine, with particular expertise in the health implications of noise exposure.

489 Dr. McCunney was one of the co-authors of the AWEA/CanWEA Report.

490 In his witness statement, Dr. McCunney explained that the lower the frequency of a sound, the higher the sound pressure needed for the sound to be heard by the average person. He stated that studies conducted to assess low frequency noise from wind turbines have found that wind turbine noise is not audible below 50 Hz. He stated that acousticians have reached consensus that infrasound from wind turbines is not a health problem. Dr. McCunney referenced experiments related to the Apollo space program which found that 24-hour exposures to 120 to 130 dB noise are tolerable below 20 Hz. He noted that wind turbines typically produce infrasound at levels of 50 to 70 dB, which is below the hearing threshold at those frequencies. He stated that low level sounds from outside the body do not cause a high enough excitation within the body to exceed internal body sounds.

491 Dr. McCunney discussed the conclusions of the CanWEA/AWEA Report. He stated that the panel concluded that there is no reason to believe that the sounds from wind turbines could plausibly have direct adverse health consequences. The Report concluded that the known scientific literature provides no evidence that audible or sub-audible wind turbine sounds have any direct adverse physiological effects.

492 Since co-authoring the Report, Dr. McCunney said that he has continued to monitor the scientific literature and he noted that two additional papers have been published since the Report. He stated that the first is Salt 2010, which looked at the effect of infrasound on the guinea pig ear. He stated that the authors found that the response to infrasound of the outer hair cells of guinea pigs could be considered normal but it could be associated with unfamiliar sensations or subtle changes in physiology, and this raises that possibility that exposure to infrasound from wind turbine noise could influence the physiology of the ear. He noted that this study does not make any firm conclusions about health implications from exposure to infrasound. He testified that outer hair cells have not been demonstrated to send signals to the brain and are of unknown functional significance, meaning that a response of the outer hair cells does not necessarily mean that the response is detrimental or harmful to human health. He noted that the results of the study are hypotheses only and are based on studies on non-human ears. Dr. McCunney concluded that this study is not persuasive of a risk of adverse health effects to humans from infrasound. Dr. McCunney agreed that Dr. Salt's work was funded by the National Institute on Deafness and Communication Disorders, which was asked but declined to participate in the AWEA/CanWEA Report.

493 The second study that has been published since the AWEA/CanWEA Report is a field study of noise measurements in the vicinity of wind turbines in Texas which was presented at a scientific meeting in April 2010 (O'Neal, R.D. et. al., "Low frequency sound and infrasound from wind turbines" Noise-Con., Baltimore, MD, (April 19-21, 2010)). He stated that in this study measurements were collected from 15 wind turbines at distances of 305 m and 457 m and the results indicated that infrasound is not audible to even the most sensitive people 305 m from the wind turbines, though low frequency sound above 40 Hz may be audible depending on background sound levels. It was found that the 31.5 Hz and 63 Hz sound levels were below 65 dB and the combined sound level in the 16, 31.5, 63 Hz bands are less than 70 dB. The results also indicated that at maximum noise and more than 305 m from the nearest residence, sound from wind turbines

does not pose a low frequency or infrasound problem, it produces no audible infrasound to the most sensitive listeners, and it met all required standards. He stated that these results are consistent with others in the field.

494 Dr. McCunney also indicated that Dr. Pierpont's book (Pierpont 2009) was published since the date of the Report, though the prepublication copy of the book was available to the expert panel. Dr. McCunney stated that Dr. Pierpont's case series has serious methodological flaws due to lack of noise measurements, lack of a control group and selection bias. He stated that case series are not used by medical societies or regulatory bodies to draw causal connections between any exposure and any health effect. He stated that this case series is of no credible scientific value in drawing causal connections between noise from wind turbines and the symptoms reported.

495 Dr. McCunney testified that a major concern with retrospective exposure assessments is recall bias. He stated that recall bias must be addressed in a study of this type, whether it is cross-sectional or case control. He stated that studies that use distance instead of noise measurements as a proxy for exposure may have confounding factors, such as visual impact, which could affect the results.

496 Dr. McCunney testified about the Pedersen studies that were reviewed in the AWEA/CanWEA Report (Pedersen et. al. 2009, Pedersen 2008, Pedersen and Persson Waye 2007, Pedersen et. al. 2007, Pedersen 2004). He stated that Pedersen and colleagues conducted at least three cross-sectional studies which evaluated a variety of symptoms via questionnaire and calculated noise measurements of people living in the vicinity of wind turbines in the Netherlands and Sweden. He noted that in the Pedersen et. al. 2009, only a few respondents who were exposed to noise levels in the 35 to 40 dB range reported annoyance. He stated that the authors found that visual impact of wind turbines had the strongest relationship with annoyance. In Pedersen and Persson Waye 2007, he stated that only 31 people (out of 700) reported that they were very annoyed and about 6% of respondents in the 37.5 to 40 dB range reported that they were annoyed. He stated that of those who reported annoyance, 36% also reported sleep disturbance. He noted that the authors concluded that there were no adverse health effects other than annoyance that were directly related to wind turbine noise.

497 Dr. McCunney indicated that he was not aware of a case-series study by Dr. Robin Phipps (Phipps 2007) that was published in Australia in 2007 (though not in a peer-reviewed journal), which documented an additional 92 cases of people who live near wind turbines experiencing health effects. He also acknowledged that the unpublished case series study of Harry 2007 and the Windvoice Survey were not referred to in the AWEA/CanWEA Report. Dr. McCunney stated that the panel focused on published, peer-reviewed literature in medical and scientific databases because it is of higher quality and because you cannot guarantee in any type of search that you can get all the unpublished material out there. He stated that the panel reviewed some non-peer-reviewed literature where appropriate, such as Dr. Pierpont's study (Pierpont 2009). He stated that case series and case reports are important and do have value, but that it is important to go through the peer-review process because it adds quality to the literature that is introduced. He stated that in light of the additional reports referred to by the Appellants' Counsel, the next step is not controlled studies, but to submit these unpublished case series to a refereed journal to be published. He stated that these case studies have been unpublished for three to five years and one of the reasons for that may be due to the quality of the work.

498 Dr. McCunney stated that he was not aware that the NHS, which is the world's largest publicly funded health service, based in the United Kingdom, has reviewed the CanWEA/AWEA Report. He stated that he has heard calls for more research on wind turbine noise and health effects. He disagreed with the NHS conclusion that the Report had no clear description of the methods used to search for available research and indicated that the Report states that the panel conducted searches of PubMed. He stated that he has heard the Report criticized because the panel did not include an epidemiologist. In response, he stated that he has a fair amount of experience in epidemiology and is comfortable reviewing epidemiological articles, though he is not an epidemiologist. He agreed that further exploration of some of the psychological aspects of symptoms in the context of wind turbines would be a worthy endeavour. In light of the Report's conclusion that case reports of adverse health effects are insufficient to advocate further funding of studies, Dr. McCunney stated that the panel was of the view that there was enough information in the scientific literature about environmental noise exposure from a variety of sources to formulate some conclusions. He stated that from an academic

perspective, more research could be done, but they were considering priorities and whether that research is necessary for formulating good public policy decisions.

499 Dr. McCunney testified that, based on his review of the scientific literature, the Hatch Noise Assessment Report, and the information about receptors and noise levels, in his opinion, the noise levels that have been estimated for the Kent Breeze Project should not present serious harm to people living in the vicinity. He stated that the WHO has concluded that exposure to noise levels less than 40 dB should not present a risk of serious harm to people. He stated in his witness statement that annoyance associated with wind turbines is a subjective phenomenon related primarily to attitudes to the visual impact of wind turbines and economic benefit associated with wind farms. In his oral testimony he corrected the conclusion in his witness statement to say that annoyance per se is not an adverse health effect, but that each situation needs to be evaluated on its own merits and in some cases, protracted annoyance can lead to stress, which may lead to sleep disturbance, which if chronic and untreated, may lead to harmful adverse effects.

Legal Issues Relating to the Interpretation of the Statute:

Background to the Legal Issues: The Grounds of Appeal

500 The statutory requirements to be met by the Appellants are set out in sections 142.1 and 145.2.1 of the *EPA*. The Appellants are relying on sections 142.1(3)(a) and 145.2.1(2)(a) in their four grounds of appeal. They allege that engaging in the Kent Breeze Project in accordance with the REA will cause serious harm to human health and that the REA should, therefore, be revoked. The Appellants have not raised any issues regarding harm to plant life, animal life or the natural environment pursuant to sections 142.1(3)(b) and 145.2.1(2)(b).

Submissions on Statutory Interpretation Principles

501 The Appellants submit that the Tribunal will be engaging in an exercise of statutory interpretation, to which the follow principles are relevant. As articulated by the Supreme Court of Canada in *Rizzo & Rizzo Shoes Ltd., Re.*, [1998] 1 S.C.R. 27 (S.C.C.) ("*Rizzo*") at para. 21, there is only one approach to statutory interpretation, "namely, the words of an Act are to be read in their entire context and in their grammatical and ordinary sense harmoniously with the scheme of the Act, the object of the Act, and the intention of Parliament." The Director also cites this passage and notes that in *Crest Centre (Meadowcrest) Inc. v. Ontario (Director, Ministry of the Environment)*, [2007] O.E.R.T.D. No. 35 (Ont. Environmental Review Trib.), the Tribunal affirmed that it will interpret statutory provisions in accordance with the principles enunciated by the Supreme Court in *Rizzo*.

502 The Appellants also refer to section 64(1) of the *Legislation Act, 2006*, S.O. 2006, c. 21, Sched. F, which provides that an Act shall be interpreted as being remedial and shall be given such fair, large and liberal interpretation as best ensures the attainment of its objects. The Director agrees that the *EPA* must be interpreted in this manner.

503 The Appellants also rely on *R. v. Canadian Pacific Ltd.*, [1995] 2 S.C.R. 1031 (S.C.C.), in which the Supreme Court of Canada held that the first task in construing a statutory provision is to consider the meaning of its words in the context of the statute as a whole, and, if the meaning of the words when they are considered in this context is clear, there is no need for further interpretation.

504 The Director states that the words of the section 142.1 test "must be read and interpreted in their grammatical and ordinary sense, in their context as environmental legislation, in accordance with the scheme and purpose of the *EPA*, the [*Green Energy Act, 2009*, S.O. 2009, c. 12, sch. A ("*GEA*")], and other environmental legislation and regulation."

505 Suncor does not dispute the Appellants' submissions on the relevant principles of statutory interpretation.

506 The Parties cite several sources of legislative purpose as part of their submissions on statutory interpretation. The Appellants point out that section 47.2(1) of the *EPA* states "(t)he purpose of this Part [Part V.O.1 "Renewable Energy"] is to provide for the protection and conservation of the environment." They state that, although the *EPA* contains no

definition of "environment", section 47.1 provides that "(i)n this Part, 'environment' has the same meaning as in the *Environmental Assessment Act*, [R.S.O. 1990, c. E.18]" ("*EAA*"), which states:

"environment" means,

- (a) air, land or water,
- (b) plant and animal life, including human life,
- (c) the social, economic and cultural conditions that influence the life of humans or a community,
- (d) any building, structure, machine or other device or thing made by humans,
- (e) any solid, liquid, gas, odour, heat, sound, vibration or radiation resulting directly or indirectly from human activities, or
- (f) any part or combination of the foregoing and the interrelationships between any two or more of them,

in or of Ontario.

507 The Appellants submit that the provisions of the *EPA* relevant to these appeals should be read in the context of the stated purpose, which includes the broad definition of environment found within the *EAA*. The Appellants suggest that "the Legislature particularly intended to ensure that human life and human activities are protected and conserved." As a result, they say, "these purposes should inform the interpretation of matters relating to REAs."

508 The Director disagrees with the Appellants' submissions on the Legislature's intentions and instead argues that "by incorporating this definition in the REA amendments to the *EPA*, the Legislature did not especially and particularly intend to protect "human life" or health in the context of the "natural environment". The Director notes that the *EAA* definition of environment also captures economic and cultural conditions. The Director suggests that "the protection of all of these elements of the environment, and their inter-relationship, must be weighed and balanced, and that no single element should be afforded disproportionate attention or protection."

509 The Director submits that the statutory test must also be interpreted in accordance with the purpose of the *GEA*. The Director states that the purposes of the *GEA* are set out in the preamble of the Act which states: "(t)he Government of Ontario is committed to fostering the growth of renewable energy projects, which use cleaner sources of energy, and to removing barriers to and promoting opportunities for renewable energy projects and to promoting a green economy."

510 Suncor agrees that the purpose set out in section 47.2(1) of the *EPA* referenced by the Appellants is relevant to REA appeals. Suncor also states that the overall legal context requires consideration of the *Green Energy and Green Economy Act, 2009*, S.O. 2009, c. 12 - Bill 150 ("*GEA*"), which included among other things, the *GEA* and the new REA provisions of the *EPA*. Suncor submits that, when the statutory scheme is read as a whole, it is clear that the government considers wind power as clean energy to be promoted. Suncor states that this is contrary to the Appellants' position that wind turbines cause serious harm to human health.

511 In addition, Suncor submits that consideration of O.Reg. 359/09 made under the *EPA* is required. Suncor states that "O.Reg.359/09 is important to understanding the context for these appeals because it sets out the detailed legal process and requirements set out by the Ministry to obtain the REA." In particular, Suncor notes that the regulation requires consultation to take place in advance of the REA application and the submission of detailed documents to support the application. Suncor states that "it flies in the face of a newly constructed regime of detailed review and consultation to say that there is going to be serious harm from it." Suncor submits that, given the requirements of O.Reg. 359/09, the legal context for harm to human health is an Appellant showing that there will be serious harm to human health due to noise emissions from the project despite:

- the Ministry guidance on noise assessments;
- the Ministry determination that the noise assessment addressed all requirements for such assessment;
- the Ministry determination that the predicted noise levels were within guidance limits; and
- the existence of an approval that demands compliance with Ministry of Environment guidance and seeks to ensure that the project will not result in an "adverse effect", as defined.

Findings on Statutory Interpretation Principles

512 The Parties agree on the appropriate approach to statutory interpretation, as set out in numerous cases including *Rizzo*. It is in this context that the Parties put forward differing approaches to various aspects of section 145.2.1. As for the question of whether the Tribunal should look only to the relevant provisions of the *EPA* or to other related statutes, as set out above, none of the specific interpretation questions turn on this distinction. Therefore, the Tribunal need not directly decide whether all of the sources of legislative intention that were submitted by the Parties are relevant to each question. It is sufficient to state that the Tribunal is aware that the REA provisions are embedded within a Part of the *EPA* that has its own purpose section, that the *EPA* also has a purpose section, and that the REA provisions were enacted as part of a larger package of legislation related to renewable energy. The Tribunal finds that the approach summarized in *Rizzo* applies to the specific statutory interpretation questions raised by the Parties, a matter to which the Tribunal now turns.

Submissions on Statutory Interpretation and the Precautionary Principle

513 The Appellants submit that the precautionary principle is useful as an interpretive tool, particularly with respect to environmental protection legislation. They say that "the precautionary principle instructs that governments must take anticipatory action to prevent or reduce the serious or irreversible adverse environmental effects of activities where such harm is a possibility." In addition, they argue that "the principle is a tenet of international environmental law and has been considered and applied by a number of courts in Canada including the Supreme Court."

514 The Appellants submit that in *Baker v. Canada (Minister of Citizenship & Immigration)*, [1999] 2 S.C.R. 817 (S.C.C.) at para. 70 ("*Baker*"), the Court stated that "the values reflected in international human rights law may help inform the contextual approach to statutory interpretation and judicial review." Specifically, the Supreme Court of Canada in *114957 Canada Ltée (Spray-Tech, Société d'arrosage) v. Hudson (Ville)*, [2001] 2 S.C.R. 241 (S.C.C.) at para. 31 ("*Spraytech*") cited the precautionary principle:

In order to achieve sustainable development, policies must be based on the precautionary principle. Environmental measures must anticipate, prevent and attack the causes of environmental degradation. Where there are threats of serious or irreversible damage, lack of full scientific certainty should not be used as a reason for postponing measures to prevent environmental degradation.

515 The Appellants state that the Supreme Court, at para. 30 of *Spraytech*, expressly relied on its interpretation respecting the precautionary principle as being "consistent with principles of international law and policy" on the basis of the principle being enshrined in international law. The Appellants state that "the Court ultimately read the statute in question so as to agree with the precautionary principle."

516 The Appellants submit that the applicability of the precautionary principle is confirmed by its presence in the MOE's Statement of Environmental Values ("SEV") developed according to the *Environmental Bill of Rights, 1993*, S.O. 1993, c. 28 ("*EBR*"), which states:

The Ministry will exercise a precautionary approach in its decision-making. Especially when there is uncertainty about the risk posed by particular pollutants or classes of pollutants, the Ministry will exercise caution in favour of the environment.

517 The Appellants point out that with respect to these appeals, this Panel stated in *Erickson 2* that:

Mr. Gillespie argued that section 142.1 exists within a larger statutory and policy framework, which includes the SEV, and that the statute needs to be interpreted in that full context. This statutory interpretation issue is a matter of legal argument best left for final submissions.

518 The Appellants submit that "it is fully in keeping with the guidance of the Supreme Court as set out in *Baker* and *Spraytech* to interpret sections 142.1 and 145.2.1 of the *EPA* in a manner that is protective and precautionary with respect to human health."

519 The Director submits that, based on the case law, the precautionary principle supports the position of the Director, not the Appellants. The Director referred to *Tsawwassen Residents Against Higher Voltage Overhead Lines Society v. British Columbia (Utilities Commission)* (2007), 67 B.C.L.R. (4th) 376 (B.C. C.A.) where the British Columbia Court of Appeal stated that a risk must be demonstrated in order for the precautionary principle to be engaged. The Director submits that this means that "where scientific evidence regarding the risk is inconclusive, the precautionary principle is not engaged." The Director cites *Homalco Indian Band v. British Columbia (Minister of Agriculture, Food & Fisheries)* (2005), 39 B.C.L.R. (4th) 263 (B.C. S.C.), in support of the assertion that the "application of the precautionary principle does not require the MOE to take steps to avoid any identified risks or halt all activity which may pose a risk until further research reduces or eliminates the uncertainty with respect to the extent of those risks." Finally, the Director cites the Tribunal's decision in *Greenspace Alliance of Canada's Capital v. Ontario (Director, Ministry of the Environment)*, [2009] O.E.R.T.D. No. 38 (Ont. Environmental Review Trib.) where the Tribunal states at paras. 138-139:

Where there is credible evidence that shows that harm is unlikely, the degree of uncertainty is significantly reduced and it is consistent with the precautionary approach for the Director to approve the activity and include measures to prevent harm or to confirm the predictions.

...

For the Applicants to demand absolute proof that there will be no harm overstates the holding in the *Dawber* case and is not a realistic expectation of science, or of the Director. (emphasis added)

520 The Director states that absolute proof of no risk to human health is impossible to obtain.

521 Suncor states that the Appellants have failed to provide a definition of the precautionary principle on which they are relying. Suncor also notes that the Appellants use the terms "precautionary principle" and "precautionary approach" interchangeably without providing any basis for doing so. Suncor notes that it is the "precautionary approach" that is used in the SEV. Suncor states that the Appellants do not provide any guidance on what their assertion that "the applicable sections of the *EPA* should be interpreted in a manner that is protective and precautionary with respect to human health" means.

Findings on Statutory Interpretation and the Precautionary Principle

522 The Appellants submit that sections 142.1 and 145.2.1 should be interpreted in a manner that is protective and precautionary with respect to human health. As noted by the Appellants, the precautionary "principle" was referred to by the Supreme Court of Canada in *Spraytech*. As well, the MOE's SEV makes reference to the precautionary "approach". Suncor points out that the Appellants have presumed that the precautionary principle and the precautionary approach

are synonymous. Birnie, Boyle and Redgwell *International Law & the Environment*, 3rd ed. (United States: Oxford University Press, 2009) at pp. 155 note:

Whether viewed as a principle or as an approach, the essence of precaution is aptly explained by Freestone:

The precautionary approach then is innovative in that it changes the role of scientific data. It requires that once environmental damage is threatened action should be taken to control or abate possible environmental interference even though there may still be scientific uncertainty as to the effects of the activities.

523 In this case, it is unnecessary to determine whether there is a material difference between the precautionary "principle" cited in *Spraytech* and the "approach" referred to in the SEV. Both are relevant to environmental decision-making and the Tribunal's work by virtue of their status in international and domestic environmental law and provincial policy. (As well, there are examples of the use of precaution in the "public health" context, as opposed to "environmental" context. See: SARS Commission, *"Spring of Fear"*, SARS Commission Final Report: Volume Three, at pp. 1157-1158.) With regard to statutory interpretation specifically, the precautionary principle is clearly relevant. For the purposes of this Decision, the Tribunal will refer to both the precautionary principle and approach simply as the "precautionary principle".

524 The Tribunal finds that the precautionary principle can play an important role in applying section 145.2.1. More specifically, the Tribunal finds that the precautionary principle is most likely to play a significant role in guiding action under section 145.2.1(4) if a determination of harm has taken place in accordance with section 145.2.1(2). However, the precautionary principle does not act to fundamentally change the nature of the test in section 145.2.1(2). The Legislature has clearly set out that the Tribunal must assess whether the harms listed will occur. In cases where that finding is made, the precautionary principle may constitute an important source of guidance in the Tribunal's subsequent exercise of discretion under section 145.2.1(4), just as it is for the Director under the *EBR* and section 47.5 of the *EPA*. In light of the clear wording of section 145.2.1(2), the precautionary principle does not allow the Tribunal to exercise discretion if an appellant only establishes that there is a *threat* of serious damage (using the wording of the principle). The statutory test has a higher burden, that is, "will cause serious harm". In this regard, section 145.2.1(2) is materially different from other more precautionary statutory tests in the *EPA* such as section 143(3).

525 It should also be noted that the precautionary principle is structured differently than section 145.2.1 of the *EPA*. The precautionary principle sets out situations where lack of certainty should not be a reason to postpone environmental measures. This is an important development in environmental decision-making in light of historical examples where environmental measures came too late. The precautionary principle does not act as a mandatory condition precedent to the adoption of environmental measures nor does it prevent proactive decision-makers from adopting environmental measures in other situations. What the principle does is prevent decision-makers from using uncertainty as an excuse for inaction when it comes to threats of serious or irreversible damage. Section 145.2.1 is structured differently. It first sets out a test in subsection (2), which essentially acts as a statutory precondition to the Tribunal exercising discretion under subsection (4). That is the direction given by the Legislature and the Tribunal must follow it.

526 In keeping with its status in the SEV (and the role of the SEV in decision-making under the *EBR*) and international environmental law, the precautionary principle plays an important role in the process of establishing regulations (including setback standards and standards relating to which important areas should not be developed for renewable energy projects or other types of development). The precautionary principle also plays an important role when MOE Directors are considering applications for approval and the conditions attached to an approval under section 47.5.

527 To summarize, the precautionary principle does not act to change the nature of the clearly worded test set out in section 145.2.1(2). It is, however, an important principle for environmental decision-makers such as the Director or Tribunal. For statutory provisions that are more discretionary and/or subject to different interpretations, the precautionary principle is an important source of guidance, as noted in *Spraytech*. In this case, however, the legislation clearly establishes a different test that must be met before the Tribunal may take measures.

Submissions on Standing of the Appellants

528 Suncor submits that "unless the Tribunal considers there to be no test of standing for an Appellant in these appeals, it is submitted that the present Appellants do not meet a standing test." Suncor states that neither of the Appellants ever communicated with Suncor prior to their appeals or with the Director prior to his REA decision. It states that, therefore, there is no record of concern for the Appellants to rely on in their appeals. Suncor submits that there is no evidence of an impact on either of the Appellants. Suncor further submits that the Appellants do not meet the test for public interest standing. In its final oral submissions, Suncor stated that standing is not a key issue in this appeal. Suncor's real concern on this issue is that the Appellants are bringing this appeal without having made any prior submissions to the Director or to Suncor or participated during the lengthy approval process. Suncor states that if the Appellants had participated as the regime expected, then they would have some matters on the record for the Director to consider in issuing the approval.

529 The Appellants state that standing in a REA appeal is granted as of right under section 142.1 of the *EPA* to any person resident in Ontario. Both of the Appellants state that they are "resident" in Ontario and therefore, they have standing. The Appellants submit that the right of appeal does not depend on demonstrated interest or prior participation in the REA process.

Findings on Standing of the Appellants

530 In its closing argument, Suncor questioned the Appellants' standing. Suncor argues that the Appellants did not participate in the public consultation process that preceded the issuance of the approval. Suncor also argues that there is no basis to conclude that the Appellants can meet a public interest standing test.

531 Normally, it is best to raise threshold issues such as standing at the outset of a proceeding, not the end. Nevertheless, the Tribunal will deal with Suncor's argument here.

532 The Tribunal finds that there is a test for standing. It is the one explicitly set out in section 142.1 of the *EPA*:

142.1 (1) This section applies to a person resident in Ontario who is not entitled under section 139 to require a hearing by the Tribunal in respect of a decision made by the Director under section 47.5.

(2) A person mentioned in subsection (1) may, by written notice served upon the Director and the Tribunal within 15 days after a day prescribed by the regulations, require a hearing by the Tribunal in respect of a decision made by the Director under clause 47.5 (1) (a) or subsection 47.5 (2) or (3).

533 There is, therefore, no need to look to other general tests for standing or public interest standing. The Appellants in this case are "persons resident in Ontario" who do not have a right of appeal under section 139. With both of those arms of the standing test met, there is no merit to Suncor's argument on standing. Both Appellants have standing.

534 The Tribunal wishes to add, however, that Suncor raises an important practical point. The scope of appeals under section 142.1 is limited, whereas the public consultation process required for REAs takes into account a wide array of issues. Appeals to the Tribunal can consider only the matters listed in section 145.2.1(2). It, thus, makes practical sense for those who have concerns with a proposed project to fully engage in the public consultation process rather than to wait and file an appeal.

Submissions on Onus of Proof

535 The Appellants point out that section 145.2.1(3) of the *EPA* determines the onus of proof when reviewing a REA decision:

145.2.1(3) The person who required the hearing has the onus of proving that engaging in the renewable energy project in accordance with the renewable energy approval will cause harm referred to in clause (2) (a) or (b).

Findings on Onus of Proof

536 It is clear from the wording of section 145.2.1(3) that the Appellants have the onus of proving that the test for harm has been met. There is no dispute about that among the Parties.

Submissions on the Powers of the Tribunal

537 Section 145.2.1(2) of the *EPA* places limits on the scope of a REA hearing:

145.2.1(2) The Tribunal shall review the decision of the Director and shall consider only whether engaging in the renewable energy project in accordance with the renewable energy approval will cause,

(a) serious harm to human health; or

(b) serious and irreversible harm to plant life, animal life or the natural environment.

538 Section 145.2.1(4) of the *EPA* sets out the powers of the Tribunal on appeal:

145.2.1(4) If the Tribunal determines that engaging in the renewable energy project in accordance with the renewable energy approval will cause harm referred to in clause (2) (a) or (b), the Tribunal may,

(a) revoke the decision of the Director;

(b) by order direct the Director to take such action as the Tribunal considers the Director should take in accordance with this Act and the regulations; or

(c) alter the decision of the Director, and, for that purpose, the Tribunal may substitute its opinion for that of the Director.

539 The Appellants point out that section 145.2.1 only applies to renewable energy projects and differs from section 145.2, which sets out the standard for appeals from decisions to issue other approvals (among other decisions). Section 145.2 states:

145.2(1) Subject to sections 145.3 and 145.4, a hearing by the Tribunal under this Part shall be a new hearing and the Tribunal may confirm, alter or revoke the action of the Director that is the subject-matter of the hearing and may by order direct the Director to take such action as the Tribunal considers the Director should take in accordance with this Act and the regulations, and, for such purposes, the Tribunal may substitute its opinion for that of the Director.

(2) Subsection (1) does not apply in respect of a hearing required under section 142.1.

540 The Appellants note, therefore, that section 145.2 continues to apply to appeals from decisions of a Director to issue a Certificate of Approval, with the exception having been created for REA appeals under section 142.1. The Appellants submit that "sections 145.2 and 145.2.1(4) are markedly similar".

541 The Appellants state that the reference to a "new hearing" in section 145.2, which is absent from section 145.2.1, was discussed in *Associated Industries Corp. v. Ontario (Director, Ministry of the Environment)* (2008), 40 C.E.L.R. (3d) 101 (Ont. Environmental Review Trib.) at para. 59, quoting from *RPL Recycling & Transfer Ltd. v. Ontario (Director, Ministry of the Environment)* (2006), 21 C.E.L.R. (3d) 80 (Ont. Environmental Review Trib.) at paras. 19-20:

As per the terms of section 145.2 of the *EPA*, the Tribunal is not overly constrained in its approach to dealing with an issue. While it can simply confirm, alter or revoke the Director's action (which is how the role of the Tribunal's predecessor Environmental Appeal Board was described in the *EPA* until 1981), it can also, because of the "new

hearing" provision, go beyond those options that were considered by the Director and fashion a new solution by substituting its opinion for that of the Director.

542 The Appellants submit that, in this case, they are requesting that the Tribunal revoke the decision of the Director and they make no request that the Tribunal "fashion a new solution". Therefore, they state, "the powers that the Tribunal would have at a 'new hearing' are not necessary or sought by the Appellants."

543 Suncor states that the powers of the Tribunal in this Hearing are not identical to its powers in a hearing under section 145.2(1). Suncor points to section 145.2.1(5) of the *EPA*, which requires the Tribunal to confirm the Director's decision if it determines that engaging in the project in accordance with the REA will not cause the specified harm. Such a condition requiring the Tribunal to confirm the Director's decision does not apply to new hearings under section 145.2(1).

544 Suncor states that, in accordance with section 145.2.1(2) of the *EPA*, the present Hearing is not a new hearing. Suncor submits that instead, a REA appeal is a review of the Director's decision, which is comparable to an appeal on the record. Therefore, the nature of the evidence to be called is different from the other appeals before the Tribunal which are conducted as new hearings. Suncor submits that "the issue of a new hearing is not limited to the remedy available at the end of a hearing. It is also about the evidence available to be considered."

545 Suncor submits that "the Appellants' case depends completely on the present Hearing occurring as a new hearing because neither Appellant had any participation in the decision of the Director, and because both Appellants seek to set aside the decision of the Director on the basis of evidence that was not before the Director." Suncor states that this is not consistent with an appeal based on the record. Suncor submits that "absent express guidance to the contrary, the record on an appeal is the record before the decision-maker that is subject to appeal." It states that in this case, the record would consist of Suncor's REA application and supporting documentation, the comments submitted to the EBR Registry, the Ministry's record of reviewing these documents and comments and preparing a decision for the Director, the Director's decision and the REA. Suncor submits that "the Appellants have paid virtually no regard to this record." It states that the Decision Document, which summarizes the Ministry's review of the EBR Registry comments, was not submitted as evidence in this Hearing and does not form part of the Tribunal's record. Also, the consultation report that was filed with the REA application, though part of the Tribunal's record, was not addressed by the Appellants. Suncor submits that the Appellants are advancing and relying on a different record than what was before the Director when making his decision on the REA.

546 The Appellants object to Suncor raising the issue of the record for the Hearing at the close of the Hearing after significant time and resources had been spent by the Tribunal and by all Parties. The Appellants note that Suncor itself called numerous witnesses and entered evidence that was not before the Director in making his decision on the REA. The Appellants submit that, if it was Suncor's position that the record for this Hearing is limited to the record before the Director, the proper time to raise this issue would have been at the commencement of the Hearing. The Appellants state that "in principle, courts and tribunals are rarely persuaded by parties who have "slept" on issues they later seek to raise." They state that, "if the Approval Holder chooses to pursue this approach, the Appellants respectfully submit that by raising these issues months after, and in contradiction to the many actions of this same party, the *bona fides* and costs of its delay should be examined."

547 In its oral submissions, Suncor argued that requiring it to bring a motion at the beginning of the Hearing to define the record and clarify the law would unfairly and improperly shift the onus from the Appellants to Suncor. Suncor stated, in its closing oral submissions, that "procedurally, there was and is no better time to make this kind of submission than right now." Suncor states that if they had been required to bring a motion at the commencement of the Hearing or at end of the Appellants' evidence, this would have taken too much time out of the already compressed schedule for the Hearing.

548 In their oral reply, the Appellants objected to Suncor's suggestion that it would shift the onus to require a motion to be brought at the beginning of the Hearing. The Appellants noted that, in fact, the Director brought a motion regarding the issues at the beginning of the Hearing. The Appellants stated that if a Party has a concern, it is not a shifting of onus

to try to resolve the concern in the early stages, but rather such an approach respects the Tribunal's time and resources. They stated that responding parties cannot wait throughout the entire hearing process to raise concerns just because the onus of proof in the case is on another party.

549 The Appellants also argue that Suncor's position on the scope of the record is unreasonable and incorrect in law. The Appellants submit that the record is not limited solely to the information before the Director. The Appellants state that such an approach would preclude any appellant from saying that the record was incomplete and there was more information available. Accordingly, an appellant would have no opportunity to meet its onus of proving, in this case, serious harm to human health. The Appellants state that this is a matter of natural justice and procedural fairness. The Appellants submit that the design of the statutory framework makes it clear that a REA appeal is not a standard appeal on the record. The Appellants note that sections 145(1) and (2) of the *EPA* automatically make the Director and the approval holder parties to the appeal, who then have full rights of participation. They state that this is unlike a typical appeal on the record or judicial review where the decision maker is not a party before the court. The Appellants submit that this is one of the clearest indications that this appeal should not be treated in the same way as a court appeal.

Findings on the Powers of the Tribunal

550 Suncor submits that the record on these appeals includes only the record of the decision-maker whose decision is subject to the appeals; that would include the REA application and supporting documents, the *EBR* public comments, the Ministry's review documents, the Director's decision and the REA. The Tribunal finds that this is too narrow a view of the record. Certainly there are other documents that could be considered part of the record, although no attempt will be made in this Decision to definitely outline the parameters of the record. For this proceeding, it should be made clear that the Decision Document relating to the REA was adduced as evidence and it was not contested.

551 In its closing argument, Suncor questions the fact that the Appellants rely on materials that were not before the Director having regard to the language of section 145.2.1(2).

552 As noted by the Appellants, parties to an appeal may wish to bring a motion to determine the scope of evidence at the outset of a proceeding. This occurred to some extent with respect to the Director's challenge to a specific ground of appeal in this case, where the Tribunal noted (*Erickson 2* at paras. 24 and 25):

...a tribunal is a creature of statute and performs the tasks assigned to it (see: *R. v. 974649 Ontario Inc.*, [2001] 3 S.C.R. 575 at para. 26 and *Tranchemontagne v. Ontario (Director, Disability Support Program)*, [2006] 1 S.C.R. 513 at para. 16). The appeals in this case fall under section 145.2.1(2)(a) of the *EPA*...

...

...The "shall consider only" phrase is evidence that the Legislature wished to place limits on the Tribunal's considerations. This conclusion flows not only from the wording of section 145.2.1(2) but also section 145.2.1(4), which limits the Tribunal's powers to actions that flow from its conclusions on harm to "human health" or "plant life, animal life or the natural environment", and sections 142.1(3) and 142.2(1), which also focus on the listed harms. Especially in light of the tight timelines imposed on decisions respecting appeals of renewable energy approvals (section 145.2.1(6)), it is important that the Tribunal not engage in a review of extraneous matters.

553 In its closing submissions, Suncor argues that it would not be fair to require respondents to file motions regarding the permissible scope of the evidence at the outset of a hearing and that doing so would effectively reverse the onus. The Tribunal disagrees with this proposition. If a party has an interpretation of the statute that would operate so as to significantly limit the necessary evidence in a hearing, it should raise such an issue as soon as possible in the proceeding. In fact, Rule 132 of the Tribunal's Rules of Practice lists several matters that can be raised at a preliminary hearing, including: hearing preliminary motions; identifying, defining or narrowing issues; and any other matters that may assist in the just and expeditious disposition of the proceeding. It is very important for Tribunal proceedings to proceed efficiently.

If a Party believes that several days or weeks of proposed testimony will be outside the jurisdictional scope of an appeal, then it is important for that point to be raised at the preliminary hearing.

554 At this final stage of the proceeding, the Tribunal does not have adequate submissions from all Parties on the statutory interpretation issues raised by Suncor to determine the question of whether new evidence ought to be heard in appeals under section 142.1. As well, the Tribunal has not been provided with more specific argument on the nuances of Suncor's position. For example, is it arguing that would-be appellants have an onus to raise all necessary evidence during the public consultation? Is it arguing that an appeal could not consider new evidence that came to light after the consultation phase? These are just some of the questions that were not fully addressed in Suncor's decision to raise the issue of the scope of the appeal record so late in the proceeding. Ignoring for the moment the fact that Suncor and the Director have also relied extensively on materials that were not before the Director, the Tribunal also finds that the issue is now moot given the Tribunal's overall finding in this case and the fact that the Hearing is over and the new evidence from all Parties has already been heard.

555 However, if some aspects of Suncor's interpretation of section 145.2.1 with the respect to the scope of evidence prove to be correct (recalling that the Tribunal is not making a finding on that issue here), it makes it even more important for concerned persons to fully participate in the public consultation process such that their issues about human health, plant life, animal life and the natural environment are on the record prior to an appeal being initiated.

556 In light of the substantive findings set out below, it is also not necessary to fully resolve the Parties' apparent disagreement during closing submissions about how a hearing such as the present one is different from a hearing under section 145.2 of the *EPA*. That question can also largely be left for a future case. Nonetheless, some related aspects of this issue, which were the subject of more detailed submissions, are explored below.

Submissions on Deference

557 Suncor submits that the Tribunal should take a deferential approach in reviewing the decision of the Director. Further, Suncor submits that the general approach to deference used by the courts should also be used by the Tribunal, whereby the Director's decision would not be set aside unless it is found to be unreasonable. Suncor argues that in making its own finding as to whether the Project, as approved, will cause serious harm to human health, the Tribunal should consider the legal standard applied by the Director. Suncor submits that "the Director sought to ensure that the REA would prevent the project from causing an "adverse effect"" which is evidenced by the specific references to "adverse effect" in the Decision Document and the REA. Particularly, Suncor notes that "adverse effect" is referred to in the REA in several places, including: the defined terms, Conditions 9, 25, 26, and 29, and in reasons 5 and 8 of the reasons for the Conditions. Suncor submits that "the Director's efforts in the REA to prevent an 'adverse effect' are directly relevant to this Tribunal's obligation to determine whether the REA will cause 'serious harm to human health'." Suncor submits that the Tribunal should grant deference to the Director in considering whether the Director was reasonable in concluding that the REA would prevent an "adverse effect".

558 The Appellants agree that deference should be shown to the decision of the Director. However, they submit that deference is conferred within the statute. The Appellants state that the *EPA* requires that the Director review the REA application on the basis of "adverse effects" whereas the Tribunal is required to conduct its review on the basis of "serious harm." They argue that, because the Tribunal must apply a more stringent standard, the statutory language has built in discretion for the Director's decision. They state that "the Director can still have been incorrect in his determination that a project will not cause adverse effect(s). It is only where the Director's decision is sufficiently unreasonable so as to reach the level of serious harm that the Tribunal is permitted to intervene."

Findings on Deference

559 In their closing submissions, the Parties appeared to be in partial agreement on the fact that the matters to be considered by the Tribunal are different from those considered by the Director. They pointed out that the Director

looked at "adverse effects" (which includes "an adverse effect on the health of any person"), while this Hearing looked only at "serious harm". The Parties look at these differences as a form of deference to the Director. The Tribunal agrees that this is one way to look at the issue, in that there are obviously aspects of the Director's decision (i.e., all those parts of the decision-making process that do not relate to the harms listed in section 145.2.1(2)) that are not subject to review or alteration by the Tribunal. Conceivably, this could include specific types of adverse effects that are not "serious harm". This could also include any number of procedural decisions made by the Director (e.g., a conclusion on the completeness of the application). However, the fact that these other decisions or sub-decisions are not before this Tribunal is not necessarily a situation of true deference *by the Tribunal* to the Director's decision.

560 Looked at another way, it is simply a case that the Tribunal does not address those other parts of the Director's decision at all, by virtue of the statute. It is perhaps better to state that the Legislature is requiring that parts of the Director's decision be deferred to as a matter of jurisdiction. They are not to be raised before the Tribunal. To that extent, this is not a full "new hearing" of what was or could have been raised before the Director.

561 This statutory deference could be important if a person sought judicial review of an aspect of the Director's decision, but it is not something that has any effect on this Tribunal Decision. In this proceeding, the Tribunal is simply applying the section 145.2.1(2) test. It is not deferring to the Director on the other parts of the decision-making process. The Tribunal is not even addressing those other parts because of the "consider only" wording. It may be the case that the Parties are simply using the word "deference" in a different way than the Tribunal. The Tribunal itself does not grant "deference" to parts of the Director's decision that cannot be appealed to the Tribunal. The Tribunal does accord a level of deference, using the reasonableness standard, to some Director's decisions according to the direction provided by other provisions of the legislation (e.g., sections 145.3(1)(b)(ii) and 145.4(2) of the *EPA*).

562 The Tribunal has to assess whether there will be "serious harm" regardless of what other considerations the Director had in mind and regardless of whether the Director ever turned his mind to the question of "serious harm". The Tribunal is to apply the distinct test set out in section 145.2.1(2) and exercise discretion under section 145.2.1(4) if the test is met. It is not replicating or even directly addressing the full and detailed process required by Part V.0.1 of the *EPA* or the regulations. It is, therefore, the Tribunal's finding that the question of deference raised by the Parties is largely irrelevant to this Hearing before the Tribunal.

563 The Tribunal also wishes to add that the Parties' arguments about deference were clearly situated in the traditional realm of "adverse effects" that have been addressed under the *EPA* for many years (i.e., those that result from discharges of contaminants such as sound, vibration, or radiation). The concepts of "serious harm" and "serious and irreversible harm" in section 145.2.1(2) are not limited to harm resulting from the discharge of contaminants. For example, the loss of a particular environmental feature, which meets the "serious and irreversible" standard, can come about through direct habitat modification and not just from the emission of a contaminant. The Tribunal and parties to a hearing under section 142.1 must be mindful that this new regime applies to many types of renewable energy projects and not just those, such as this one, where discharges of contaminants are the main concern. Sections 142.1 and 145.2.1 need to be interpreted in this unique context and not just viewed as subsets of the processes with which parties have become familiar under the *EPA* before it incorporated the REA amendments. The *EPA*, as it was then, did not focus on entire classes of environmental degradation such as the direct harmful alteration of the natural environment (e.g., direct habitat modification or destruction). The new REA process attempts to address some of these issues through land use controls (as opposed to emission controls) such as those found in sections 37 to 46 of O.Reg. 359/09. Section 145.2.1(2) must be read in that light, as opposed to simply constituting a narrower version of the old approach to adverse effects emanating from the discharge of contaminants.

Submissions on Proper Considerations: "Accordance with the REA" and Other Projects

564 In its closing submissions, Suncor states that according to section 145.2.1, the Tribunal is confined to a review of the Director's decision and is limited to considering only the action of engaging in the renewable energy project. Suncor states that this allows the Tribunal to consider the specific features of the Project, but not other projects. Suncor submits

that "an Appellant has no automatic right to have the Tribunal consider another project, such as its location, design, technologies, noise level, and/or effects." Suncor also states that the Tribunal is limited to considering the Project in accordance with the REA, restricting the scope of the appeal to considering the Project under compliance with the REA. Suncor submits that "the hearing is required to focus exclusively on whether engaging in the project will cause serious harm to human health where the project complies with the REA. Conversely, it is not within the legal authority of the Tribunal to consider impacts or issues that arise from a project failing to comply with the issued REA."

565 The Director agrees with Suncor's position that the Tribunal can only consider the project and any potential effects that would cause serious harm to human health when the Project is operating in compliance with the REA. The Director states that this is clear from the statutory language in section 145.2.1(2) of the *EPA*. The Director states that any risks of non-compliance are not relevant to this Hearing. The Director states that the Tribunal does not have jurisdiction to speculate about the Project operating out of compliance with the REA. The Director stated that compliance issues are properly left until after the project is in operation, as "the MOE is perfectly capable of dealing with and prosecuting compliance problems."

566 The Appellants submit that "the REA appeal provisions cannot be interpreted to limit all evidence to that of the Project alone. This approach would not be reasonable." The Appellants state that they have provided extensive references linking the evidence before the Tribunal to the Kent Breeze Project in a variety of ways. The Appellants also submit that it would be unreasonable to limit the proceeding to considering the Project as if it will be in compliance with the REA. They state that such an approach would deem the approval holder to be in compliance for the purpose of any appeal, and accordingly, an appellant would not have an opportunity to bring any evidence to the contrary or question that something has not been assessed correctly. The Appellants submit that "this would be a barrier to participation, pursuant to natural justice and procedural fairness." The Appellants state that, nonetheless, they have provided evidence demonstrating that the Project will cause serious harm to human health, even if operated in compliance with the REA.

567 The Appellants state that the words "consider only" are used to restrict the Tribunal from engaging in a debate about the efficacy of renewable energy projects beyond the scope of the Project before it. They state that the purpose of this wording is to prevent extraneous considerations from entering the process, such as whether wind energy is a good thing or not and whether it helps reduce climate change.

568 In addition, the Appellants state that considering the Project in accordance with the REA relates to the Tribunal's jurisdiction in granting a remedy. The Appellants submit that the wording in section 145.2.1(2) acts to impose limits around how much variation the Tribunal can make from what was actually approved. The Appellants state that, despite the Tribunal's powers in section 145.2.1(4)(b) and (c) to alter the Director's decision and substitute its own decision, "it would be a hearing *de novo* to go beyond what the Director has approved" and considered. Given the requirement in section 145.2.1(2) to consider the project in accordance with the approval, it "would not be harmonious to say that the Tribunal has unlimited jurisdiction." However, the Appellants submit that the Tribunal is not required to, nor should it decide on the extent of its powers, as this has not been raised in the present appeal. The Appellants are asking the Tribunal to revoke the approval in accordance with section 145.2.1(4)(a); they are not asking the Tribunal to vary the decision of the Director.

Findings on "Accordance with the REA"

569 Under section 145.2.1(2)(a), the Tribunal is to assess "whether engaging in the renewable energy project in accordance with the renewable energy approval will cause" serious harm.

570 Suncor argues that the Tribunal is to presume that the Project will be operated in a manner that accords with the approval. For example, the approval includes requirements for sound levels (Condition 9(1)) and setbacks (Conditions 10 and 11). Does the "in accordance" wording of section 145.2.1 operate so as to exclude any evidence on whether conditions in an approval are likely to be complied with?

571 In this case, the Appellants have serious concerns about whether the Project will be operated in a manner that accords with the approval. For example, they called evidence that sound levels may be higher than predicted. Suncor argues that, in order to maintain the expedited nature of the section 142.1 hearings, such important issues have been left to other fora, such as enforcement actions. If this argument is correct, then the scope of evidence that appellants can call will be more limited than what occurred in this Hearing.

572 It is clear that section 145.2.1(2) does narrow the types of evidence and arguments that can be presented. For example, as pointed out by the Appellants, the section's focus on harm means that the Director and the approval holder are not able to attempt to justify a project simply on the basis of its purported benefits, notwithstanding any expected harm. To some extent, Suncor attempted to put forward such an argument in its closing submissions. It pointed out that the REA provisions of the *EPA* were enacted as part of a larger bill, which signalled an intention by the Legislature to promote green energy. Suncor argued that wind power, by virtue of its legislated status as "green" or renewable energy, must be positive for the environment. The Tribunal finds that this argument is too simplistic because there are obviously locations where certain types of renewable energy projects should not be sited because the environmental costs of doing so are too high. This is one of the reasons why the regulations prohibit the siting of projects in certain locations.

573 If a proposed project would cause serious and irreversible harm to a particular environmental feature (because either the regulations did not adequately protect that feature or the decision-making process leading to the approval failed to do so), it would be a stretch to conclude that the project is nonetheless "green" because it involves a cleaner technology than others. The promotion of green energy needs to be done in an informed manner that results in significant net benefits. One cannot simply label an entire suite of technologies as "green" in order to use that label as an excuse to allow them to be operated anywhere.

574 As is evident from the wording of section 145.2.1(2), the Tribunal is not conducting as wide an inquiry as it would under other provisions of the *EPA* or the *EAA*. Rather, it is conducting a narrow expedited Hearing to determine whether the Project will cause the specified harm and, if so, what should be done about it according to the legislation and regulations. If the section 145.2.1(2) test is satisfied, then the Tribunal proceeds to exercise its powers under section 145.2.1(4) in a manner that supports the purposes of the legislation. It is interesting to note that, under section 145.2.1(2), the Tribunal is not asked to weigh any potential harm against the benefits. It is also not asked to compare the harms that may stem from a renewable energy project to those that may result from other forms of energy production that may cause even greater harm or risks of harm. Because of the "shall consider only" phrase, the Tribunal is not asked to engage in a further inquiry into any potential benefits, weigh the advantages and disadvantages of a project or look at whether the harm will be counterbalanced or compensated for. The Tribunal finds that the Appellants are correct that the statute's approach is to keep the focus of the inquiry narrow (i.e., on "harm"), rather than to weigh a wider range of factors in a "balance sheet" approach.

575 This is not to say that the balancing is not being done at all. For example, the Legislature has engaged in that balancing exercise to some extent by providing a special expedited approval regime for those technologies that are considered renewable. As well, fiscal policies have been enacted to encourage the development of green energy.

576 It is clear from the wording of section 145.2.1(2) that entire classes of evidence that would be heard in other types of hearings, such as those involving environmental assessment, will not be included in appeals such as this one. However, at this late stage of the Hearing, the Tribunal does not need to answer the specific narrow question now raised by Suncor regarding evidence about possible non-compliance with the approval (i.e., whether the 105.1 dBA maximum noise emission calculation was correctly done having regard to a perceived need to make upward corrections in the calculations due to issues such as high wind shear). The disputed evidence about compliance with the sound level conditions of the approval has already been heard. In this case, if the disputed evidence about increased potential harm from the Project stemming from the uncertainties identified by the Appellants is factored into the equation, the Tribunal would not find that such evidence would affect the Tribunal's overall conclusion on harm. The evidence marshalled by the Appellants, taken at its highest, simply indicates that there are risks associated with turbines that merit further

research. As noted in the factual findings later in this Decision, the Tribunal has not found that any upward correction in the expected maximum sound levels of the Project is required or that the 40 dBA modeling was incorrectly carried out as a result. Consequently, the question raised by Suncor about the effect of the "in accordance" wording will be left to a future case. If future parties wish to raise that argument, it will be necessary for the Tribunal to hear additional argument on this important issue of statutory interpretation.

577 In order to reduce uncertainty in future cases, the Tribunal does wish to dispose of one aspect of the "in accordance" debate, however. The Appellants posited that the "in accordance" wording places limits on the remedial power of the Tribunal. In this case, the Appellants simply ask for a revocation of the approval as opposed to a modification. While it is clear that the power of the Tribunal is limited by the statutory provisions, the Tribunal does not agree with the proposition that the provisions effectively limit the Tribunal to giving a "yes or no" answer to a proposed renewable energy project. It is quite evident from the wording of section 145.2.1(4) that the Tribunal has wider options available to it. It is also quite evident that circumstances could arise where part of a project satisfies the section 145.2.1(2) test, but only in a limited geographic extent (e.g., where a portion of an extensive renewable energy project is proposed to be located in a manner that would cause the harm listed). Surely, in such circumstances, the Tribunal could act to reduce the size of the proposed project by exercising its powers under section 145.2.1(4). The Tribunal would not be forced to simply say "yes" or "no" to the whole project.

Findings on Other Projects

578 Suncor takes issue with the fact that the Appellants called evidence concerning other projects, some of which have been operating for some time. Suncor interprets section 145.2.1(2) as limiting the permissible evidence to evidence that is in respect of the project under appeal. The Appellants counter with the argument that evidence from other projects can be relevant to the question about whether harm will be caused by this project.

579 The Tribunal does not read section 145.2.1(2) as narrowly as Suncor. Normally, appeals for renewable energy projects will be heard before a project is operating. In such cases, determining whether a project "will cause" harm will involve expert evidence about what is predicted to happen. In many fields of expertise, predicting future effects relies on extrapolating from the experience gained in other situations. Thus, it stands to reason that evidence gathered from other projects is admissible and useful so long as the evidence is used as an input into the evidence concerning the predicted effects of the project under appeal. Parties should point out how the witnesses they have called have used the information gathered about other projects in providing relevant evidence about the project under appeal. In some cases, one witness may speak about a previous project while another ties that evidence to the project in question.

580 The Tribunal sees nothing improper about such an approach and sees nothing in the legal test that stipulates that evidence about the harm that will be caused by a project can only come from evidence about the proposed project itself. Suncor's interpretation would amount to putting "blindfolds" on a hearing and would lead to a situation where the Tribunal would be precluded from hearing relevant evidence on the question of whether harm will be caused. Having said that, it will often be important for parties to point out the differences between the available evidence about other projects (relative location of receptors, type of wind turbine, local topography, etc.) and the proposed project under appeal. If a party fails to show how transferable the experience gained in one locale is to another, then the evidence will be of little use in a hearing. In this case, the evidence from the Appellants about other projects or situations involving noise emissions in general varied in its utility as a predictor of the future effects from this Project. This is another reason why further research in this area will help to address many of the uncertainties highlighted throughout this Hearing.

Submissions on Standard of Proof

581 The Appellants submit that the Tribunal has consistently applied a balance of probabilities standard of proof to its proceedings. The Appellants refer to the following passages:

Based on these competing views, the Tribunal must now reach its own conclusions based on the evidence on a balance of probabilities standard. In other words, the Tribunal must approach afresh the problem of whether it is probable that the operation of the waste management system is not in the public interest (*Associated Industries Corp. v. Ontario (Director, Ministry of the Environment)* (2008), 40 C.E.L.R. (3d) 101 (Ont. Environmental Review Trib.)).

This would be in keeping with the general presumption that appellants must make their case before an administrative tribunal on a balance of probabilities except where a statute provides otherwise (*Starnino Holdings Ltd. v. Ontario (Ministry of the Environment)*, [2007] O.E.R.T.D. No. 68 (Ont. Environmental Review Trib.)).

582 The Appellants state that the Tribunal has applied a balance of probabilities standard in the many cases it has adjudicated under section 145.2 of the *EPA* and that it is clear that the standard to be applied to REA appeals should be the balance of probabilities standard.

583 The Appellants point out that, conversely, the two-pronged leave test under section 41 of the *EBR* is subject to a standard of proof that is lower than the balance of probabilities. They submit that, as set out in the Tribunal's decision in *Simpson v. Ontario (Director, Ministry of the Environment)* (2005), 18 C.E.L.R. (3d) 123 (Ont. Environmental Review Trib.) at paras. 7-8 and cited in *Dawber v. Ontario (Director, Ministry of the Environment)* (2007), 28 C.E.L.R. (3d) 281 (Ont. Environmental Review Trib.) at para. 12:

This section does not require that the Applicants establish that no reasonable person could have made the decision, or that significant harm will result. Instead, the Applicants must show that it *appears that there is good reason to believe* no reasonable person could have made the decision in question, and that it *appears that the decision could result* in significant harm to the environment.

While the two-pronged test in section 41 is a stringent one, the standard of proof is a lower standard than a balance of probabilities, and must be applied in conjunction with the stated intent of the *EBR* to enable the people of Ontario to participate in the making of environmentally significant decisions by the government of Ontario.

(Emphasis in original)

584 The Appellants submit that the fact that the Tribunal has applied this lower standard to leave to appeal cases suggests that "the Tribunal intends that the balance of probabilities standard be reserved for the final determination of issues."

585 The Appellants argue that, as stated by the Supreme Court of Canada in *C. (R.) v. McDougall*, [2008] 3 S.C.R. 41 (S.C.C.), it is the norm that the only standard of proof applicable in civil matters is on a balance of probabilities. They say that, more specifically with respect to administrative law, the Ontario Court of Appeal definitively held in *Stetler v. Ontario (Agriculture, Food & Rural Affairs Appeal Tribunal)* (2005), 76 O.R. (3d) 321 (Ont. C.A.) ("*Stetler*") at para. 79, that:

[t]here are only two standards of proof used in legal proceedings. In civil and administrative matters, *absent an express statutory provision to the contrary, the standard of proof is on a balance of probabilities.*

(Emphasis added)

586 Here, the Appellants argue that neither the *EPA* nor the *Statutory Powers Procedure Act* R.S.O. 1990, c. S.22 ("*SPPA*") contains any express provisions which would alter the civil standard of proof as it applies to sections 142.1 and 145.2.1 of the *EPA*, and therefore, the balance of probabilities standard applies. The Appellants submit that, according to *Stetler*, the balance of probabilities standard can only be changed by statute, not by judicial discretion.

587 The Appellants say that "if, at the end of a tribunal hearing, on all the credible evidence it has been proven that the alleged harm would probably result, the case has been proven." The Appellants rely on Sara Blake, *Administrative Law in Canada* (4th ed.), (LexisNexis, 2006), at pp. 69 as an underlying basis for their submission.

588 Suncor takes issue with the Appellants' reference to Ms. Blake's text as support for their arguments on the standard of proof. Suncor states that "Ms. Blake was expressly discussing past events and applying a standard of proof to such events. By contrast, the Appellants are seeking to address future events and harm alleged to result in the future." Therefore, Suncor submits that this reference is not useful to the determination of the standard of proof in the present case.

589 The Director argues that REA appeals are novel and unique, and therefore, the Tribunal must carefully consider the question of the applicable standard of proof. The Director submits that for REA appeals a higher than normal standard of proof should apply.

590 The Director notes that prior to the legislative amendments to the *EPA*, which enacted section 142.1, third parties could only challenge a Director's decision to issue an approval through the process set out in the *EBR*, which is a two-step process requiring the Tribunal to grant leave to appeal the decision before the Director's decision can be challenged. The Director notes that the standard of proof required for *EBR* leave to appeal proceedings, which are preliminary in nature, is a lower standard than the balance of probabilities. This standard of proof was confirmed by the Divisional Court in *Dawber v. Ontario (Director, Ministry of the Environment)* (2008), 36 C.E.L.R. (3d) 191 (Ont. Div. Ct.) ("*Lafarge*"). The Director, however, points out the number of differences between the *EBR* leave to appeal proceedings and the REA appeal proceedings. First, the test for relief in a REA appeal requires a demonstration of serious harm, whereas the *EBR* leave test requires only that harm could result. Secondly, the Director submits that unlike the *EBR*'s two-step process, the REA appeal process is meant to be expeditious, setting out a strict six month timeline for the Tribunal's decision.

591 The Director notes that, under section 145.2.1(3), the Appellants have the onus of proving that the project will cause serious harm to human health. The Director submits that "since absolute proof of a future event cannot be provided, a very high probability of harm must be shown for the appeal to be granted and the Director's decision revoked or altered. Accordingly a higher than normal standard of proof should be required." The Director states that "will cause does not mean might or may or probably. The language itself engages a higher standard of proof."

592 The Director agrees with the Appellants that the balance of probabilities standard is generally applicable in administrative tribunal hearings. However, the Director states that "the Tribunal has acknowledged that it is not and should not be bound to a single standard of proof in all cases" and it may be appropriate to depart from the normal civil standard in certain cases. The Director submits that "the standard of proof rises with the gravity of the allegation and the seriousness of the consequences. In each case, the Tribunal must strive to find the right balance between the consequences for the individual and the consequences for society of the revocation or continuation of an approval."

593 The Director submits that the nature of the proceedings under section 145.2.1 is analogous to civil applications for preventative injunctive relief, also known as *quia timet* actions or injunctions. The Director states that a REA appeal is comparable to a *quia timet* injunction because the action is brought before any harm is actually suffered and is intended to prevent future harm. The Director states that "a plaintiff seeking a *quia timet* injunction must demonstrate to a high degree of probability that the feared harm is imminent and practically inevitable, and will be substantial." The Director refers to the Supreme Court's decision in *Operation Dismantle Inc. v. R.*, [1985] 1 S.C.R. 441 (S.C.C.) ("*Operation Dismantle*") and states that the "use of the terms "high degree of probability" and "very strong probability" suggests that a higher standard is required to satisfy a court that future harm will occur than the ordinary civil standard used to prove the occurrence of past events." The Director cites a number of cases where the courts have held that a high standard of proof is required for a *quia timet* injunction. In particular, the Director refers to *McKinnon v. Martin & Moosomin (Rural Municipalities)* (2010), 361 Sask. R. 249 (Sask. Q.B.) where an injunction was sought to prevent the construction and operation of a wind farm project based on similar health concerns as have been raised by the Appellants in this case.

The Director notes that the Court held that a high degree of probability that the harm will in fact occur was required to grant the injunction sought. The Director submits that the harm alleged and the relief requested in that case are factually identical to the situation currently before the Tribunal.

594 The Director submits that the Tribunal should apply a higher standard of proof because "the Appellants' fear of potential harm must be balanced against the actual harm that will result both to the proponent and to the public interest if the REA is revoked." The Director submits that "public interest" includes the protection and conservation of the environment, a purpose of Part V.0.1 of the *EPA*, and societal concerns, including the intention to foster green energy projects as expressed in the *GEA*.

595 The Director concludes that a higher standard of proof should be applied in this appeal "in light of the specific language and requirements of the legislation, the statutory scheme and the societal interest in promoting green energy."

596 Suncor takes a similar position as the Director and submits that "the closest analogy to this term comes from the language developed by the courts in dealing with a '*quia timet*' injunction. Like the present appeals, such an injunction applies to prevent future harm - harm 'yet to occur'." Suncor also references the decisions in *Operation Dismantle* and *McKinnon v. Martin* for the proposition that such injunctions require "a high degree of probability that the harm will in fact occur."

597 In reply, the Appellants argue that injunctions are a form of equitable relief that is awarded at the discretion of the court. They state that "while courts of equity have developed rules, including *quia timet*, to guide the exercise of a court's discretion when a party seeks equitable relief, the Appellants have been given the right to appeal at law, pursuant to *EPA* section 142.1." The Appellants argue that because the Appellants' right to appeal exists in law and is not discretionary, the rules of equity do not apply. The Appellants argue that if all cases where the alleged harm will occur in the future were treated in this way, then a number of hearings before this, and other, tribunals would have to be judged on a *quia timet* standard, as they regularly consider harm from projects not yet in existence. However, the Appellants note, the majority of proceedings are not judged on this basis and instead follow a balance of probabilities standard, as discussed above. The Appellants conclude that, because the Appellants in REA appeal proceedings have been granted statutory rights, the rules of equity do not apply and accordingly, the standard of balance of probabilities should be applied.

Findings on Standard of Proof

598 It is clear that the Appellants must prove that the harm listed in section 145.2.1(2) "will" be caused. However, the Parties differ significantly on what standard of proof applies. Is it the balance of probabilities standard, as argued by the Appellants, or some higher standard, as argued by the Director and Suncor?

599 The general starting point for proof in an administrative tribunal proceeding is the civil standard of a balance of probabilities (Blake, *supra* and *Starnino Holdings Ltd.*, *supra*). It is also clear that the Legislature can enact a different standard through specific language (*Stetler*, *supra*), as has been done under the *EBR* (*Lafarge*, *supra*). In the case of section 145.2.1(2), the Tribunal can find no indication of a legislative intention to change the typical standard of proof. The Tribunal cannot import the extraordinary standards used in other types of proceedings without there being some indication of such an intention in the statute. Therefore, under section 145.2.1(2)(a), an appellant must satisfy the "will cause serious harm" test on a balance of probabilities.

Submissions on the Statutory Test

600 The Appellants say that an examination of the test to be applied by the Tribunal under section 145.2.1(2)(a) involves a legal analysis of three areas: (a) "will cause", (b) "serious harm", and (c) "to human health".

601 Suncor submits that section 145.2.1(2)(a) should be read as a whole and not fragmented into separate analyses as the Appellants' submissions suggest. In support of this argument, Suncor refers to the principle of statutory interpretation

discussed above, which states that terms within a single provision should be "read in their entire context" and "in their grammatical and ordinary sense" and "harmoniously with the scheme of the Act".

"Will Cause"

602 The Appellants submit that in *Hanke v. Resurface Corp.*, [2007] 1 S.C.R. 333 (S.C.C.), "the Supreme Court of Canada confirmed the "but for" test as the foundation of the causation analysis, together with two recognized exceptions to that test, neither of which appear to be relevant to these appeals."

603 They note that the Ontario Superior Court decision in the medical malpractice case *Goodman v. Viljoen*, 2011 ONSC 821 (Ont. S.C.J.) summarizes the law on causation as it stands in Ontario today. The issue of causation in that case was whether a steroid treatment, which was not provided due to the doctor's negligence, would have prevented the development of cerebral palsy in twin babies or materially reduced its effects.

604 The Appellants note that the trial judge referred to *Laferrière c. Lawson*, [1991] 1 S.C.R. 541 (S.C.C.), another medical malpractice case, where the Supreme Court of Canada stated:

Cases in which the evidence is scarce or seemingly inconclusive present the greatest difficulty. It is perhaps worthwhile to repeat that a judge will be influenced by expert scientific opinions which are expressed in terms of statistical probabilities or test samplings, but he or she is not bound by such evidence. Scientific findings are not identical to legal findings. Recently, in *Snell v. Farrell*, [1990] 2 S.C.R. 311, this Court made clear (at p. 328) that "[c]ausation need not be determined by scientific precision" and that "[i]t is not ... essential that the medical experts provide a firm opinion supporting the plaintiff's theory of causation" (p. 330). Both this Court and the Quebec Court of Appeal have frequently stated that proof as to the causal link must be established on the balance of probabilities taking into account all the evidence which is before it, factual, statistical and that which the judge is entitled to presume.

[Emphasis in original]

605 The Appellants state that the trial judge in *Goodman* reviewed the case law and held that the appropriate approach to causation is set out in *Athey v. Leonati*, [1996] 3 S.C.R. 458 (S.C.C.) where it is stated that:

1. Causation is established where the plaintiff proves to the civil standard on a balance of probabilities that the defendant caused or contributed to the injury.
2. The general, but not conclusive, test for causation is the "but for" test, which requires the plaintiff to show that the injury would not have occurred but for the negligence of the defendant.
3. The "but for" test is unworkable in some circumstances, so the courts have recognized that causation is established where the defendant's negligence "materially contributed" to the occurrence of the injury.
4. In *Snell v. Farrell*, *supra*, this Court recently confirmed that the plaintiff must prove that the defendant's tortious conduct caused or contributed to the plaintiff's injury. The causation test is not to be applied too rigidly. Causation need not be determined by scientific precision; as Lord Salmon stated in *Alphacell Ltd. v. Woodward* [1972] 2 All E.R. 475, at p. 490, and as was quoted by Sopinka J. at p. 328, it is "essentially a practical question of fact which can best be answered by ordinary common sense". Although the burden of proof remains with the plaintiff, in some circumstances an inference of causation may be drawn from the evidence without positive scientific proof.

606 In addition, the trial judge in *Goodman* relied on the Ontario Court of Appeal decision in *Fisher (Litigation Guardian of) v. Atack* (2008), 62 C.C.L.T. (3d) 1 (Ont. C.A.) where the Court stated that whatever test for causation is applied, scientific precision is not required nor is it necessary to provide an expert capable of offering a firm opinion that supports the plaintiff's theory of causation in a medical malpractice case. Rather, as stated in *Fisher* at para. 54,

"the trial judge is entitled to consider all the facts and circumstances established by the evidence at trial, and, where appropriate, to draw an inference of causation through the application of reason and common sense. This has been termed the 'robust and pragmatic approach'." However, at para. 58 the Court states "just as the robust and pragmatic approach cannot be used as a substitute for evidence, it cannot be used as a substitute for reviewing and making findings about relevant evidence."

607 The Appellants submit:

In *Goodman*, the court also dealt with the argument that research data on the effects of the steroid treatment on cerebral palsy should be ignored because it failed to reach statistical significance, stating that the argument:

rests on the flawed premise that legal causation requires the same standard of proof as medical/scientific causation. This is of course not the case; the two standards are in fact quite different. The law is clear that scientific certainty is not required to prove causation to the legal standard of proof on a balance of probabilities (See: *Snell v. Farrell*, [1990] 2 S.C.R. 311, at para. 34).

608 They say that "the trial judge went on to say she agreed with the plaintiffs' submission that they cannot be denied recovery because science has not advanced far enough to answer the question to a degree of scientific precision."

609 The Director argues that in determining whether the project "will cause" serious harm to human health, the Tribunal need not engage in the elaborate causation analysis proposed by the Appellants. The Director submits that a "causation analysis is appropriate in circumstances where the alleged harm or injury is a matter of fact and record, and the issue for determination is the uncertain source or reason for that harm." However, the Director argues that a causation analysis involving the "but for" test is not appropriate or applicable in the circumstances of the present case because the alleged harm has not yet occurred. The Director submits that "the issue in the present case is not causation, but simply whether a very high likelihood exists that alleged harm will occur, in the circumstances given."

610 Suncor takes a similar approach as the Director and contests the Appellants' reliance on cases that address past events but do not address the present context of future events. Suncor submits that the contexts for hearings regarding past events and future events are legally different and are subject to different standards. It submits that the case law relied on by the Appellants in regards to this issue is irrelevant. Further, Suncor contests the Appellants' reliance on case law that involves different statutory regimes such as the *EBR* leave to appeal process or the *Insurance Act* and damages cases from civil litigation.

"Serious Harm"

611 The Appellants note that the term "serious harm" was first introduced into the *EPA* with the enactment of sections 142.1 and 145.2.1, and consequently, there are no decisions interpreting this term in the *EPA* environmental law context.

612 However, they note that the courts have considered the term "serious" in other contexts. In *Lento v. Castaldo* (1993), 15 O.R. (3d) 129 (Ont. C.A.), the Ontario Court of Appeal interpreted the word "serious" in relation to "permanent serious disfigurement or permanent serious impairment of a bodily function" found in section 266(1) the *Insurance Act*, R.S.O. 1990, c. I.8.

613 The Appellants submit that the following excerpts of this decision are relevant:

[12] It is worth emphasizing here that when it created those statutory exceptions the legislature did not choose to express itself in difficult or technical terms. It used words which are common and which are in everyday use. It does not seem to us to be desirable to seek hidden meanings for such common and ordinary words as "serious" and "important".

...

[26] It would be inappropriate for us to attempt to define the word "important" because it is a word which is commonly used. The definitions of the word found in dictionaries are largely composed of synonyms. We do not think that it is appropriate for us to select one or more of those synonyms and hold that they express the intent of the legislature when it chose to use the word "important". If the legislature had intended to use a synonym for the word "important" to express its legislative intention it would have done so.

The issue which the courts will have to determine in each case is whether the bodily function which has been impaired is an important one to the particular injured person. It is an issue of fact to be determined according to the evidence in each case.

...

[29] As with the word "important", dictionary definitions of the word "serious" contain synonyms. For the same reasons that we would not choose a synonym for the word "important", we do not choose a synonym for the word "serious" as being the meaning which the legislature intended when it used the word "serious". "Serious" is a word which by its very nature imports a sense of degree and probably imports a range. The courts must avoid qualifying the word "serious". If the legislature had wanted to do so it could have said very serious to indicate that it was only those impairments which were at the upper end of the range which would permit an injured person to sue for damages.

...

[34] It is simply not possible to provide an absolute formula which will guide the court in all cases in determining what is "serious". This issue will have to be resolved on a case-to-case basis.

...

[36] It is impossible for this court to lay down general guidelines of the concept of seriousness in all cases. Each case must be decided upon its own facts.

We are reluctant indeed to use examples lest in other cases they may be seen as precedents.

...

The issue which the courts will have to determine in each case is whether the permanent impairment of an important bodily function is serious to the particular injured person. It is an issue of fact to be determined according to the evidence in each case.

614 The Appellants submit that:

The purpose of the relevant provisions of the *EPA* and the concepts of "serious impairment" vs. "serious harm" are clearly different. However, in terms of an approach to analysis, the *Meyer* decision makes it clear that where the Legislature has chosen to use "common and ordinary words," resort to dictionary definitions and synonyms is not appropriate. The issue is one that should be decided on the facts of each case.

615 The Appellants submit that in the environmental law context, the concept of "serious," as contrasted with "minimal or trivial," was considered in *R. v. Canadian Pacific Ltd.*, [1995] 2 S.C.R. 1031 (S.C.C.), in which the Supreme Court of Canada distinguished between different types of effects when considering an "adverse effect":

It is apparent from these other enumerated impacts that the release of a contaminant which poses only a trivial or minimal threat to the environment is not prohibited by s. 13(1). Instead, the potential impact of a contaminant must have some significance in order for s. 13(1) to be breached. The contaminant must have the potential to cause

injury or damage to property or to plant or animal life (s. 13(1)(b)), cause harm or material discomfort (s. 13(1)(c)), adversely affect health (s. 13(1)(d)), impair safety (s. 13(1)(e)), render property or plant or animal life unfit for use by man (s. 13(1)(f)), cause loss of enjoyment of normal use of property (s. 13(1)(g)), or interfere with the normal conduct of business (s. 13(1)(h)). The choice of terms in s. 13(1) leads me to conclude that polluting conduct is only prohibited if it has the potential to impair a use of the natural environment in a manner which is more than trivial. Therefore, a citizen may not be convicted under s. 13(1)(a) *EPA* for releasing a contaminant which could have only a minimal impact on a "use" of the natural environment.

616 The Appellants further state that in *R. v. Dow Chemical Canada Inc.* (2000), 47 O.R. (3d) 577 (Ont. C.A.), the Court of Appeal found that the discharge of chlorine, a potentially deadly gas, from an industrial plant into the open air was "serious" even though it did not appear to reach the perimeter of the site, caused no off-site impacts and was unnoticed by all except one employee. The release of the gas was sufficient to disable, disorient, and traumatize this employee and he suffered significant physical injury in attempting to escape the area where the gas had been released. The Court found that the effect of the discharge on the employee was "very serious".

617 The Director submits that the term "serious harm" has a different meaning than the term "adverse effect" used elsewhere in the *EPA*. The Director references *Sullivan on the Construction of Statutes*, 5th ed. (LexisNexis, 2008) for the principle that "given the presumption of consistent expression, it is possible to infer from the use of different words or a different form of expression that a different meaning was intended." The Director states that this principle was relied on by the Supreme Court of Canada in *R. v. Frank* (1977), [1978] 1 S.C.R. 95 (S.C.C.). Further, the Tribunal followed this principle in *Safety-Kleen Canada Inc. v. Ontario (Director, Ministry of the Environment)*, [2006] O.E.R.T.D. No. 14 (Ont. Environmental Review Trib.) and stated at paras 27-28:

Therefore, it is necessary to refer to generally applicable principles of statutory interpretation. In *Statutory Interpretation* (Toronto: Irwin Law, 1997), Professor Ruth Sullivan outlines the principle that, **within a statutory enactment, the same words should carry the same meaning, while different words should be understood to carry different meanings**. Sullivan writes in Chapter 4:

As Sopinka J. wrote in *R. v. Zeolkowski*, [1989] 1 S.C.R. 1378 at 1387, "[g]iving the same words the same meaning throughout a statute is a basic principle of statutory interpretation. **In light of this principle, and the legislature's preference for uniform expression, it follows that different words appearing in the same statute should be given a different meaning....**"

Thus, in O.Reg. 347, if the legislature had intended to mean utilize as fuel, it would have used the same word, "utilize", a second time. **Instead, it used different words, "treatment" and "processing". Therefore, it intended to mean something different from "utilize"**. Therefore, "treatment or processing" means dealing with waste-derived fuel in some way other than burning it as fuel.

(emphasis added)

618 The Director argues that because the Legislature chose to use a different term than "adverse effect" the Legislature intended a different standard to apply in the context of REA appeals. The Director notes that the term "adverse effect" is defined in s. 1 of the *EPA* as follows:

"adverse effect" means one or more of,

- (a) impairment of the quality of the natural environment for any use that can be made of it,
- (b) injury or damage to property or to plant or animal life,
- (c) harm or material discomfort to any person,

- (d) an adverse effect on the health of any person,
- (e) impairment of the safety of any person,
- (f) rendering any property or plant or animal life unfit for human use,
- (g) loss of enjoyment of normal use of property, and
- (h) interference with the normal conduct of business;

619 With respect to the use of the modifier "serious", the Director notes how this term has been used in other contexts. In *Black's Law Dictionary*, 7th ed. (West, 1990), "serious" is defined as:

"**serious**", adj. **1.** (Of conduct, opinions, etc.) weighty; important <serious violation of rules>. **2.** (Of an injury, illness, accident, etc.) **dangerous; potentially resulting in death or other severe consequences** <serious bodily harm> (emphasis added)

620 The term "serious harm" is defined in the *Corrections and Conditional Release Act*, S.C. 1992, c. 20, s. 99 as meaning "severe physical injury or severe psychological damage". Similarly, the *Ontario Natural Health Products Regulations*, S.O.R./2003-196, s. 1(1) define the term "serious adverse reaction" as follows:

"**serious adverse reaction**" means a **noxious** and unintended response to a natural health product that occurs at any dose and that **requires in-patient hospitalization or a prolongation of existing hospitalization, that causes congenital malformation, that results in persistent or significant disability or incapacity, that is life threatening or that results in death.** (emphasis added)

621 The Director also notes judicial interpretations of the word "serious" in other contexts. Like the Appellants, the Director also refers to the *Meyer* decision. The Director notes that the Court of Appeal, in considering what can be classified as serious impairment, stated at para. 34:

It is simply not possible to provide an absolute formula which will guide the court in all cases in determining what is "serious". This issue will have to be resolved on a case-to-case basis. However, **generally speaking, a serious impairment is one which causes substantial interference with the ability of the injured person to perform his or her usual daily activities or to continue his or her regular employment.** (emphasis added)

and also at para 63:

When the legislature qualified "permanent impairment" by the word "serious" it obviously intended that injured persons must endure some permanent impairment without being able to sue.

622 The Director notes that in the criminal law context in *R. v. McCraw*, [1991] 3 S.C.R. 72 (S.C.C.), the Supreme Court referred to the dictionary definition of serious and interpreted "serious bodily harm" for the purposes of the provision in question as being "any hurt or injury, whether physical or psychological, that interferes in a substantial way with the physical or psychological integrity, health or well-being of the complainant." The Court states that: "it requires greater harm than the mere "bodily harm" described in s. 267; that is hurt or injury that interferes with the health or comfort of the complainant and that is more than merely transient or trifling in nature."

623 The Director submits that:

the above cases suggest that "serious harm" in the REA context must imply an effect more 'serious', substantial, grave or severe in degree and potential consequences than 'mere' adverse effects defined as "harm or material discomfort",

"adverse effect on health", or "impairment of safety" otherwise defined in the *EPA*. It must be more than a complaint of mild or moderate harm, discomfort, annoyance, or nuisance.

624 The Director argues that because the environmental considerations, which are informed by the definition of environment in the *EAA*, include aspects of both the natural and man-made environment, "serious harm to human health" must mean something "more severe than the adverse effects to human health elsewhere defined and described in the *EPA*."

625 The Appellants submit that the Tribunal should not rely on the criminal cases raised by the Director because criminal courts have different considerations than this Tribunal. Instead, the Appellants state that the Tribunal should give weight to the environmental cases under the *EPA* which they have cited.

626 Suncor refers to the *Operation Dismantle* case, where the Supreme Court states that when predicting future harm, the harm must be grave. Suncor submits that the meaning of "serious harm to human health" should be considered within the scheme of the *EPA*. Suncor submits that the term "serious harm" is new to the *EPA*, which has previously addressed harm to human health through the use of the term "adverse effect." Suncor submits that "the EPA definition of "adverse effect" is relevant to defining the scope of the phrase, "serious harm to human health", within Part XIII of the *EPA*. In particular, Suncor submits that the term "adverse effect" provides a global legislative context for impacts under the *EPA*. As such, this term provides useful guidance on the narrower impacts which are the exclusive focus of an REA appeal." Suncor notes that the definition of "adverse effect" in the *EPA* includes a health effect. However, the REA reference to "serious harm to human health" is more limited because it does not include the range of effects on humans that "adverse effect" does and it requires "serious" harm instead of any adverse effect. Suncor submits that "the range of effects on humans within the definition of "adverse effect" provides a limit on what may be considered in a REA appeal: if a discharge of a contaminant is not an "adverse effect", it is equally not "serious harm to human health" within the context of an REA appeal." Specifically, Suncor submits that in the past 40 years of the *EPA*, adverse effect has not included "annoyance", so it is a problem to now say that the more onerous definition of "serious harm" would include annoyance.

627 The Parties made submissions with respect to the interpretation of "serious harm to human health" in section 145.2.1(2)(a) as compared to "serious and irreversible harm to plant life, animal life or the natural environment" in section 145.2.1(2)(b), given that clause (a) must be read in context. The Appellants note that the word "irreversible" was included in section 145.2.1(2)(a) in an earlier draft of the legislation, but that this term was removed before it was passed. This indicates that the Legislature does not intend that for the test to be met in clause (a), harm must be irreversible. The Appellants submitted that, based on the principle of statutory interpretation that different words mean different things, the meaning of "serious and irreversible" in clause (b) is different than "serious" in clause (a). They stated that, to meet the test in clause (a), the harm needs to be serious, but it may or may not be reversible.

628 The Director notes that an injury can be both serious and irreversible or serious and reversible. The Director submits that in the case of clause (a) of the test, it is the gravity of the harm that is at issue, and that reversibility, as found in clause (b), is a separate thing. The Director states that it does not mean that something is less serious if it is reversible, and harm that is irreversible is not necessarily serious. The Director submits that for this particular case, which relies on clause (a) of the test, the reversibility of the harm does not matter. Suncor submits that "serious and irreversible" is a more stringent test than "serious." Suncor endorses the Director's submissions on the meaning of serious and irreversible.

"Human Health"

629 The Appellants note that the WHO, in the preamble to its Constitution, defines "health" as:

Health is a state of complete physical, mental and social well-being and not merely the absence of disease or infirmity.

630 The Appellants note that this definition was expressly adopted by the Supreme Court of Canada in *R. v. Morgentaler*, [1988] 1 S.C.R. 30 (S.C.C.). The Appellants submit that the Supreme Court made it evident that the term health is to be given a broad and liberal interpretation, which includes physical, mental and social well-being.

Findings on the Statutory Test

631 Though the Appellants chose to analyze each element of the statutory test separately, the Tribunal finds that there are limitations on the utility of such an approach. The task of this Tribunal, in adjudicating this first proceeding under section 145.2.1 of the *EPA*, is not to find synonyms or analogies for every word in the provision, which is not particularly ambiguous. Rather, the provision should be read as a whole. Having said that, the Tribunal is prepared to offer the following guidance on its approach to interpreting some aspects of each component of the test where appropriate. These comments will assist in explaining how the Tribunal interprets and applies the test as a whole.

"Will Cause"

632 With regard to the "will cause" arguments of the Parties, the Tribunal finds that there are some aspects of the case law cited by the Parties which are applicable here. For example, there is a distinction between medical (or scientific) causation and legal causation. The Tribunal is to determine whether specified harms will be caused according to the applicable legal standard, which is a balance of probabilities. That standard is not the exact same standard used by scientists, statisticians or medical experts. The Tribunal will take its direction on determining whether the Appellants have proven that harm will be caused according to the legal concepts of proof and causation. In doing so, it will assess the scientific evidence and consider which approaches to causation and proof were used in that evidence.

633 The Tribunal is aware that "causation" in many areas of scientific and legal inquiry is a complex issue. In epidemiology, for example, an outcome may be associated with an exposure without there being a causal link. Also, outcomes can be generated by multiple causes (as is the case with several of the effects spoken to during this Hearing). It can also be the case that two exposures acting independently will have no serious effect, but together they will (as in cumulative and synergistic effects). Further, there can be situations where a specific effect is already present but its incidence increases with a new exposure. As well, sometimes a causal link can be established, even if the specific mechanism responsible for that link has not been identified with certainty within a suite of plausible pathways.

634 It is the Tribunal's task to determine if the Project will cause the specified harm. In this case, the nature of the evidence has not necessitated specific findings on all aspects of the "will cause" submissions of the Parties. For this case, the Tribunal has examined the evidence about projected effects with a view to determining whether such effects will be caused by the Project. It should be noted that some effects, such as stress-related impacts that are allegedly caused by wind turbines, are also present in the general population due to the presence of other stressors. For those effects that already exist in the receiving population, the Tribunal needs to examine the evidence to determine whether an increase in the rate or magnitude of such effects will be caused by the Project. The Tribunal finds that it can consider what the Parties call "direct" and "indirect" effects. Regardless of whether an alleged harm is considered direct (e.g., a passer-by being injured by a falling turbine blade or a person losing hearing) or indirect (e.g., a person being exposed to noise and then exhibiting stress and developing other related symptoms), the Tribunal will consider whether they "will" be caused by the Project.

"Serious"

635 With regard to the word "serious", the Parties to this case put forward extensive argument. As per [Rizzo](#), the words in a statute are to be read in their entire context. Therefore, even though this Hearing was confined to evidence about harm to human health, the Tribunal must interpret section 145.2.1(2)(a) in a manner that respects the wording of section 145.2.1(2)(b). For example, it should be noted that clause (a) refers only to "serious" harm, while clause (b) refers to "serious and irreversible" harm. One of the dangers of interpreting clause (a) in isolation is that it could result in a conclusion that may subsequently generate difficulties in cases involving clause (b). The potential for this type of unintended consequence arose in this Hearing where one of the Director's witnesses posited that "serious would be something of a serious functional impairment, a physiological impairment or tissue damage, and likely not to be reversible". Ms. Rotter, in her closing submissions, however, used several examples to acknowledge that there are

situations where harm is serious and irreversible (e.g., loss of limb), serious and reversible (e.g., a long lasting infection), and irreversible but not serious (e.g., the loss of a toenail).

636 Even though this Hearing is confined to clause (a) matters, the Tribunal cannot ignore the fact that there are material similarities and differences between the two clauses. Indeed, the Tribunal heard evidence that the phrase "serious and irreversible" was initially in both clauses (a) and (b) of the bill that enacted section 145.2.1(2). As the bill proceeded through the Legislature, the word "irreversible" was dropped from clause (a). It would, therefore, be wrong for the Tribunal to read clause (a) in isolation from clause (b) and reach a conclusion that serious harm is something akin to irreversible harm, a proposition with which the Parties apparently agree. The Tribunal prefers an approach which gives meaning and a role to both terms.

637 Looking at living organisms, for example, there obviously can be harm that is both serious and irreversible, as noted by Ms. Rotter. For humans and other organisms, this can include mortality as well as other serious long-term conditions and diseases. From a medical perspective, the section 145.2.1(2) test is therefore expansive enough to cover both mortality and morbidity as serious matters.

638 There can also be harm that is serious but reversible. Curable serious conditions and diseases would fall into this category, which is only relevant to clause (a). For the sake of argument, there can even be harm that is irreversible but not serious. As noted by Ms. Rotter, the loss of a toenail would not likely satisfy clause (a) or (b).

639 The Tribunal notes that the above interpretations use living organisms as examples (whether humans in clause (a) or other animals or plants in clause (b)). When it comes to the harm to the "natural environment" phrase in clause (b), the words "serious and irreversible" would not be confined to medical conditions, disease, injury or mortality (which affect human health or animal/plant life) as those concepts do not have direct application to the natural environment as a whole. Therefore, an appropriate interpretation of the words serious and irreversible needs to be readily applicable to the natural environment and not just organisms.

640 All of the above analysis leads the Tribunal to the conclusion that the concept of serious harm has to be one that has relevance to humans as well as plant life, animal life and the natural environment (including abiotic components). Where there will be serious harm to humans or serious and irreversible harm to animal life, plant life or the natural environment, the test will be satisfied. Therefore, the Tribunal has decided to eschew an approach of finding a synonym for "serious" or creating a list of medical conditions that are serious. The word needs to be given an appropriate breadth of applicability for it to have relevance throughout clauses (a) and (b). In this regard, the Tribunal agrees that a flexible approach is needed, as in *Lento v. Castaldo* (1993), 15 O.R. (3d) 129 (Ont. C.A.).

641 Accordingly, interpretation of the word "serious" must be conducted through a case-by-case assessment of what is serious according to all relevant factors. It may be that, as more issues of potential harm are brought before the Tribunal and the case law develops, there will be more certainty about what the Tribunal is likely to term serious. At this early stage, it is appropriate to simply point out that the term "serious" should not be narrowly defined in a manner that may suit harm to human health but not the other subjects in clause (b). Clause (a) specifically, could encompass any harm to human health that is serious, regardless of whether it is irreversible.

642 To move from the abstract to the concrete, it is appropriate to assess the specific health conditions mentioned throughout this Hearing to determine if they are "serious" within the meaning of clause (a). Most of the Tribunal's analysis in this regard will be set out further below in the context of the evidence. At this point, however, it would be useful to settle some of the nomenclature to be used in this Decision with regard to the word "serious" and its relation to the word "annoyance".

643 In this case, there is apparent agreement that many of the medical conditions discussed by the witnesses are serious (the debate on those is, therefore, confined to whether they will result from the Project). It is, therefore, largely unnecessary to engage in an abstract discussion of the boundaries of "serious" in this case. There are several types of

harm alleged by the Appellants that are clearly serious. The question is whether the Project will cause these types of harm, not whether they are serious. This is not to say that there is complete agreement on the appropriate categorization of the alleged harms raised by the Appellants. In fact, there is disagreement on the interplay between the concept of "annoyance" and "serious harm to human health". The Tribunal now turns to that important point, which was the source of significant disagreement among the Parties and some witnesses. The question to be answered is whether "annoyance" *per se* should be considered a serious health effect. While this appears to be an important legal point, it really is not. It is simply a case of being clear in the use of language.

644 It is important for the Tribunal to clarify how it will use the word "annoyance" in this Decision. As will be shown below, the key health effects of concern to the Appellants are to be assessed by the Tribunal whether one uses a broad definition of annoyance so as to capture those effects or a narrow definition. In the latter scenario, which is used here, the effects will still be assessed but they will be assessed in their own right, rather than as a species of annoyance. In any event, the serious health effects in question will be assessed according to whether they will be caused by the Project.

645 At points during the Hearing, the Tribunal heard evidence that annoyance itself can constitute serious harm while at other points annoyance was used as a term to connote a state of being that either falls short of serious harm or is a precursor to serious medical conditions that are recognized in the literature such as those associated with stress. In many ways, the differences in opinion boil down to different uses of the word "annoyance". Like many words in the English language, the word "annoyance" can mean different things to different people and can mean different things in different contexts. Rather than descending into a semantic discussion of the meaning of annoyance, the Tribunal chooses to look at that term in the specific context of noise emissions.

646 In this case, the Appellants are not arguing that annoyance in its most narrow sense (e.g., being bothered or "annoyed" by having to wait in line) is a serious health effect. A broader view of annoyance, such that it includes stress related symptoms and other medically-recognized conditions that can clearly be considered serious, is what lies at the heart of the Appellants' concerns stemming from annoyance. For the purposes of this Decision, the Tribunal has adopted a nomenclature whereby "annoyance" is not itself the medical effect of concern but rather one of the causes of the effects of concern, many of which can rise to the "serious" level. This approach fits with the fact the Tribunal heard evidence that annoyance is not found in the International Classification of Diseases.

647 The Tribunal recognizes that this approach differs from how some authors and witnesses have used the word "annoyance", but this is understandable given the flexibility of the English language (for example, Dr. McMurtry stated that annoyance is an effect associated with stress, distress, sleep disturbance, etc.). Depending on how it is used, "annoyance" can mean anything from a very mild bother to a serious mental or psychological state. The Tribunal's approach is simply a convenient way of sorting through the language used during the Hearing so as to focus on serious health effects, which is what is asked in the statute. This approach does not serve to exclude from consideration any of the specific health effects raised by the Appellants. What it is meant to do is provide some boundaries to the word "annoyance" by the Tribunal so that its use will be clear in this Decision. It should be noted that all of the individual health effects that can be included in a broader definition of annoyance than the one used herein will still be assessed in this Decision. The objective is for the Tribunal to determine if there will be serious harm to human health, regardless of the witnesses' differences as to whether one ought to label "annoyance" as the harm itself or something that is associated with, is a cause of, or is a precursor to more specific types of harm.

"Human Health"

648 With regard to the final portion of the statutory test, "human health" is another term that can be the subject of different interpretations. Though one witness expressed reservations with the WHO's definition of health, the Tribunal finds that it is the most appropriate definition that was provided. The WHO's broad approach to human health best fits with the statutory scheme, including the direction provided by the *Legislation Act, 2006* and will be used by the Tribunal in this Decision.

Cumulative Impacts of all Effects

649 Finally, it can be expected that appellants will raise multiple concerns regarding human health. From the statutory test, it appears that the test asks for a "global answer" to the question about serious harm. For example, if an appellant lists five types of harm that will potentially result from a project and the probability of each of them on its own falls below the "balance of probabilities" standard, it is important for the Tribunal to be provided evidence about the probability that at least one of them (regardless of which one) will occur. One could have a hypothetical situation where five completely different serious health effects each has a likelihood of 45% of occurring with a given exposure. Taken together, the likelihood that at least one of them will occur would still be greater than 50%. In such a case, the situation, viewed cumulatively, would satisfy the statutory test because it would be more probable than not that at least one serious health effect would occur. It is, therefore, important for the Tribunal to look at the totality of the evidence before reaching an informed conclusion on whether the legal test has been satisfied.

650 When it comes to the environment and human health, it is often the case that there are many different risks present. One can select one or two specific risks and state that the chances of one of them occurring at a particular site are relatively low. However, it is important to note that the cumulative chance of at least one risk being realized is much higher than the individual chance that any one particular risk will be.

Overall Approach to the Test

651 To summarize, the Tribunal's overall approach to the statutory test is guided by [Rizzo](#). The Tribunal will interpret and apply the wording of section 145.2.1(2) according to that approach. In many ways, the Tribunal finds that, despite the extensive submissions from the Parties, the wording is not particularly ambiguous. As well, the nature of the evidence leads the Tribunal to approach the totality of the evidence according to the entire wording of the test rather than attempting to artificially subdivide evidence according to the components of the test.

Submissions on General Issues Related to the Qualification of Expert Witnesses:

652 The following section summarizes the Parties' general submissions (both at the beginning and end of the Hearing) on the qualification of expert witnesses as well as the approach that the Tribunal took in hearing expert evidence at the Hearing.

Introductory Submissions

653 The Appellants raise the question of qualification of expert witnesses by stating that the focus of the Hearing would be on impacts on human health, such as sleep disturbance, annoyance, stress or psychological distress, inner ear symptoms, headaches, excessive tiredness and loss of quality of life. The Appellants also indicated that they would be relying on the material facts and the evidence provided by the Presenter, Mr. Palmer, in relation to turbine failure and ice throw.

654 The Appellants asked the Tribunal to qualify ten witnesses to provide expert opinion evidence in a variety of disciplines:

- Dr. Robert McMurtry, an orthopaedic surgeon with a long history in the area of public health;
- Dr. Michael Nissenbaum, a specialist in diagnostic imaging and co-author of the first controlled epidemiological study (the "Study") looking at the relationship between industrial wind turbines and people and their health outcomes when living in proximity to industrial wind turbines;
- Dr. Jeff Aramini, an epidemiologist who would be speaking to the statistical aspect of the Study;

- Dr. Jeff Wilson, an epidemiologist, who would be presenting evidence respecting a peer review that he conducted of the Study;
- Dr. Carl Phillips, a specialist in public policy with extensive experience in epidemiology and related health sciences, who would be presenting an evaluation of the available scientific evidence;
- Dr. Christopher Hanning, a leading medical sleep specialist in the United Kingdom, who would be speaking to the question of sleep disorders as they relate to industrial wind turbines;
- Dr. Arline Bronzaft, a psychologist who has conducted landmark research into the effect of noise on learning, who would be speaking to the link between exposure to noise and adverse effects on mental and physical health and well being;
- Dr. Robert Thorne, an acoustician and Dr. Daniel Shepherd, a psychoacoustician, who would be testifying as a panel regarding their experience with numerous wind projects in Australia and New Zealand; and,
- Richard James, who has extensive experience in industrial noise and industrial wind turbine noise.

655 The Appellants submit that their case is based on science. While that science is an emerging one, the Appellants indicate that it has evolved to the point where experts from Canada, United States, United Kingdom, Australia and New Zealand, would be coming before the Tribunal to say that, in their professional opinion the Kent Breeze Wind Project, as approved, will cause serious harm to human health. The Appellants argue that all of their witnesses should be permitted to provide expert opinion evidence.

656 Suncor indicates that its independent experts, who had reviewed the information provided by the Appellants and their witnesses, would testify that engaging in the project will not cause serious harm to human health. Suncor indicates that it intended to call several expert witnesses. Suncor submits that nine of the Appellants' ten witnesses are associated with the organization called SWV, either as members of the Board of Directors or as scientific advisors. Suncor argues that the Tribunal would need to consider whether the Appellants' witnesses could be qualified as experts who are required to be impartial, objective experts and not advocates.

657 Like Suncor, the Director indicates that he intended to call several expert witnesses. The Director argues that the experts that the Appellants had rallied from around the world and Ontario were essentially advocates. The Director states that nine of the ten belong to an advocacy group specifically put together to oppose wind turbines. The Director suggests that the Tribunal was hearing this appeal, not because the specific project is causing harm to residents around it but because this is the first project. Counsel for the Director submits that the Appellants' expert evidence, as it is characterized, consists largely of hearsay and unconfirmed assertions and speculations, "and a lot of it is fear mongering and kind of rabble-rousing."

658 The Director states that he would show that the Appellants' witnesses have an anti-wind turbine agenda that they are trying to further with this appeal, as they were trying to further it in the recent judicial review in *Hanna v. Ontario (Attorney General)*, 2011 ONSC 609 (Ont. Div. Ct.). The Director states that Drs. Hanning, Nissenbaum and McMurtry provided affidavits in support of the judicial review applicant who sought a declaration of invalidity with respect to certain sections of O. Reg. 359/09, made under the *EPA*. The Director states that he would be presenting detailed technical evidence about how and why the project will not cause any harm or affect anyone's health.

The Director's Submissions

659 The Director argues that at least nine of the Appellants' ten witnesses ought not to be qualified as experts who can give opinion evidence. The Director points out that, according to the Tribunal's Practice Direction for Technical and Opinion Evidence (the "Practice Direction"), experts are required to give objective scientific opinions on technical matters to assist the Tribunal. They are not supposed to give opinions that actually decide the very question that the

Tribunal is to decide. The Director points out that the Appellants had stated that all of their experts would give evidence to show that proceeding with the Project will cause harm to human health. However, he argues this is exactly the question the Tribunal is asked to answer under the *EPA*. The Director submits that, if the experts were proposing to answer that question, this is improper. The Director refers to the Practice Direction, which states, at section 7: "...Expert witnesses must present evidence in an unbiased manner and not act as an advocate." The Director submits that the Appellants' experts were not complying with that provision.

660 The Director states that the language used by the SWV takes it as a given that risk and adverse health effects will arise from exposure to wind farms or that there is a causal relationship between health effects and exposure. He states that, according to material on its website, SWV purports to promote "the development of authoritative wind turbine guidelines to protect the health and safety of communities" with a "mission" to "mitigate the risk of both psychological and physiological adverse health effects" from wind farms. He indicates that the SWV says that "currently there are no authoritative guidelines for the siting of turbines" and discounts all the existing guidelines, studies, and regulations in Ontario and elsewhere that contradict the SWV's position.

661 The Director submits that the SWV is a serious advocacy group and that, based on this predetermined stand and lack of independence with respect to the issues here, none of the proposed witnesses should be admitted as experts, given that nine of the Appellants' ten experts are associated with the SWV as directors or scientific advisors. The Director states that Drs. McMurtry, Hanning, Nissenbaum and Mr. James are also listed as Corporate Directors under the *Canada Corporations Act*. The Director argued that all of the witnesses are adopting a uniform "party line" according to the SWV's approach. As a result, the Director submits, none of them can be objective and provide the Tribunal with objective scientific advice. The Director argues that their evidence should be given no weight.

662 Further, the Director argues, in the Appellants' witness statements, they all refer to each other's work with approval and discount any contrary opinions. For example, Drs. Hanning, Nissenbaum and Aramini worked together on the Study and cross-reference and cite with approval each other's work, while discounting everyone else's.

663 The Director also indicates that Dr. Nissenbaum testified in the case of *McKinnon v. Martin* involving a wind farm, in which the Saskatchewan Court of Queen's Bench declined to qualify him as an expert in an injunction application because "he has assumed the role of an advocate", "makes bold, unsupported statements on issues critical to the injunction", and lacked the requisite objective approach to the issues.

664 The Director also refers to Mr. James, an engineering witness for the Appellants, who indicated that he has been involved in many hearings and testified in opposition to wind projects across the United States.

665 The Director also submits that it appears that many of the Appellants' witnesses involved themselves in this issue for personal partisan reasons. The Director argues that Drs. Hanning, McMurtry and Nissenbaum conceded that they only became involved and acquired expertise in the issue of noise and wind farms when they thought wind farms would be located near their residences. For example, at page 2, paragraph (e) of Dr. Hanning's witness statement, he talks about the village in England where he lives being "threatened with a wind farm", prompting him to become involved with a group opposing the development.

666 The Director states that Dr. McMurtry concedes that he became involved because there were proposals to put up wind farms in Prince Edward County where he was planning to build his retirement home. The Director points out that Dr. McMurtry is a Director for the Alliance to Protect Prince Edward County which believes that "[a]ny installation of industrial scale wind turbine complexes in Prince Edward County will be detrimental to its unique character" and is generally opposed to the development of wind turbines. The Director submits that Dr. McMurtry's evidence shows that he is personally and politically, although not professionally, "involved in the movement to prevent the development of wind turbines". To this end, the Director submits, Dr. McMurtry has made submissions about the legislative scheme; attended meetings and rallies opposing wind turbines; and met with government officials "to attempt to influence the development of legislation relating to wind turbines". The Director states that in his testimony in this matter, Dr.

McMurtry referred to himself as an advocate and admitted that he is not "perfectly neutral" because he is "trying to draw the government's attention to the fact that there are concerns".

667 The Director argues that Dr. Nissenbaum became concerned because of wind farms in Maine near where he lives and that Dr. Aramini, an epidemiologist, became involved after attending a public information session on wind turbines, in Fergus, where he lives (approximately two and a half kilometres from a proposed wind turbine project) and that he subsequently joined an opposition group. The Director also states that Dr. Phillips, a consultant with a Ph.D. in public policy, wrote a blog in July 2010 criticizing wind turbines and also testified before the Wisconsin Public Services Commission in July 2010 on the adverse health effects from wind turbines. The Director argues that the work done by Drs. Nissenbaum and Aramini was not funded neutrally but was "done to prove a thesis they had".

668 In addition, the Director argues that the Appellants' witnesses lacked the specialized knowledge required of an expert, which the Director addressed as each expert's credentials were presented throughout the Hearing and in final submissions.

669 The Director submits that Dr. McMurtry purported to give opinion evidence on harm to human health from wind turbines, noise characteristics of wind turbines and measurement of that noise, compliance monitoring and other technical matters such as visual impact, "research gaps" and the Director's consideration of the SEV. He also provides commentary on the technical literature reviews published by the Respondents' witnesses. The Director submits that, although Dr. McMurtry is a well-respected orthopaedic surgeon and an accomplished professional, he has no credentials, expertise or professional experience nor has he conducted any original research, in any of the areas he addressed in his evidence. The Director submits that Dr. McMurtry's medical experience does not "encompass questions of risk to human health in psychological, neurological, optical or audiological domains". The Director argues that Dr. McMurtry's 3700 hours of self-acquired knowledge on wind turbine issues was not acquired in the course of his duty as a neutral expert. This is in contrast to Dr. Colby, who created a literature review as part of his duties as Acting Medical Officer of Health. The Director argued that Dr. Colby is recognized as an expert, not an advocate.

670 The Director further argues that Dr. McMurtry's area of expertise, as proposed by the Appellants, "as a physician and surgeon with experience in delivery of health care, health care policies and health policy", is not relevant to the subject matter of this Hearing, namely environmental impacts, about which Dr. McMurtry has no professional expertise. The Director states that the issues are not about health care (delivery or policies) or health policy.

671 The Director refers to *Bryson v. Canada (Attorney General)* (2009), 45 C.E.L.R. (3d) 107 (N.B. Q.B.), in which the Court rejected the opinion evidence of a witness who conducted research and attached to her affidavits copies of various articles and papers prepared by other authors but had no specific expertise in the relevant fields of epidemiology, toxicology, immunology and endocrinology. The Director suggests that Dr. McMurtry's situation fit those facts.

672 The Director also refers to *Western Forest Products Inc. v. Sunshine Coast (Regional District)* (2007), 93 Admin. L.R. (4th) 163 (B.C. S.C.), in which the Court found that it was unreasonable to prefer the opinion evidence of a non-expert over that of a qualified expert, which was not contradicted by any other expert evidence.

673 The Director also refers to sections 5 and 9 of the Practice Direction (see Appendix B) and to the consolidated recommendations of the Goudge Inquiry into Paediatric Forensic Pathology in Ontario. Regarding the role of courts, at Chapter 18, Commissioner Stephen T. Goudge recommends:

129. When a witness is put forward to give scientific evidence, the court should clearly define the subject area of the witness's expertise and vigorously confine the witness's testimony to it.

130. A concern about the reliability of evidence is a fundamental component of the law of evidence. Threshold reliability plays an important role in determining whether the proposed expert evidence is admissible under the *Mohan* test. Reliability can be an important consideration in determining whether the proposed expert evidence is relevant and necessary; whether it is excluded under any exclusionary rule, including the rule that requires evidence

to be excluded if its prejudicial effect exceeds its probative value; and whether the expert is properly qualified. Trial judges should be vigilant in exercising their gatekeeping role with respect to the admissibility of such evidence. In particular, they should ensure that expert scientific evidence that doesn't satisfy standards of threshold reliability be excluded, whether or not the science is classified as novel.

131. In determining the threshold reliability of expert scientific evidence, the trial judge should assess the reliability of the proposed witness, the field of science, and the opinion offered in the particular case. In doing so, the trial judge should have regard to the tools and questions that are most germane to the task in the particular case.

674 The Director also refers to the case law on the issue of expert witnesses. The decision in *National Justice Compania Naviera SA v. Prudential Assurance Co.*, [1993] 2 Lloyd's Rep. 68 (Eng. Q.B.) [hereinafter *The "Ikarian Reefer"*] lists several duties with which experts must comply. The key duties, according to the Director, are: 1) "Expert evidence presented to the court should be, and should be seen to be, the independent product of the expert uninfluenced as to form or content by the exigencies of litigation", 2) "An expert witness should provide independent assistance to the court by way of objective, unbiased opinion in relation to matters within his expertise", and 3) "An expert witness should state the facts or assumption upon which his opinion is based. He should not omit to consider material facts which could detract from his concluded opinion."

675 The Director states that the leading case in Canada is *R. v. Mohan*, [1994] 2 S.C.R. 9 (S.C.C.). At para. 17, the Court states:

Admission of expert evidence depends on the application of the following criteria: (a) relevance; (b) necessity in assisting the trier of fact; (c) the absence of any exclusionary rule; (d) a properly qualified expert.

676 The Court went on to explain these criteria beginning at para. 19.

677 The Director also relies on *Fellowes, McNeil v. Kansa General International Insurance Co.* (1998), 40 O.R. (3d) 456 (Ont. Gen. Div.), which refers to both *Mohan* and *The "Ikarian Reefer"*. The judge stated:

An expert must have a minimum requirement of independence.

Experts must not be permitted to become advocates. To do so would change or tamper with the essence of the role of the expert, which was developed to assist the court in matters which require a special knowledge or expertise beyond the knowledge of the court.

...

Finally, an expert's report "cannot be advocacy dressed up as expert opinion".

(citation omitted)

678 The Director also notes the following paragraph from *R. v. Montague* (2007), 74 W.C.B. (2d) 62 (Ont. S.C.J.) [2007 CarswellOnt 2552 (Ont. S.C.J.)]:

While most experts tendered to the Court today are not truly independent there comes a point where the expert is recognized as being an advocate of a position to such an extent that his impartiality cannot be relied upon. The place of such a person is at the counsel table, not the witness box.

679 The Director also relies on *Carmen Alfano Family Trust v. Piersanti* (2009), 176 A.C.W.S. (3d) 152 (Ont. S.C.J.) [2009 CarswellOnt 1576 (Ont. S.C.J.)] at paras. 6-7:

The court expects objectivity on the part of the expert. In other words, he or she cannot "buy into" the theory of one side of the case to the exclusion of the other side. To do so, poses the danger that could taint the court's

understanding of the issues that must be decided with impartiality and fairness to both sides. The fundamental principle in cases involving qualifications of experts is that the expert, although retained by the clients, assists the court. If it becomes apparent that an expert has adhered to and promoted the theory of the case being advocated by either Plaintiffs or Defendants, he or she becomes less reliable and is not an expert in the way that the role has been defined in the recent and well known jurisprudence.

Before I leave the topic of the proper role of an expert, I refer to Farley J's decision in *Bank of Montreal v. Citak*, 104 A.C.W.S. (3d) 100. At paragraph [5] in his reasons for judgment, he said the following:

Experts must be neutral and objective, to the extent that they are not, they are not properly qualified to give expert opinions (citations deleted). To the extent that Mr. Hill has merely used the views of Mr. Citak as to the state of affairs and based his opinion on these views, Mr. Hill is building on a foundation of sand, not rock.

680 The Director submits that the Court determined that it was entitled to exercise a gatekeeper role and dispense with the evidence without listening to it. The Director submits that there are two lines of cases. One line holds that a decision-maker can admit the evidence of an expert and decide what weight to give to it at the end of the day, while the other indicates that if evidence is tainted or does not have the requisite impartiality and objectivity, the Court should act as a gatekeeper and decline to hear it up front. The Director states that a discussion of the two lines of cases is set out in the case of *United City Properties Ltd. v. Tong*, 2010 BCSC 111 (B.C. S.C.), which states at paras. 48 and 58:

Casey Hill et al., *McWilliams' Canadian Criminal Evidence*, looseleaf (Aurora, Ontario: Canada Law Book, 2009) at section 12:30:20:50 presents a strong case for considering bias as a precondition to admissibility. McWilliams suggests a restrictive, but contextual, approach. The argument is based on the importance of impartiality in light of the rationale for allowing expert evidence, at p. 12-58:

The importance of impartial expert opinion testimony cannot be overemphasized. The expert's evidence is permitted in the limited circumstances of a necessary exception to an exclusionary rule. Partial or biased evidence amounts to an abuse of the exceptional indulgence or opportunity to provide opinion testimony. This is so having especial regard to the limited effectiveness of cross-examination of an expert witness and ... the contours of the hearsay exception relating to an expert's reliance in formulating an opinion on facts, data or material not otherwise proven by admissible evidence at trial.

...

In *R. v. J.-L.J.*, 2000 SCC 51, [2000] 2 S.C.R. 600, the Supreme Court of Canada dealt specifically with the trial judge's gatekeeper function vis-à-vis experts in the context of novel scientific evidence. Justice Binnie, for the Court, reiterated the statements from Mohan quoted above, and remarked on the trial judge's role as gatekeeper at para. 28:

In the course of *Mohan* and other judgments, the Court has emphasized that the trial judge should take seriously the role of "gatekeeper". The admissibility of the expert evidence should be scrutinized at the time it is proffered, and not allowed too easy an entry on the basis that all of the frailties could go at the end of the day to weight rather than admissibility.

681 The Director submits that the approach of listening to the evidence and weighing it should be rejected as being inconsistent with the gate keeping function envisaged by the Supreme Court in *Mohan*. The Director submits that the Tribunal should be reluctant to admit all the evidence and assign weight later. Rather, there is a serious and important gate keeping function to be exercised up front.

682 The Director submits that all those associated with the SVW adhere to the same views and have the same advocacy goal of promoting their agenda. Therefore, the Director submits, none of them should be qualified as an expert. The Director submits that they come to the Tribunal not for reasons of concern about the specific project, but in order to further that agenda. The Director argues that it is not appropriate for them to be qualified as expert witnesses, that

their evidence should not be given any weight and that any opinion evidence offered by the Appellants' experts, and in particular Drs. McMurtry, Nissenbaum, Hanning and Phillips, should not be accepted "in preference to opinion evidence from the acknowledged and properly qualified experts of the Respondents".

683 The Director submits that the qualification issue is not a question of credibility, which relates to whether someone can be believed. It is a question of the weight that can be placed on opinion evidence. The Director submits that no weight should be given to the Appellants' witnesses' opinions because they are not properly qualified. The Director agrees that there is some risk from wind turbines: "We don't want any of them two or three feet away from our houses and nobody's talking about that kind of risk here." The Director submits, however, that there is no risk at the setbacks approved in this case.

Suncor's Submissions

684 Suncor supports the general position put forward by the Director. Suncor agrees with the case law and the overarching need to ensure, as the Practice Direction states expressly, that experts are to be objective and unbiased. Suncor agrees with the Director that the gate keeping function of a decision maker is crucial.

685 Suncor submits that the "Appellants' case involves a radical departure from the principles and rules applied by courts and tribunals to the admissibility of expert evidence", which, it states, are well-established and have received attention and reinforcement as a result of the recent Goudge public inquiry and civil justice reforms. Suncor says these are reflected in changes to the Rules of Civil Procedure and tribunal rules, including those of the Tribunal.

686 Suncor says that the accepted principles have the following components. It argues that expert evidence is an exception to the normal rules of evidence that exclude opinion evidence and must be constrained at the outset through the "gatekeeper function", rather than being allowed liberally with subsequent decisions being made about its weight. In support of this principle, Suncor refers to *Mohan* and sections 4, 8 and 9 of the Practice Direction (See Appendix B). Suncor submits that an example of a failure of justice arising from a court's admission of opinion evidence without careful scrutiny of its impartiality and reliability was recently the subject of the Goudge Inquiry Report which examined the issue of the reliability of forensic pathology evidence. Suncor submits that the Goudge Inquiry Report provides that once experts are qualified, care should be taken to ensure that they stay within the bounds of their expertise.

687 Suncor argues that, if an opinion has no verified basis or acceptance "within the community of knowing individuals", particularly where it is claimed that it is science-based, it is not acceptable expert opinion. Suncor states that section 5 of the Practice Direction provides the context for that assertion, but it is *Mohan* that explicitly addresses the issue of expert evidence that seeks to advance a novel scientific theory or technique:

[E]xpert evidence which advances a novel scientific theory or technique is subjected to special scrutiny to determine whether it meets a basic threshold of reliability and whether it is essential in the sense that the trier of fact will be unable to come to a satisfactory conclusion without the assistance of the expert. The closer the evidence approaches an opinion on an ultimate issue, the stricter the application of this principle.

688 On the issue of the requirement that expert opinion be unbiased and distinct from advocacy, Suncor refers to section 9(e) of the Practice Direction and to recent amendments to the Rules of Civil Procedure (sections 4.1.01(1) and (2)).

689 Based on these principles, Suncor submits, the Appellants' case depends "substantially, if not entirely, on inadmissible opinion evidence". In its submissions, Suncor points out the following examples.

690 Suncor states that several witnesses gave no opinion on matters for which they were qualified as experts, instead giving opinion evidence on matters outside that expertise, including: Dr. McMurtry (expert in surgery and health policy but gave evidence on wind turbine noise, epidemiological studies and the adequacy of MOE noise standards and measurement and monitoring techniques); Dr. Nissenbaum (expert in diagnostic imaging with knowledge of medical

physics, internal medicine and primary care but gave evidence on epidemiology, i.e., the statistical validity of a study based on responses to a questionnaire); and Dr. Hanning (qualified as a medical doctor with experience in sleep medicine and sleep physiology but agreed that he had no training in acoustics or psychology and did not clinically examine any individuals living near wind farms, but gave evidence on the health impacts of exceeding certain noise levels and certain setbacks).

691 Suncor submits that two witnesses gave opinion evidence on topics for which they have no identifiable expertise: Dr. Thorne was qualified as an expert in environmental health, with knowledge of acoustics and psychoacoustics; despite admitting in cross-examination that he is not an epidemiologist and was not working with one, his opinion was that up to 5 to 10% of exposed households will have their health seriously harmed by noise causing sleep disturbance, anxiety and stress; Dr. Phillips, introduced as an expert in public health, with knowledge of epidemiology and related health sciences, has no degree in epidemiology, yet said that there is enough scientific evidence to conclude that serious health effects occur for some people living near wind turbines (in cross-examination he admitted that he could produce no evidence that quantified complaints from wind turbine noise).

692 Suncor argues that several witnesses gave opinion evidence based on "unpublished and/or inaccessible documents that are at odds with existing science on noise levels and human health, and that fails to meet the required "strict" standard of scrutiny on reliability". Suncor argues that Mr. James, an acoustician, gave contradictory opinion evidence on several points and unsubstantiated opinion on others, such as in relation to his criterion of 35d BA as a standard, the requirement that 3 dBA be added to all modeled sound levels, wind shear adjustment, whether the ISO standard contained a limit on height of noise sources that was not met by the Hatch report, and whether the CMOH Report of represents a complete review of information on infrasound and low frequency noise.

693 Suncor submits that Dr. Bronzaft, introduced as an expert in environmental psychology with knowledge of noise and its effects on humans, admitted that she has no special training as a clinician in psychology and agreed that she has not conducted any research into wind turbine noise or noise in rural settings, nor was she familiar with the WHO Night Noise Guidelines.

694 Suncor states that Dr. Shepherd, introduced as an expert in psychoacoustics, with knowledge of human health and quality of life, agreed that he was neither an engineer, epidemiologist nor a clinical physician or treatment provider; however, he claimed that there will be serious health effects where noise is below 40 dBA, based on unpublished data from a survey but agreed on cross-examination that his presentation of the data did not conclude that there will be serious harm to human health below 40 dBA.

695 Suncor argues that Mr. Palmer was not retained by any Party but came forward as Presenter, then, at the request of the Appellants, sought to be qualified as an expert.

696 Finally, Suncor states that several of the Appellants' witnesses do not appear to be unbiased and impartial, such as members of the SWV, Mr. James and Drs. Nissenbaum, Hanning and McMurtry, members of other organizations opposing wind turbines, Drs. Aramini and McMurtry and one who has engaged in general advocacy opposing wind turbines, Dr. McMurtry.

The Appellants' Submissions

697 The Appellants concede that there is no disagreement amongst the Parties in terms of the relevant case law. *Mohan* is the test given by the Supreme Court of Canada and it is consistently applied by courts and tribunals. The Appellants note that much of the case law raised by the Director was raised by the respondent in the *Hama* case. The Appellants state that they were concerned that this matter proceed as expeditiously as possible and made several submissions to allow the Tribunal to resolve the global issue of expert witness qualification.

698 With respect to the Director's objection that the mission statement of the SWV assumes a risk of adverse health effects from wind turbines, the Appellants submit that there is an uncontested fact before the Tribunal that there is such

a risk, as is evidenced by the fact that a regulation establishes a setback distance of 550 m. The Appellants argue that this constitutes a direct acknowledgment by the Government of Ontario and by all experts in this proceeding who say it must be complied with, that there is a risk of adverse health effects if people are placed too close to wind turbines. The implication is that there is nothing wrong with the SWV assuming that such risks exist, when it appears that the Government of Ontario acknowledged that there were risks in establishing a mandatory setback distance. The Appellants submit that the difference lies in the degree of the risk, which is the question before the Tribunal, and not whether there is any risk at all. The Appellants question whether the Director correctly identified the risk and whether harm to humans will ensue.

699 Viewed in that light, the Appellants submit, association with the SWV is not an automatic disqualifier in that the Director's argument does not meet any legal, practical or ethical test of how an expert should be regarded. If it did, then, in the Appellants' submission, almost every expert being called by Suncor or the Director would also have to be disqualified because many of them have a connection to the CanWEA, which is an advocacy organization that advocates on behalf of the wind industry. However, the Appellants state, they are not seeking to disqualify the witnesses for Suncor and the Director on that basis. The Appellants submit that any specific questions regarding qualification should be dealt with on an individual basis, together with any other issues relating to credibility.

700 With respect to the issue in *McKinnon v. Martin*, the Appellants distinguish the situation in that case with the one here. The Appellants indicate that caution is in order since the Tribunal does not have the affidavit from the *McKinnon v. Martin* case before it. The Appellants also state that the reference to Dr. Nissenbaum's work in the Mars Hill area in the Saskatchewan case was to a pilot study rather than the newer study before this Tribunal. The Appellants submit that making a decision about Dr. Nissenbaum's qualifications on the basis of the information provided, before he had an opportunity to provide an explanation, would put the Tribunal in a poor position to decide on his credibility.

701 The Appellants argue that there would be challenges by all three Parties to many of the witnesses but that they should be dealt with when the witnesses are called. For example, the Appellants submit that experts to be called by the other Parties have collaborated in the same way that Drs. Nissenbaum, Hanning and Aramini have worked on a paper together. Drs. Leventhall, McCunney and Colby have all collaborated on a paper.

702 The Appellants suggest that, with regard to the issues raised by the Director about the Appellants' witnesses, many, if not all of those things could be said regarding the witnesses for the Director and Suncor. The Appellants submit that the Hearing ought to move forward in the normal course.

703 The Appellants submit that the record demonstrates that the experts called by the Appellants have studied or gained extensive experience in the areas on which they testified and that many of the Respondents' witnesses rely on similar qualifications, such as Dr. Colby, who is an infectious disease specialist who has no professional training respecting wind turbines but has acquired knowledge through other means. The Appellants submit that since the Respondents rely on such witnesses, they ought not to question the expert status of the Appellants' witness who are in similar circumstances.

704 The Appellants submit that many of those called by them also have specific and direct experience with science on wind turbines and human health and direct experience with wind turbine projects and people living near them in many parts of the world.

705 The Appellants disagree with the Respondents' claim that the Appellants requested that the Tribunal not address expert evidence as a gatekeeper, but rather admit it and address its weight following final submissions. The Appellants' position is that the Tribunal performed the gatekeeper function in the case of every witness called by the Appellants. The respondents challenged qualifications and the Tribunal issued oral rulings. Thus, the normal practice was followed.

706 With respect to the Respondents' claim that the Appellants requested that the Tribunal admit as expert evidence a variety of opinions with no relationship to the basis of claimed expertise, the Appellants respond that that their experts were properly qualified to give the evidence they presented; their qualifications were reviewed by the Tribunal and they

were permitted to testify. The Appellants submit that the time to take objection to specific evidence was at the time the witnesses were present; this approach reduces hearing time, avoids issues raised by *Browne v. Dunn* (1893), 6 R. 67 (U.K. H.L.) and forms part of procedural fairness. Where this approach was taken, the Parties may make submissions going to weight.

707 With respect to the Respondents' claim that the Appellants requested that the Tribunal admit as expert opinion a variety of unpublished opinions with no scientific foundation and at odds with current science, the Appellants say that the science relied on by the Respondents either does not address the indirect effects of wind turbines (e.g., the AWEA/CanWEA Report or the CMOH Report) or acknowledges them, such as the Pedersen et al. studies. The Appellants submit that their experts also relied on this science and the Appellants rely on statements made by the Respondents' witnesses, such as Dr. Leventhall, Dr. Colby and Mr. Howe. Thus, the Appellants submit, the Respondents' position is at odds with their evidence.

708 With respect to the issues raised about Mr. Palmer, the Appellants state that Mr. Palmer chose independently to participate in the hearing. They said that the courts have accepted witnesses as experts where they were parties to a hearing. Further, there is nothing unusual in a party relying on evidence presented by a witness for another party, which the Appellants do in this case. The Appellants refer to *Wynberg et. al. v. HMQ* (June 2, 2003) (Ont. S.C.J.) [unreported] at para. 3, per Kiteley J.:

For the purposes of this ruling, and in view of the assumed description of the scope of their expertise, I accept that both of these witnesses have the "acquired special or peculiar knowledge through study or experience." Accepting that there is a threshold level of reliability, I see no basis for holding that each of them fails to meet that threshold simply because they are parties. Their evidence as experts is not inadmissible on that basis.

I therefore overrule the objection and find that the issue of the party status of Thibodeau and Laredo is a question of weight, not admissibility.

709 With respect to the Respondents' claims that the Appellants requested that the Tribunal admit as expert evidence opinions of individuals who were not unbiased and independent, but advocates opposed to wind energy, the Appellants submit that "membership in an organization or generalized allegations is not the test". The Appellants submit that the Tribunal must consider the evidence regarding each witness and determine the weight to be given their testimony based on the facts; this is the normal approach.

710 With respect to the seven criteria respecting opinion evidence from the Goudge Inquiry Report put forward by Suncor, the Appellants state that the criteria assist the decision maker in analyzing expert evidence as part of its gatekeeping function. The Appellants submit that the Tribunal had performed this function and would continue to do so as it assessed all of the evidence presented by the Appellants, Respondents and Presenter.

711 Relying on *R. v. Deacon* (2006), 146 C.R.R. (2d) 140 (Ont. S.C.J.) and *R. v. Karabrahimovic* (2002), 2 Alta. L.R. (4th) 213 (Alta. C.A.), the Appellants argue that this approach does not include consideration of findings made by courts in previous hearings, such as in *McKinnon v. Martin* regarding Dr. Nissenbaum. *R. v. Karabrahimovic* states:

7. ... Cross-examination of a witness about whether the witness's testimony in previous proceedings was rejected or disbelieved is irrelevant and ought not to be permitted....

8. Sound policy reasons exist for not using a present trial as an opportunity to assess, or reassess, a witness's evidence in another, unrelated trial.

The most obvious problem is that what happened in the first trial, including the reasoning of the trier of fact in that trial, would not be known to the trier of fact in the second....

11. ...The rationale for the collateral evidence rule, that is to avoid mini-trials within trials on collateral issues, applies with equal force to cross-examining experts about the treatment of their testimony in prior cases.

712 The Appellants argue that this approach also does not include criticism of witnesses for considering the same test that the Tribunal will be applying, such as in the case of Dr. Hanning providing evidence respecting the test of "serious harm" that applies in this proceeding, when he had not addressed this test in others. The Appellants state that a primary purpose of expert evidence is to assist the Tribunal and that many experts called by both the Respondents and the Appellants gave evidence regarding serious harm. The Appellants submit that it is proper for the Tribunal to receive this evidence and weigh it, on the understanding that the Tribunal alone has the jurisdiction to decide the issue.

The Tribunal's Approach to the Qualification of Witnesses at the Hearing:

713 During the course of the Hearing, the Tribunal made specific rulings on the qualification of each proposed expert, as set out in the transcript of proceedings. In some cases, there were no objections. In other cases, the Tribunal considered the objections but nonetheless determined that the witness could provide opinion evidence in a given area of expertise. In some cases, the Tribunal considered the objections, allowed the opinion evidence to be put forth but pointed out that questions about the scope of a witness's evidence vis-à-vis the area in which the expert was qualified and the weight of that witness's opinion evidence would be considered by the Tribunal in light of any further submissions made by Counsel. The Tribunal's rulings on the admissibility of the proposed opinion evidence were made in the context of the relevant case law provided by Counsel as well as the *SPPA* which provides considerable flexibility on evidentiary matters. Section 15 of the *SPPA* states:

15 (1) Subject to subsections (2) and (3), a tribunal may admit as evidence at a hearing, whether or not given or proven under oath or affirmation or admissible as evidence in a court,

(a) any oral testimony; and

(b) any document or other thing,

relevant to the subject-matter of the proceeding and may act on such evidence, but the tribunal may exclude anything unduly repetitious.

(2) Nothing is admissible in evidence at a hearing,

(a) that would be inadmissible in a court by reason of any privilege under the law of evidence; or

(b) that is inadmissible by the statute under which the proceeding arises or any other statute.

(3) Nothing in subsection (1) overrides the provisions of any Act expressly limiting the extent to or purposes for which any oral testimony, documents or things may be admitted or used in evidence in any proceeding.

714 In one case, with respect to the Presenter, Mr. Palmer, the Tribunal reserved its ruling on qualification because the Parties had reached a practical agreement (given time constraints present in the Hearing) that his evidence would be admitted and that his expertise would be challenged on a later date. The issue respecting Mr. Palmer's qualification is discussed later in these reasons.

715 Much of the opposition to the qualification of most of the Appellants' expert witnesses focused on their affiliation with the SWV, and in particular the fact that the SWV assumes that wind turbines can generate adverse effects. Based on the limited information provided during the Hearing, the Tribunal did not find that affiliation with the SWV compromised the objectivity of the Appellants' witnesses. As noted by the Appellants, the Director freely admitted that it would not be appropriate to construct a large turbine right next to a residence. Thus, the fact that the SWV appears to assume that, generally speaking, there are adverse effects from turbines does not seem to differ from the Director's

position that some kind of setback is needed. The difference of opinion in this Hearing was really about how great a setback is needed. The Director and Suncor did not seek to promote a view that it was appropriate to have no setback at all. Given that, it follows that it would not be appropriate to disqualify expert witnesses on the simple basis that they are affiliated with the SWV, which assumes that there are some adverse effects.

716 Another aspect of the SWV's views was also the focus of some of the challenges to the qualification of the Appellants' witnesses, namely the SWV's view that there are no "authoritative" guidelines regarding wind turbines. Again, the differences of opinion on this issue did not constitute an adequate basis to disqualify witnesses associated with the SWV. The Tribunal heard evidence that the Province of Ontario and other jurisdictions do have guidelines, standards, and/or regulations regarding wind turbines. These documents are authoritative in at least one sense of that word, in that they were issued by regulatory authorities. However, the SWV appears to be using the word in another sense. Whatever the reason for the SWV's statement on the lack of authoritative guidelines, it was not of such significance that it would lead to the disqualification of witnesses.

717 On the basis of the evidence, an affiliation with the SWV did not appear to be grounds for a conclusion that the witnesses lacked objectivity. However, this was not the only factual basis for the Director's and Suncor's concerns about objectivity. The Director and Suncor pointed out that some of the Appellants' witnesses were the subject of heightened concerns about objectivity because of their involvement in local anti-wind turbine organizations. These are valid concerns in light of *Mohan* and the Practice Direction (especially section 9).

718 Given the novelty of the issues being raised in this proceeding and the relatively small number of individuals who have been involved in the recent research on health effects from turbines, the Tribunal found that it was appropriate to hear from these witnesses (especially given two of the most contested witnesses co-authored the Nissenbaum Study that was at the heart of the present appeals). Nevertheless, the Tribunal has kept in mind the relative objectivity of the various witnesses in reaching its conclusions on the evidence. The Tribunal notes that the Appellants did not respond in kind to the objections of Suncor and the Director by objecting to the qualification of the responding witnesses. The Appellants appropriately noted at the outset of the Hearing that some of the objections by Suncor and the Director could also apply to some of the Respondents' own witnesses. Based on the limited questioning in this area during the Hearing, the Tribunal acknowledges that the Appellants did have a valid point in this regard. Some of the witnesses put forward by the Respondents had some affiliation with pro-turbine organizations such as CanWEA and/or ventured into advocacy at some points in their testimony. In sum, there were issues of concern across several witnesses for all three Parties, but none of those concerns rose to a level where the Tribunal decided to disallow the expert evidence.

719 As noted in the Practice Direction: "Evidence that is influenced by the special interests of a Party may be received and considered, but the Tribunal may give this evidence little or no weight." In other proceedings, especially those that are without some of the time constraints present in this one or those involving areas of expertise for which more neutral experts are available, the Tribunal may determine that evidence that is unduly influenced by a Party's interests should be excluded. In this particular case, the Tribunal decided to hear evidence from witnesses that did not have the same degree of impartiality that other witnesses who appear before the Tribunal have, but this should not be taken as standard practice. While the Tribunal ruled, during the course of the Hearing, that each of the Parties' proposed expert witnesses could provide opinion evidence, the Tribunal wishes to draw attention below to some of the lessons learned in this Hearing given that it was the first Tribunal Hearing subject to the new legislated timeline.

720 Despite the flexibility provided by section 15 of the *SPPA*, the Tribunal is supportive of the recommendations of the Goudge Inquiry and the case law on expert witnesses, which was relied upon by the Director. Indeed, many of the observations found in the case law and in Commissioner Goudge's report are consistent with the Tribunal's existing Rules and Practice Direction.

721 The Tribunal wishes to point out some of Commissioner Goudge's other recommendations which form part of the context within which the Tribunal decides whether to admit expert evidence. For example, Commissioner Goudge also recommended in Chapter 18:

133 Judges should consider whether there are parts of the proposed expert evidence that are sufficiently reliable to be admitted and others that are not or which must be modified to be admitted.

136 a) A code of conduct for experts giving evidence in criminal proceedings should be created.

b) It should be incorporated into the criminal justice system. This may best be done through the introduction of practice directions and amendments to pretrial conference forms.

c) The code should provide that experts have a duty to assist the court on matters within their expertise and that this duty overrides any obligation to the person from whom they received instructions or payment.

d) Experts should be required to certify that they understand this duty as part of their reports and agree to be bound by the obligations contained in the code of conduct before giving evidence.

139 It will often be in the best interests of all concerned for expert witnesses to meet before trial to discuss and clarify their difference. In appropriate cases, judges, particularly pretrial judges, can encourage and facilitate such meetings between willing experts, without requiring that they take place.

722 In 2010, the Tribunal added a requirement in its Rules regarding an "Acknowledgement of Expert's Duty" form modeled after the form used in the civil courts. This approach is consistent with recommendation #136 of the Goudge Inquiry. With respect to recommendations #133 and #139, the Tribunal is supportive of these approaches in its standard hearings, where more time is available.

723 The timelines associated with appeals of *REAs* pose a challenge, however, to the Tribunal's ability to proceed in a manner that is completely consistent with recommendations #133 and #139. This Hearing provides an example of that challenge. Here, witnesses from several countries were brought together by the Parties on relatively short notice. Within the timelines associated with these types of appeals, the Parties worked diligently in producing witness statements and disclosing underlying data and reports. Even then, some witness statements were not available until partway through the Hearing.

724 The Parties all agreed to a detailed schedule of witnesses, assigning each one to a particular day in the Hearing calendar. In order to accommodate both the legislated timeline and the breadth of experts and evidence, the Tribunal accepted regular in-person testimony, written testimony, testimony by videoconference and testimony by audio conference. For this case, given the number of experts involved, the Tribunal could not readily schedule numerous meetings among witnesses nor carefully parse each witness statement to determine which paragraphs should be excised or be modified to better fit within a given expert's field of expertise. In this Hearing, it was actually more appropriate and efficient to hear contested evidence (especially since much of it was provided in advance in written form and a significant portion of the actual Hearing time was reserved for cross-examination) and then determine weight later than to regularly adjourn so as to allow witnesses to meet and for witness statements to be amended.

725 The Tribunal is fully aware that there were disadvantages to this approach. For example, it is clear that some witnesses occasionally strayed beyond the limits of their expertise and provided evidence that was beyond their true area of specialty. It is also clear that some witnesses gave their opinion on the ultimate question to be decided by the Tribunal rather than focusing solely on the evidence that the Tribunal should weigh in reaching its own conclusion on the ultimate question. Nevertheless, the Tribunal has been diligent in separating the wheat from the chaff in reaching the conclusions in this Decision. If a witness jumped to a conclusion on whether serious harm would stem from the project without providing an adequate basis for that general conclusion, then the Tribunal has considered that in reaching its own conclusions on the ultimate question.

726 In other cases, some aspects of the testimony appeared to be less than objective and strayed somewhat towards advocacy. The Tribunal adds that such issues arose with respect to witnesses from all Parties. In many ways, it was

probably unrealistic to expect that a stable of completely impartial witnesses could be called upon to testify on such novel questions as those that were raised in this proceeding. At present, there are studies and reports emanating from various sources that are actively involved in the debate about wind turbines. As compared to other fields of expertise, there are comparatively few sources of information. This is to be expected in a nascent situation such as this, especially where there is a tight timeline associated with the Hearing.

727 The Tribunal's generous approach to the admission of expert evidence in this Hearing should not be taken as an invitation for future Parties to ignore the Tribunal's Practice Direction or the relevant case law such as *Mohan*. The Tribunal is rarely faced with a case where so many experts in emerging areas of inquiry must be heard in such a short time. These appeals of Suncor's renewable energy approval had a relatively unique set of attributes. There is a regulated timeline, with which the Tribunal must comply. There is a legal test that calls for expert evidence. There is the potential, at least in this case, for novel opinions to be offered by experts in emerging fields. When all of those factors are looked at in totality, it became challenging for the Tribunal to obtain the expert assistance it needed to answer questions raised by the Appellants in the limited timeframe afforded without relaxing its gatekeeping role somewhat.

728 In hindsight, now that the evidence has all been heard, it is clear that some of the evidence heard during this Hearing was not useful to the Tribunal for a number of reasons. The Tribunal, using the latitude afforded by section 15 of the *SPPA*, determined that it was best to have all of the views of the Parties fully aired and tested in this Hearing given the novelty of the issues raised and the delays that would have ensued had the Tribunal taken an active role in parsing witness statements and requiring adjournments for the purposes of expert meetings. However, where more time is available to schedule a Hearing, or where the list of expert witnesses is more limited, the Tribunal will expect much better adherence to the dictates of the Practice Direction.

729 This Hearing was acknowledged to be an expedited novel case involving emerging areas on scientific inquiry and the Tribunal felt that the best approach was to err on the side of allowing contested evidence to be put forth by the Parties so that the Tribunal had a "full picture".

730 Without there being available a stable of more impartial witnesses for many of the lines of evidence heard in this Hearing, the practical alternative would likely have been to hear no evidence at all on some key issues. This "partial picture" approach would not have served the Parties or the Tribunal well in this particular case.

731 It is hoped that the legitimate debates surrounding the effects of turbines will spawn further independent research to the point that some of the challenges posed in this Hearing will be reduced over time. This Hearing was far from ideal in the sense that the level of objectivity and impartiality that the Tribunal prefers and that case law calls for was not always present. However, when dealing with issues as novel as those that arose in this Hearing, it may be unrealistic to expect the ideal to be readily available.

Opinion Evidence and the Role of a Presenter

732 At the Hearing held on March 2, 2011, prior to giving his presentation, the Presenter, Mr. Palmer, stated that he wished to present factual evidence to the Tribunal. He indicated that he holds an engineering degree from the University of Toronto, has been a licensed professional engineer since 1973 and holds a Professional Engineers of Ontario Certificate of Authorization to serve the public in the areas of public safety. He stated that he served as the nuclear safety manager at the Bruce A Generating Station and was part of the team who performed the risk assessment for the restart of Units 3 and 4. He also conducted performance assurance evaluations at different nuclear stations in Canada, namely Darlington, Pickering and Bruce. He stated that he has given presentations on sound assessment for wind turbines at conferences in France in 2007, Denmark in 2009, and will make a presentation in Italy in 2011. He indicated that he is a senior member of the Institute of Electrical and Electronics Engineers and a member of the Canadian Acoustical Association.

733 Shortly after Mr. Palmer began his testimony, the Appellants suggested that Mr. Palmer could potentially be qualified as an expert in certain areas. Mr. Palmer stated that he wanted to provide "factual evidence" (as he understood

the meaning of that phrase). However, from a legal standpoint, it was arguable that at least some of what he wished to present was opinion evidence. The Appellants requested that Mr. Palmer be allowed to give his presentation and that prior to cross-examination, the Parties would indicate whether any of them is asking that the Tribunal recognize him as an expert. If so, the Parties could ask him questions about his qualifications during the cross-examination portion. On being questioned by the Tribunal on the nature of his intended evidence, Mr. Palmer eventually clarified that he wished to provide expert evidence.

734 The Director submitted that Mr. Palmer should not be recognized as an expert witness. Although he is qualified as a professional engineer, he has no professional expertise with respect to wind turbines. Therefore, the Director submitted that Mr. Palmer is not in a position to offer credible opinions with respect to public health and safety issues in connection with wind turbines. The Director proposed that his presentation be viewed as merely that of a concerned citizen, not an expert. Finally, the Director submitted that Mr. Palmer is a known wind turbine activist with strong ties to Wind Concerns Ontario ("WCO"). He has made numerous representations to various government bodies and agencies regarding wind turbines. The Director submitted that his presentation should be taken as that of an advocate. If he were to have testified as an expert, the Director submitted he should have been called by the Appellants.

735 Suncor initially objected to the procedure proposed by the Appellants, on the grounds that it would undermine the Tribunal's Rules with respect to expert evidence, disclosure and timing. Suncor argued that Mr. Palmer expected to be qualified as an expert, but that his approach was not the proper way to do it. Suncor submitted that he was granted status as a Presenter and he stated at the beginning of his presentation that he intended to provide facts to the Tribunal. However, he went on to say that he would provide his view on risk assessments and was therefore attempting to qualify himself as an expert in risk and noise assessment and wind turbines. Suncor pointed out that Mr. Palmer had not filled out a Form 5, Acknowledgment of Expert's Duty, which is required by the Tribunal's Rules. Suncor stated that it objected to the matter going any further.

736 Following a brief break in the Hearing on March 2, 2011 and after conferring with Mr. Palmer, the Parties agreed that Mr. Palmer's testimony could be presented, followed by that of the witness called by Suncor with respect to the issues raised by Mr. Palmer and to deal with the issue of qualification at the next Hearing date (March 4, 2011). The Parties requested that Mr. Palmer provide a more complete resume, as well as a completed Form 5 prior to the next Hearing date. The Tribunal found this approach to be satisfactory so that the Hearing schedule would not be disrupted by the timing of Mr. Palmer's decision on the nature of his intended evidence (i.e., whether it was purely factual evidence or whether it contained opinion evidence).

737 The Form 5 filed by Mr. Palmer indicated that he sought to provide expert opinion evidence as a Professional Engineer and holder of a Certificate of Authorization in the professional activity areas of operations, public safety, risk assessment and environmental assessment related to the electrical power generating system. He sought to give expert opinion evidence on evaluating operation of electrical generating systems, including wind turbines and the nuclear generating system, advising and reporting to the Tribunal information specific to the safeguarding of life, health, property and the public welfare requiring the application of engineering principles of risk assessment, evaluation of operating experience and monitoring of acoustical information.

738 Suncor submitted that a Presenter should not be eligible to be qualified as an expert under the Tribunal's Rules, which are silent on this issue. Suncor pointed out that the role of a Presenter is set out in Rules 70 and 71. Rule 70 states that a Presenter may be a witness, may be questioned by the Parties, provide the Tribunal with a written statement and upon request, receive a copy of documents. Suncor submitted that Rule 70 does not state that a Presenter may be an expert or opinion or technical witness. Suncor further pointed out that the Tribunal's Practice Direction for Technical and Opinion Evidence states that its purpose is to assist parties, their representatives and their witnesses who will give scientific, technical and opinion evidence to prepare for the Hearing and present evidence to the Tribunal, not to assist presenters to be expert witnesses.

739 Suncor submitted that, if Mr. Palmer were being tendered as an expert witness for a Party, which he is not, the issues to look at include independence, objectivity and expertise. Suncor argued that Mr. Palmer does not have the expertise necessary to be qualified as an expert with respect to risk assessment or the assessment of noise from wind turbines. Suncor stated that Mr. Palmer admitted that he has no formal training in acoustics and has never published any peer-reviewed journal article dealing with acoustics or risk assessment. His only experience with risk assessments relates to training staff to perform risk assessments on the Bruce A and Candu nuclear systems. Suncor noted that Mr. Palmer admitted that he has never been retained to prepare a risk or noise assessment for a wind turbine.

740 Suncor submitted that in his testimony, Mr. Palmer demonstrated a lack of familiarity with some of the results presented by Dr. Heraud. Suncor submitted that Mr. Palmer's presentation did not take into account all the relevant facts and data and that he did not bring to the Tribunal the benefit of all the data and proper calculations. Suncor further submitted that Mr. Palmer was not familiar with the renewable energy approval and made his calculations based on an outdated map.

741 With respect to his independence and objectivity, Suncor pointed out that Mr. Palmer testified that he is an "advocate for the truth", but that nowhere in his written submission was it mentioned that he lives 6 km from a 110 wind turbine wind farm, 54 of which he can see from his property. Suncor also stated that Mr. Palmer failed to fully disclose in his written submission how his evidence was treated in at least one of five Ontario Municipal Board ("OMB") hearings in which he was involved. Suncor also stated that Mr. Palmer's written submission failed to reveal that he was a researcher for WCO.

742 Suncor submitted that Mr. Palmer does not have the required independence and objectivity to be qualified as an expert before the Tribunal, nor does he have the expertise required. Suncor argued that Mr. Palmer has had the opportunity to present his materials, which is what he sought to do when he first sought status from the Tribunal in January. Suncor submitted that it was not until Mr. Gillespie's "motion" on March 2, 2011 that the idea emerged that Mr. Palmer could be qualified as an expert, and not merely a concerned citizen. Suncor's position is that the motion (if that is what Mr. Gillespie's interjection was) should be denied. Suncor indicated that Mr. Palmer's presentation is before the Tribunal and that the Tribunal may accord it the appropriate weight, but not the weight of an expert witness.

743 The Director indicated that originally, he did not object to Mr. Palmer being given Presenter status as a concerned member of the public, although the Director lodged an objection to Mr. Palmer being accorded expert witness status. The Director continued to stand by that objection. The Director submitted that Mr. Palmer's evidence is not relevant to the Hearing and he cannot be said to be unbiased. Further, he said, Mr. Palmer has no formal training in noise or acoustics, other than a course at a conference taught by Dr. Leventhall. The Director pointed out that Mr. Palmer has never had a regulatory body in Ontario accept or approve a noise assessment or report he has prepared, nor has he been retained to provide professional engineering services respecting noise, acoustics or risk assessment for wind turbines.

744 The Director submitted that much of Mr. Palmer's presentation attempted to give an opinion on noise and risk assessment regarding wind turbines but that he does not have the requisite expertise to provide such an opinion. The Director also submitted that Mr. Palmer has not demonstrated that he is unbiased. The Director stated that Mr. Palmer is a member of Wind Concerns Ontario, an activist group opposed to wind turbine development in Ontario. The Director also stated that Mr. Palmer has had the status of an appellant who tried to prevent the development of wind turbines in the Kincardine area in an OMB hearing.

745 The Director stated that, with respect to whether a Presenter could ever be qualified as an expert witness, there could be an appropriate circumstance in the future where a Presenter has specific and unique professional experience and qualifications relevant to a hearing and where none of the parties has brought forward any experts with that expertise. The Director stated that this is not the circumstance here, where, for example, on the subject of noise, the Appellants have called Drs. Thorne and Shepherd and the Director and Suncor also intended to tender expert witnesses in the relevant areas. Therefore, the Director argued, Mr. Palmer's evidence is not needed for the Tribunal to make a fully informed

decision. The Director submitted that Mr. Palmer has not presented facts, but an interpretation of facts which is an opinion that only an expert can provide. The Director argued that Mr. Palmer does not have the expertise to do so in an unbiased way.

746 The Appellants addressed the issue of a Presenter as an expert. In their submission, nothing in Rules 70 and 71 precludes this. They submitted that the word "witness" is often used interchangeably to refer to people with lay or factual information as well as expert information, so that the word encompasses both concepts.

747 The Appellants submitted that Mr. Palmer fits fully within the ambit of the roles and responsibilities set out in Rules 70 and 71. Even that were not the case, Rule 1 states that the purposes of the Rules are to provide "a fair, open accessible and understandable process". The Appellants argued that permitting Mr. Palmer to give expert evidence falls within those purposes. Further, Rules 4 and 5 deal with interpreting the Rules to secure the just, most expeditious and cost effective determination and departing from the Rules or waiving them. The Appellants submitted that the Tribunal has the ability to give effect to the purpose of the Rules by permitting Mr. Palmer to testify.

748 The Appellants disagreed with Suncor that the Appellants made a "motion" for Mr. Palmer to be permitted to testify as an expert. They stated that Mr. Gillespie spoke on this issue as an officer of the court and as a matter of procedure, pointing out to the Tribunal and to Mr. Palmer, who is not trained as a lawyer, that there may be an issue to be addressed before the evidentiary portion of his presentation began. They stated that their position is consistent with the approach taken throughout the proceeding that the process should express the purposes of the Rules and be inclusive, not exclusionary.

749 Finally, the Appellants pointed out that they have indicated from the outset that Mr. Palmer's submissions would be different from the evidence provided by the Appellants and that is why there was no safety or risk assessment expert called by the Appellants. His evidence is different from that of Mr. James or Dr. Thorne, dealing with different measurements taken at different times in different ways in different places. The Appellants stated that they have worked to ensure that there is no duplication of evidence.

750 The Appellants stated that they support in principle Mr. Palmer's inclusion in this proceeding as a Presenter and his request to be identified as an expert, leaving him to make whatever submissions he feels are appropriate.

751 Suncor submitted that the Appellants chose not to call a witness on the issues of ice throw and blade failure that they included in their Notices of Appeal and have stated that they rely on Mr. Palmer's presentation in support of that ground of appeal. Suncor, therefore, took issue with Mr. Gillespie's characterization of his interjection on the nature of Mr. Palmer's evidence.

752 Mr. Palmer stated that he wrote to the Tribunal in December indicating that he believed that he was in a unique position to be able to help the Tribunal in making a difficult decision. He stated that when he appeared before the Tribunal at the Preliminary Hearing, he told the Tribunal that it was his intent to give factual evidence. Mr. Palmer explained that, in his mind, which is not a legal mind but an engineering mind, he was differentiating between factual evidence, where he could say a pathway derives an end result, from an opinion based on personal tastes and likes.

753 On that basis, he stated that he wished to present factual evidence. He explained that he held that understanding honestly.

754 He further explained that holding himself out as an expert created conflict with his personal beliefs about acting humbly. He indicated that in the course of the discussion about expert evidence, he understood the persuasive nature of expert opinion and also that he ought to use his talents to help people. On that basis, he presented material to the Tribunal to assist it, putting things in an understandable format. Mr. Palmer disagreed that he is not an expert in risk assessment, commenting that there is operating today 1600 MW of nuclear generation based on his sign-off.

755 Mr. Palmer stated that the expertise he has tried to bring to the Tribunal is to look at the material that has been presented and comment on whether it makes sense, much as he did when he provided input into the risk assessment of nuclear facilities. He submitted that he has shown that the input does not match the output with respect to the expert evidence he examined. He also stated that the expertise he brought to the Tribunal was that for which he was often selected to train others, namely his ability to put material into a form that could be understood with respect to the issues of blade stress, wind shear and sound frequency. He eventually understood that he could only provide this assistance as an expert.

756 Mr. Palmer stated that he responded on cross-examination that he had never been paid to do this work; he explained that he has done it independently because he believed the work needed to be done and that he could provide input into it. As to his qualification and capability to do that work, Mr. Palmer asked the Tribunal to read the written material he filed with the Tribunal in order to assess his qualifications. He submits that the proof is in the work that he produced.

757 Mr. Palmer submitted that he has a unique background in doing risk assessment and in looking at electrical generating systems; in the course of that, he has background in recognizing where there are common threads to disasters. He explained that he audited an acoustics course, so that he has similar qualifications to any Canadian acoustical engineer. He admitted that he does not have detailed experience in using the Monte Carlo analysis (which was used by Dr. Heraud), since a different technique is used in his industry. Finally, Mr. Palmer stated that he tried to add value to the Tribunal in a professional and honest manner.

Findings on Opinion Evidence and the Role of a Presenter

758 Suncor argues that the Tribunal's Rules of Practice and, in particular, Rules 70 and 71, and its Practice Direction for Technical and Opinion Evidence, do not provide for a Presenter to give expert opinion evidence before the Tribunal.

759 The Director admits that there could be an appropriate circumstance in the future for qualification of a Presenter as an expert witness where he or she has specific and unique professional experience and qualifications relevant to a hearing and where none of the parties has brought forward any experts with that expertise.

760 The Appellants argue that nothing in Rules 70 and 71 precludes a Presenter from being an expert witness. They submit that the word "witness" encompasses those with lay or factual information as well as expert information. They also argue that the Tribunal's powers under Rules 4 and 5 to liberally interpret the Rules and waive or depart from them could be employed in this regard so as to give effect to the purposes of the Rules to provide a fair, open, accessible and understandable process. In other words, they argue for an inclusive approach.

761 The Tribunal agrees with the Appellants and the Director. The words of Rules 70 and 71 do not expressly preclude a Presenter from being an expert witness. The Tribunal also agrees with the submission of the Director that, in the absence of expert evidence from the parties, a Presenter might fill that gap.

762 The Tribunal recognizes that the Practice Direction addresses the more typical situation of an expert witness called by a Party. However, most of its provisions could be applied equally to the situation of a Presenter giving expert evidence, including the compliance provisions in section 15 of the Practice Direction, with the exception of section 15(f). Moreover, the Tribunal notes that the prohibition in Rule 71(e) against a Presenter making oral and written submissions (as opposed to evidence) to the Tribunal at the commencement and end of a hearing (i.e., advocating a position) accords with the requirement in the Practice Direction that an expert witness must never assume the role of an advocate.

763 In conclusion, the Tribunal is of the opinion that its proceedings ought to be inclusive and accord with the requirement of the *SPPA* that the Act and a tribunal's rules must be liberally construed to secure the just, most expeditious and cost-effective determination of every proceeding on its merits. In appropriate circumstances, a Presenter may be qualified to give expert evidence.

764 For the following reasons, the question of whether it is appropriate to qualify Mr. Palmer as an expert witness in this particular proceeding is essentially moot and does not need to be decided. As noted above, as proposed by the Parties, the Tribunal heard Mr. Palmer's full evidence and then received submissions on his qualifications later. The Tribunal has also heard from expert witnesses who testified in the fields raised by Mr. Palmer. It is quite clear that, even if the Tribunal were to accord Mr. Palmer's evidence full status as expert evidence, there is no question that the Tribunal heard much more detailed and convincing evidence on the issues raised by Mr. Palmer from the other relevant witnesses. As set out below, the Tribunal has been able to reach clear conclusions on the issues raised by Mr. Palmer without having to decide whether his evidence should be considered expert evidence. In sum, even if the Tribunal were to treat Mr. Palmer's evidence as expert evidence, the best that can be said of it is that Mr. Palmer provided evidence of some "risks" of harm that fall well below the statutory test applicable to this proceeding. For example, Mr. Palmer pointed out several risks associated with workers or members of the public being harmed by various sorts of accidents involving turbines. There is no doubt that these risks are present and that, looking at the wind turbine industry in totality, some of these risks are periodically actualized. However, the various harms, collectively or individually, do not occur commonly enough such that it is expected that they "will" occur at this particular facility consisting of eight turbines.

765 As set out below, Mr. Palmer raised valid concerns about public safety and occupational safety that should be considered in wind turbine and health and safety regulations. They are not concerns that lead to a conclusion that this project "will" harm human health, however. The Tribunal wishes to add that this conclusion is not meant to be taken as a criticism of Mr. Palmer. Mr. Palmer is very qualified in the many areas in which he has worked over his long career and came to the Hearing with a genuine belief that he would be able to add value to the proceeding by providing evidence in an easy-to-understand manner. Presumably, at the time he became interested in this proceeding, he did not know who else would be testifying on the issues he sought to raise. In the end, the Tribunal has determined that the Parties' specific experts qualified in the areas touched on by Mr. Palmer provided the most complete and accurate evidence in this Hearing. This should come as no surprise given the fact that the expert witnesses in question have more direct and extensive experience in the relevant fields.

Discussion, Analysis and Findings on Main Issues Regarding Factual and Opinion Evidence:

766 The Central issue is whether engaging in the Project in accordance with the REA will cause serious harm to human health. The following sub-issues were addressed by the Parties:

Issue #1(a): Will the project as approved cause serious harm to human health of non-participants?

Overview of Parties' Positions

767 The Appellants' position is that the REA for the Kent Breeze Project should be revoked because the project as approved will cause serious harm to human health. The Appellants submit that considered in its entirety there is compelling evidence that supports this position. The Appellants submit that although the precise mechanism for the health effects is not known, there are a number of plausible pathways including audible noise, amplitude modulation, low frequency noise, infrasound, visual impact, and shadow flicker. The Appellants submit that there is uncontradicted evidence that some people living near the Kent Breeze Project will be annoyed by the wind turbines. They submit that annoyance is an adverse health effect which can lead to serious harm to health. The Appellants submit that the serious harm that will result from exposure to the wind turbines at Kent Breeze will be indirect health effects such as sleep disturbance, headache, tinnitus, ear pressure, dizziness, vertigo, nausea, visual blurring, tachycardia, irritability, problems with concentration and memory, and panic episodes.

768 The Director's position is that the Kent Breeze Project operating in accordance with the REA will not cause serious harm to human health and the Appellants have failed to prove otherwise. The Director submits that the evidence raised by the Appellants is partial and unreliable and should not be given weight by the Tribunal. The Director acknowledges that the evidence could support a conclusion that sound from wind turbines may be annoying to a small percentage of

exposed people and that this annoyance may cause stress in a few highly sensitive and susceptible individuals. However, it is the Director's position that this annoyance is caused more by the individual's attitude toward the sound than to the actual sound level alone. The Director submits that the Appellants have not established that the annoyance and stress which some susceptible individuals may experience will cause serious harm to human health. The Director submits that annoyance and stress are not equivalent to serious harm to human health.

769 Suncor also takes the position that the Appellants have failed to establish that engaging in the Kent Breeze Project in accordance with the REA will cause serious harm to human health.

770 Suncor submits that the Kent Breeze Project presents no risk of direct health effects to residents, as the noise levels generated by the Kent Breeze turbines will be below the levels which are known to cause direct health effects. Suncor submits that the published, scientific peer-reviewed evidence demonstrates that at the noise levels approved for Kent Breeze indirect effects are minor. Suncor further submits that this literature does not support a conclusion that the Kent Breeze Project will cause serious harm to human health.

Submissions on Tower collapse, blade failure/throw, ice fall/throw

771 In their Notices of Appeal the Appellants identified concerns related to "ice throw/fall and turbine failure." The Appellants did not call evidence on these matters and initially relied on Mr. Palmer's evidence, which is summarized in the "Summary of Evidence" section above. In closing submissions, the Appellants state that, at the time that the appeals were filed, the assessments by Dr. Heraud and Dr. Holley had not yet been conducted. The Appellants take no issue with the conclusions of these witnesses and provide no other submissions on these matters.

772 Suncor submits that the expert evidence of Dr. Heraud establishes "that there is no significant risk of ice being thrown on the public at the project, that the project will not present any significant safety risk to the public from ice being thrown or dropped by the wind turbine, and that the project will not present any significant risk for the safety of the public due to blade throw or tower collapse." Suncor relies on the evidence of Dr. Holley to conclude that the ice throw setback distances at Kent Breeze are appropriate and will not result in serious harm to human health. Suncor notes that the Appellants take no issue with the expert evidence on these matters and submits that Mr. Palmer's presentation demonstrates a lack of expertise and understanding of these matters, such that it should not be relied upon by the Tribunal. Suncor submits that ice throw/fall, blade throw/fall, or tower failure/collapse at Kent Breeze will not cause serious harm to human health.

773 The Director submits that Mr. Palmer has not demonstrated that the Kent Breeze Project will cause serious harm to human health due to ice throw and turbine failure. The Director submits that "Mr. Palmer lacks the specific professional credentials that would allow him to challenge the technical and scientific evidence put forward by Suncor demonstrating that there is no significant risk of either of these events occurring at the Kent Breeze site." The Director submits that the deaths from wind turbine accidents referred to by Mr. Palmer can mostly be described as industrial accidents involving workers in maintenance or operational capacities. The Director submits that these accidents do not support the conclusion that serious harm to human health will result from the Kent Breeze Project. The Director relies on the evidence of Dr. Heraud and Dr. Holley to conclude that there is no risk of serious harm to human health from ice throw or turbine failure at the Kent Breeze Project.

Findings on Tower collapse, blade failure/throw, ice fall/throw

774 Regardless of whether Mr. Palmer's evidence is considered to be expert opinion evidence or not (a finding in that regard is unnecessary, as noted above), the best evidence in the areas of tower collapse, blade failure/throw, and ice fall/throw came from Dr. Heraud and Dr. Holley, who have considerable expertise in the areas touched upon by Mr. Palmer. Mr. Palmer did provide evidence of some "risks" of harm associated with accidents or structural hazards involving turbines, which is a point that is generally acknowledged (as in the CMOH Report). The Tribunal finds that these risks are present if one looks at the wind turbine industry in total, as Mr. Palmer did. However, Dr. Heraud's

statistical analysis of the expected rate of such accidents demonstrates that the risks are very low at a given site. The risks, collectively or individually, do not occur commonly enough to lead to the conclusion that serious harm to human health from such risks "will" occur at this Project, which involves eight turbines.

Submissions on Shadow flicker

775 The Appellants submit that shadow flicker is one of the plausible mechanisms by which exposure to IWT's can cause serious harm to health. The Appellants submit that wind turbine shadow flicker has the potential to induce photosensitive epileptic seizures. However, they acknowledge that the risk is low with large modern turbine models and proper planning. The Appellants submit that the evidence of Dr. McMurtry and Dr. Mundt indicates that "detailed shadow flicker modeling during the design stage of a wind turbine project is considered a best engineering practice to ensure human protection from shadow flicker health impacts." The Appellants note that O.Reg. 359/09 does not address shadow flicker and although the Project Consultation Report states that a shadow flicker assessment will be undertaken, there is no evidence that a detailed assessment was conducted for the Kent Breeze Project. The Appellants also submit that shadow flicker may cause annoyance and stress.

776 The Director and Suncor both submit that the evidence shows that shadow flicker will not be an issue at the Kent Breeze Project because the maximum frequency of the Kent Breeze turbines will be well below the flicker frequencies (above 3 Hz) that are known to induce photosensitive epileptic seizures. Suncor relies on the evidence of Dr. Ollson and the Director relies on the CMOH Report and the Consultation Report prepared by Suncor. The Director notes that the Consultation Report prepared by Suncor provides for mitigation measures to deal with flicker nuisances should unexpected situations arise. The Director and Suncor submit that the Appellants have not provided any evidence that the Kent Breeze Project will result in shadow flicker that causes serious harm to human health.

Findings on Shadow flicker

777 Shadow flicker as a mechanism causing serious harm to health was not a primary focus for the Appellants. Some evidence was presented to explain that wind turbine shadow flicker could cause a number of human health issues, including photosensitive epileptic seizures. However, little, if any, evidence was given with respect whether shadow flicker at the Kent Breeze Project will cause serious harm to human health.

778 The Appellants state that detailed evidence cannot be given because a detailed assessment has not been done for the project. Despite the lack of a specific study, the Appellants have not provided any basis to suggest there is any specific reason why shadow flicker is a concern at the Kent Breeze Project. The Appellants acknowledge that there is a relatively low risk with proper planning and depending on the type of wind turbine that is installed. There is no evidence that there are particular factors or a convergence of factors to suggest that shadow flicker will cause serious harm to human health at the Kent Breeze Project.

Submissions on Noise

779 The Appellants submit that noise from wind turbines is unique from other sources of industrial noise. They submit that wind turbine noise possesses unique characteristics, including amplitude modulation, lack of night-time abatement, low frequency noise, infrasound and tonality. The Appellants state that expert witnesses called by the Appellants and the Respondents acknowledge that it is these unique characteristics that contribute to the annoyance and/or stress and/or sleep disturbance and/or other related adverse health effects experienced by people living near wind farms. The Appellants submit that in order to protect humans from adverse effects the following standards are required: a 5 dB penalty for amplitude modulation and a 5 dB penalty for tonal noise and lower guideline limits for noise with low frequency components. The Appellants submit that there is no evidence that the effect of these unique characteristics was considered in issuing the REA. The Appellants submit that as there has been a failure to consider these characteristics and apply the appropriate penalties, uncertainties and corrections, the noise modeling performed for the REA does not reflect the "worst case scenario."

780 The Appellants note that it was acknowledged by all witnesses except Dr. Ollson that the WHO 2009 Night Noise Guidelines for Europe were developed based on research related to road, rail and air transportation noise and not wind turbine noise. The Appellants submit that "given the unique characteristics of IWT noise, it appears clear that an examination beyond that offered in the 2009 Guidelines of the specific impacts of IWT noise on human health is required."

781 The Appellants submit that there is no evidence that human health will be protected at the sound pressure levels approved in the REA. Rather, the Appellants submit that "the best available evidence on IWTs suggests that at the allowable noise limits permitted for this Project serious adverse health effects will occur." The Appellants submit that this is strengthened by the fact that in developing the 2008 Noise Guidelines for Wind Farms and O.Reg. 359/09, the MOE relied only on acoustical engineers and did not consult anyone with a medical or health background.

782 The Director submits that the Appellants have not shown that sound from wind turbines is unique or that it has any particular qualities that will cause serious harm to human health. The Director submits that the evidence shows that the noise assessment for Kent Breeze was performed according to the MOE's Noise Guidelines and O.Reg. 359/09 and was based on a worst case scenario. The Director submits that the additional penalties, uncertainties and corrections raised by the Appellants are not required or necessary for the noise modeling of the Kent Breeze Project. The Director submits that the Project is designed and approved to operate at a maximum level of 40 dBA, which is consistent with the recommendations of the WHO Night Noise Guidelines and the Appellants have provided no convincing evidence that the Project will exceed these limits.

783 Suncor submits that the Kent Breeze Project as approved will not exceed a sound level of 40 dBA at the receptors. Suncor states that the predicted noise levels are based on conservative modeling and reflect the worst case scenario. Suncor submits that any additions or corrections to the predicted noise levels raised by the Appellants are not required by the MOE Noise Guidelines, the ISO 9613-2 standard or industry practice.

Submissions on Direct Health Effects

784 The Appellants do not contest the Respondents' evidence that sound from wind turbines does not pose a "direct" health risk to humans, such as hearing loss, at the receptor distances proposed for the Kent Breeze Project. What the Appellants take issue with, however, is the lack of consideration of the "indirect" effects of wind turbine noise on human health, including annoyance, stress, and sleep disturbance. The Appellants state that the two major reports relied on by the Respondents (the CMOH Report and the AWEA/CanWEA Report) are limited to consideration of direct effects only.

785 The Director submits that the Appellants have not presented any direct evidence of harm to human health caused by exposure to wind turbines. The Director relies on the CMOH Report and its conclusion that the available scientific evidence does not establish a direct causal link between exposure to wind turbine noise and adverse health effects.

786 Suncor submits that "the peer-reviewed scientific evidence is clear that the audible noise from wind turbines is of too low an energy level to cause any harm to human tissue or any direct adverse physiological effects." In particular, Suncor submits that there is uncontradicted evidence that for noise levels to cause direct effects, they must be higher than 55 dBA. Suncor states that the REA limits noise levels at receptors to 40 dBA, and therefore, there is no evidence that anyone is at risk of direct health effects from the Kent Breeze Project.

Findings on Direct Health Effects

787 All Parties are in agreement that direct impacts such as hearing loss will not be caused by the Project. The Tribunal finds that the evidence does not show that engaging in the Project will cause serious harm to human health with respect to direct impacts such as hearing loss.

Submissions on Indirect Health Effects

788 The Appellants submit that the WHO definition of health is widely accepted and clearly requires that "indirect" effects be considered. They state that the indirect pathway for noise effects on human health includes annoyance, stress and sleep disturbance. The Appellants submit that they are not required to prove which precise mechanism causes the harm to human health from exposure to wind turbines and that demonstrating cause and effect is sufficient. The Appellants refer to the example of cigarettes and smoking where legislators did not require that the precise mechanism that causes cancer be determined, whether it be the tar or the nicotine or the smoke, before taking action to protect human health. The Appellants submit that "there is a large body of evidence that supports the conclusion that exposure to IWTs causes indirect effects that harm human health."

789 The Appellants state that based on the Appellants' and Respondents' evidence, it has been acknowledged that annoyance is a health effect and that IWT noise is more annoying than other sources of noise at comparable sound levels. The Appellants state that the symptoms associated with noise annoyance include insomnia, headache, pressure in the ears or head, dizziness, nausea, eye strain, fatigue, distraction, nose bleeds, feeling vibration, muscle spasms, palpitations, skin burning, stress and tension. The Appellants state that although the Respondents' experts have not accepted these symptoms as a specific "wind turbine syndrome" as described by Dr. Pierpont, they have accepted them as the symptoms of noise annoyance generally. The Appellants submit that these symptoms of annoyance and stress are serious harm to human health. They state that "the serious nature of annoyance in relation to IWT exposure at the Project is the prolonged nature of the exposure, in the home environment, to a particularly annoying type of noise even at the approved sound levels."

790 The Appellants submit that the evidence from the Appellants and the Respondents establishes that a percentage of the population exposed to the Kent Breeze Project will be annoyed by the wind turbines. The Appellants submit that, based on the Pedersen et. al. studies, the numbers of people expected to be annoyed by wind turbines at the sound levels predicted for Kent Breeze is not trivial, minor or small. The Appellants submit that the evidence demonstrates that exposure to both noise and visual impacts of wind turbines can cause annoyance.

791 The Appellants submit that the evidence of the Appellants and the Respondents indicates that some people report sleep disturbance from exposure to IWTs at sound pressure levels and/or setback distances to which people will be exposed at the Kent Breeze Project. The Appellants state that there is evidence that exposure to both low frequency noise and amplitude modulation causes sleep disturbance. The Appellants submit that the evidence shows that exposure to wind turbines can also cause adverse impacts to mental health and reduced quality of life.

792 The Appellants submit that there is a large amount of evidence that supports a finding of legal causation, including case reports, case crossover data, and population-based studies. They argue that when all of the available information is considered in its entirety, it provides compelling evidence of a causal link between wind turbine exposure and health effects. The Appellants submit that the Nissenbaum Study is part of this compelling evidence. The Appellants submit that this Study is directly relevant to the matters before the Tribunal because it looks at mental health and sleep effects related to distance from wind turbines at the same distances approved for Kent Breeze.

793 They state that the Study assists in establishing causation because its results meet the criteria for judging causation. Specifically, they refer to the following results which were observed in the Study: time sequence of effects where the symptoms worsened following the operation of the wind turbines; associations between distance to IWTs and health outcomes which were both statistically significant and clinically relevant; and a consistent dose-response relationship at two unique wind farm sites.

794 The Appellants refer to the opinions of Dr. Aramini and Dr. Wilson that the Study provides evidence of a causal relationship between IWT distance exposure and adverse health effects. The Appellants note that the exposure distances in the Study are similar to those at the Kent Breeze Project.

795 Further, the Appellants submit that the Study's findings of abnormal mental health scores, abnormal sleep quality scores and abnormal daytime sleepiness scores in those living close to the wind turbines constitute serious harm to health. In addition, the Appellants state that Dr. Aramini's model applying the Study results to the Kent Breeze Project found that the predicted number of residents at risk for diagnosed depression is well above the known proportion at risk in the general population. They state that this is further evidence that serious harm will be caused at the Kent Breeze Project.

796 The Appellants note that the Study's authors do not disagree with the Respondents' witnesses about the potential sources of bias in the Study. However, they say the important consideration is whether these sources of bias can explain the observed results. The Appellants rely on Dr. Aramini's and Dr. Wilson's evidence that an analysis of the data indicates that it is unlikely that the observed dose-response relationships can be explained by bias alone. The Appellants note that there is a point of contention whether the application of the Bonferroni correction to the Study results is appropriate. However, they submit, even if it were applied, important findings would still be considered statistically significant.

797 The Appellants submit that the evidence of Dr. Phillips and the WHO 2009 Night Noise Guidelines demonstrate that it is appropriate to rely on self-reported evidence of serious health effects from wind turbines. The Appellants submit that "adverse event reporting is a cornerstone of identifying new health risks." The Appellants state that such evidence has been presented in the Nissenbaum Study, the Pedersen et. al. studies and Dr. McMurtry's evidence on the self-report based case studies of residents living near wind turbines in Ontario and globally. The Appellants submit that several of the case studies also provide case-crossover data which provides additional convincing evidence of causation.

798 The Appellants submit that, because wind turbines are a new source of community noise, the available evidence is not yet fully contained in the peer-reviewed literature. The Appellants submit that non-peer-reviewed reports should not be automatically dismissed because, irrespective of peer-review, the foundation data remains the same and "such a dismissal of evidence would also be contrary to the adverse event reporting systems relied on by pharmaceutical regulators... and contrary to basic principles of public health..."

799 The Appellants submit that the literature reviews conducted by their witnesses were more comprehensive than the literature reviews conducted and relied on by the Respondents' witnesses. The Appellants state the Respondents' reviews did not include many of the numerous available case reports and were confined solely to health effects occurring through a direct pathway.

800 The Appellants state that "the evidence of adverse health effects from wind farms is consistent across different study types, countries, topography and turbines." The Appellants submit that this consistency and the sheer volume of adverse event reports make the evidence of adverse health effects more compelling. The Appellants state that this evidence includes case reports by Dr. Harry, Dr. Phipps, Dr. Thorne, Dr. Pierpont, the Windvoice Survey, Dr. McMurtry's personal interviews, submissions to an Ontario Standing Committee from residents near the Ripley Wind Farm, the Pedersen et. al. studies, the Nissenbaum Study, and Dr. Shepherd's research. The Appellants submit that "the evidence when considered as a whole demonstrates consistent observations of health effects in relation to exposure to IWTs in terms of modeled sound pressure levels and distance. These effects are occurring at setback distances and modeled sound pressure levels to which residents living near the Project will be exposed." The Appellants submit that because the science is not settled regarding the precise mechanisms and pathways contributing to the observed serious health effects, it is necessary to rely on the best health evidence available to predict future harm. The Appellants submit that this includes relying on a limited number of studies and/or studies that are not formally peer reviewed.

801 The Appellants submit that they "have provided large amounts of evidence of serious health effects that is directly relevant and applicable to the Project. There are numerous examples of the application of IWT/health evidence to the specific circumstances of the Project. Furthermore, specific receptors that will be subject to impacts have been clearly identified." This evidence includes the predictions of the Appellants' experts that were specific to the Kent Breeze Project and their experts' opinions that the Kent Breeze Project will cause serious harm to human health. Further, the Appellants state that "the Respondents have provided no evidence to suggest that the Project will be significantly different in its

characteristics to the wide variety of wind farms where serious health effects have been studied and reported, at the same distances and noise exposures approved for the Project, so as to negate the risk of serious harm to health." The Appellants acknowledge that information on the attitudes of the Kent Breeze residents to wind turbines has not been presented to the Tribunal because the evidence indicates that attitudes towards wind turbines are likely to change after residents are exposed to the operating turbines and therefore, such information would not be helpful to this Hearing. Moreover, the Appellants state that information from other jurisdictions is applicable due to the nature of noise assessment and regulation. The Appellants note that the MOE Noise Guidelines set general noise limits that do not depend on the specific turbines used or the topography of the land or the attitudes of the nearby residents. The Appellants state that sound levels are sound levels regardless of what jurisdiction they are measured in.

802 The Director submits that the Appellants have not proven that the Kent Breeze Project, as approved, will cause serious harm to human health, regardless of whether it is judged on a higher than normal or a balance of probabilities standard of proof. The Director denies the Appellants' assertion that witnesses called on behalf of the Director and Suncor acknowledged that the Project will cause health impacts. The Director submits that "the evidence and expert opinions submitted by the Director and Suncor clearly and reliably demonstrate that the sound predicted to be emitted from Kent Breeze is well within limits that are protective of human health, and will not cause harm."

803 The Director submits that the evidence of Dr. Leventhall, Dr. Colby and Mr. Howe demonstrates that the "existing assessments and measurements of the infrasound and low frequency sound emitted from wind turbines heretofore have conclusively demonstrated that the levels are very far below anything considered to be a risk to human health." The Director states that there is strong evidence that the levels of infrasound generated by modern wind turbines are well below the threshold for human hearing at the setback distances in Ontario and consequently, infrasound from wind turbines at the Kent Breeze Project will have no effect on human health. The Director submits that the work on infrasound by Dr. Salt "does not show that infrasound at the levels emitted by wind turbines is harmful to the human inner ear, has any other harmful health effect" or, as stated in the article "will be perceived or disturb function in any way". The Director submits that the Appellants have failed to establish that infrasound and low frequency noise from wind turbines will cause serious harm to human health.

804 The Director submits that "the Appellants have not led any reliable or relevant evidence that shows that the Kent Breeze site, as approved, will annoy people to such an extent that their health will be seriously harmed." The Director states that the evidence shows that "the majority of the annoyance provoked by sound stems from an individual's subjective attitude and feelings about the sound." The Director notes that the Pedersen et. al. studies suggest that at the sound levels predicted for the Kent Breeze site, at worst, a small percentage of people will be very annoyed. However, the Director submits that this does not mean that this small percentage of people will suffer serious harm to their health or even an adverse health effect. The Director submits that the evidence of Dr. Leventhall, Dr. Colby and Dr. McCunney indicates that a very small number of people could become annoyed by the wind turbines at the Kent Breeze site. The Director submits: "However, there is no evidence that any annoyance that may be experienced due to the noise levels approved for the site, or from any other factors associated with the site, will result in serious harm to human health." The Director submits that annoyance does not equal serious harm to human health, or even an adverse health effect, but that it is a constant in life that everyone suffers from at one point or another. The Director states that it is unreasonable and unrealistic to require a total lack of audibility from industrial noise sources.

805 The Director submits that the Appellants have not provided "any evidence that the noise predicted to be produced by the Kent Breeze wind turbines will disturb sleep to such a serious degree that it will cause serious harm to human health." The Director states that the evidence of Dr. Hanning established that it was plausible, but not proven, that arousals that disturb sleep are due to noise from wind turbines. The Director notes that the WHO 2009 Night Noise Guidelines recommend that effects on sleep and health are not expected to occur below 40 dB. The Director submits that since the Kent Breeze Project as approved will operate within the 40 dB limit, there will be no effects on sleep.

806 The Director submits that the Appellants have not provided any evidence of causation with respect to the past instances of alleged harm. The Director submits that causation in these past instances has not been proven and is

speculative, at best. Further, the Director states that even if it could be proven that the alleged harm in these past cases was caused by wind turbines, this does not prove that the same harm will be caused at the Kent Breeze Project. The Director states that the types of harm raised by the Appellants can arise from a variety of situations and "the cause of any single instance of harm can generally only be analyzed in retrospect."

807 The Director submits that "[the Study] does not provide any information specific to or relevant to conditions at the Kent Breeze wind farm project. Based on data in the Study, it is impossible to predict or determine whether any serious harm to human health will be caused by the Kent Breeze Project resulting from sound, and what the possible mechanism for such harm would be." The Director submits that the results of the Study, properly interpreted, do not prove that exposure to wind turbines causes health problems, in part because a self-reporting questionnaire style study cannot establish causation. The Director notes that the Study examines only distance to the nearest wind turbine and does not include any actual measurements of sound levels in the Study area, thereby making it impossible to draw any meaningful conclusions about the effects of sound on the Study participants. The Director states that "similarly, it is impossible to hypothesize about sound levels and their effects at the Kent Breeze Project based only on the setback information provided in the Study."

808 The Director submits that the Study methodology was so flawed that no valid conclusions can be drawn from its results. The Director cites the lack of epidemiological expertise in the design and data collection of the Study, the presence of bias in the sampling measures and the survey materials, the lack of blinding of participants, the use of non-validated questionnaires, and the reliance exclusively on self-reported symptoms as some of the major flaws of the Study. The Director submits that the Study may suffer from recall bias, sampling bias, selection bias, suggestibility bias, and interview bias. The Director also submits that the Study's statistical analysis was flawed because the authors utilized greater statistical significance levels than what is conventional, thereby increasing the possibility of Type I errors and they did not apply the Bonferroni correction for multiple analyses, which would make most of their results not statistically significant. The Director also submits that the Study should not be relied upon because of concerns about the expertise and impartiality of its authors.

809 The Director submits that "the review [of the Study] conducted by Dr. Wilson does not constitute appropriate peer review and is not the type of peer-review that would be expected to be conducted by a qualified academic or epidemiologist reviewing the Study that the authors hoped to publish in a peer-reviewed journal." The Director submits that Dr. Wilson's review is noncritical, flawed, and does not refer to generally accepted criteria for evaluating epidemiological studies. The Director submits that, therefore, Dr. Wilson's review should not add to the Study's credibility, authority or weight.

810 The Director submits that the Windvoice Survey was fatally flawed because it "relies on self-reported symptoms that have not been clinically verified and could be the result of psychological suggestibility." The Director states that the results of the survey have no probative value due to the biased survey materials and recruitment procedures. The Director notes that the Appellants' witness, Dr. Aramini, acknowledged that there is no causal association being tested in the Survey.

811 The Director submits that the literature reports by the Appellants' experts "do not present direct evidence of harm. At best these reports can be described as compilations of unsubstantiated and often dubious hearsay evidence, speculation and theory that should not be relied upon by the Tribunal in making its determination." In contrast, the Director submits that the CMOH Report should be relied on by the Tribunal as a review and synopsis of the existing scientific evidence on the potential health impact of wind turbines using rigorous scientific criteria. The Director states that the Report concludes that "the scientific evidence that is available to date does not demonstrate a direct causal link between the exposure to noise from wind turbines and adverse health effects."

812 Suncor submits that the evidence before the Tribunal indicates that some people exposed to some wind turbines may experience indirect health effects of annoyance or sleep disturbance, which if left unchecked, may lead to more serious health effects. However, Suncor notes that this evidence is based on turbine locations outside of Canada and

turbine technologies other than what will be used at the Kent Breeze Project. Further, Suncor notes that the evidence establishes that these indirect effects are subjective and are caused by a combination of noise, visual impact, lack of economic benefit and negative attitude towards wind turbines. In addition, Suncor submits that there is uncontradicted published, peer-reviewed scientific evidence that where noise levels did not exceed 40 dBA, the indirect effects were minor. Suncor notes that the REA requires that noise levels do not exceed 40 dBA at receptors and that the company report and address any complaints of adverse effects, such that they will not go unchecked. Suncor submits that the Appellants "have not provided the Tribunal with any evidence regarding the visual impact, attitude or economic benefit that will be experienced by any persons living within 2 km of Kent Breeze. As such, the Tribunal has no evidence upon which to predict what level of harm if any, any of those persons may experience." Suncor submits that, therefore, the evidence is insufficient to establish that engaging in the Kent Breeze Project in accordance with the REA will cause serious harm to human health.

813 Suncor submits that the evidence of Dr. Colby and the AWEA/CanWEA Report establishes that annoyance is not an adverse health effect. However, Suncor acknowledges that "in some cases, protracted annoyance can result in escalated health effects, starting with stress, and leading to sleep disturbance, and if, chronic and untreated, adverse health effects." Suncor submits that there is no evidence to demonstrate that these indirect effects equate to serious harm, only that they may lead to serious effects if left unchecked. Suncor submits that serious harm will not be caused at the Kent Breeze Project because the REA contains conditions to prevent reports of any alleged effects from going unchecked. Suncor further states that the Appellants' experts do not specifically equate the adverse effects they claim are caused by wind turbine noise with serious harm to human health.

814 Suncor submits that the Appellants have not provided any reliable evidence to support their claim that the Kent Breeze Project will cause sleep disturbance at levels that constitute serious harm to human health. Suncor submits that the evidence of Dr. Hanning regarding sleep disturbance and adverse effects from wind turbine noise should not be relied upon. Suncor criticizes Dr. Hanning's report because it is not based on any research that he has personally conducted and because it was amended from an earlier version solely on the basis of the Nissenbaum Study to suggest that lower levels of wind turbine noise cause more serious harm than what he previously suggested.

815 Suncor submits that the evidence shows that exposure to infrasound and/or low frequency sound from wind turbines will not cause serious harm to human health. In support of this submission, Suncor relies on the evidence of Dr. Leventhall that infrasound only leads to health issues where it is above 90 dBA and that infrasound levels from wind turbines are well below this. Suncor also relies on the evidence of the Respondents' other experts, as well as the CMOH Report and the AWEA/CanWEA Report to conclude that infrasound and low frequency sound from wind turbines have no associated adverse health effects. Suncor submits that the work of Dr. Salt, which was referenced by the Appellants' witnesses, does not conclude that infrasound causes serious harm to human health.

816 Suncor acknowledges that there are unpublished, non-peer-reviewed surveys and self reports where some people living near wind turbines have complained of adverse health effects. However, Suncor submits that this information does not prove that the Kent Breeze Project will cause serious harm to human health. Suncor submits that the Nissenbaum Study did not conclude that wind turbines cause serious harm to human health and furthermore, there are reasons to question the Study's findings. First, the Study is based on a survey that was not designed by an epidemiologist, includes non-validated questions and contains many potential sources of bias. Second, the Study only measures distance from the wind turbine and not actual noise levels. Third, the Study has not been published or peer-reviewed and the evidence of Dr. Baines, Dr. Speechley, Dr. Mundt and Dr. Ollson was that the Study would not be published in its current form. Fourth, even despite the flaws of the Study, it merely concludes that there is evidence to support a causal association between wind turbines and adverse health effects. Suncor submits that this is insufficient to prove that wind turbines will cause serious harm to human health at the Kent Breeze Project.

817 Suncor submits that the model produced by Dr. Aramini applying the Study results to Kent Breeze should not be relied on by the Tribunal, as there was no evidence that the assumptions on which the model relies are true. Similarly, Suncor submits that the Windvoice Survey does not prove that serious harm to human health will be caused by wind

turbines because the evidence obtained from this type of study is not the most reliable and cannot lead to conclusions about causation.

818 Suncor submits that the literature reviews of the Appellants' witnesses rely on case reports and grey literature which cannot support causal conclusions regarding the effect of wind turbines on human health. Suncor submits that unpublished self-reports were also considered in the literature reviews conducted by the Respondents' experts, though these types of reports were given less weight than peer-reviewed, published articles. Suncor states that the evidence of Dr. Mundt and Dr. McCunney indicates that case reports and case series may be useful for generating hypotheses but they do not have value in drawing causal inferences.

819 Suncor submits that the Appellants' evidence may support a conclusion of retrospective indirect causation, but without any evidence of the condition of the residents at the Kent Breeze Project, it is insufficient to prove prospective causation on either a balance of probabilities or a higher standard of proof. Suncor states that the Appellants have provided no evidence of any of the Kent Breeze residents' susceptibility to the claimed adverse effects. Further, Suncor submits that the evidence "clearly indicates that none of the adverse health effects can be specifically linked to wind turbines, but rather are common symptoms attributable to a number of different environmental exposures." Suncor states that the residents of Kent Breeze may actually be less susceptible to effects from wind turbines based on the evidence of Dr. Colby regarding the lack of health complaints made about the numerous wind turbines currently operating in Chatham- Kent.

Findings on Indirect Health Effects

820 Throughout the Hearing, the Parties presented extensive evidence on what was often referred to as "indirect" health impacts of wind turbines. Some of the evidence pertaining to health impacts is well founded in the scientific and medical literature while others (e.g., VAD) are still being studied and debated.

821 One of the initial issues is whether "indirect" health impacts are included in the test for serious harm under section 145.2.1(2) of the *EPA*. The Tribunal has found above that "serious harm to human health" includes both direct impacts (e.g., a passer-by being injured by a falling turbine blade or a person losing hearing) or indirect impacts (e.g., a person being exposed to noise and then exhibiting stress and developing other related symptoms). This approach is consistent with both the WHO definition of health and Canadian jurisprudence on the topic.

822 None of the Parties took the view that all indirect health impacts are outside the scope of the phrase "serious harm to human health." Indeed, Suncor acknowledges that in some cases, protracted annoyance can result in adverse health effects. Hence, the issue in this matter is not whether indirect health impacts can be considered, but whether those impacts will be caused here at a level that meets the "serious harm to human health" threshold. There is no reason to doubt, for example, Dr. Hanning's evidence that inadequate sleep can lead to a long list of diseases, conditions and accidents or Dr. Bronzaft's evidence about noise-related disorders. Also, as Dr. Ollson has noted: "Regardless of whether the perceived impacts by affected individuals are physiological or psychological in nature, they are a serious matter and are considered as adverse health effects." The Tribunal accepts that indirect effects are a complex matter and that there is no reason to ignore serious effects that have a psychological component. The Tribunal is mindful of the complex array of factors that have a role to play in perception studies such as those conducted by Pedersen. To the degree that perception can lead to a number of psychological responses, it is something that needs to be addressed in one forum or another (see, for example, Dr. Leventhall's evidence).

823 The Tribunal, earlier in this Decision, discussed the term "annoyance." It has chosen to use the word "annoyance" here as one of the causes of the effects of concern, many of which can rise to the "serious" level, as opposed to constituting a serious health effect itself. As noted above, regardless of this terminology, the Tribunal is focused on the specific health effects raised by the Appellants irrespective of whether one labels them "annoyance".

Submissions and Findings on Whether Cause and Effect is Sufficient

824 One of the issues raised in the proceeding is whether the Appellants have to prove which mechanism(s) caused an effect or whether cause and effect is sufficient. It would seem that, when reviewing the test in the *EPA*, the key issue is whether the wind turbines will cause serious harm to human health. The mechanisms of how that harm occurs seem secondary to the finding of fact that the receptor will experience serious human health impacts resulting from a wind turbine operation.

825 For this reason, it is not necessary for the Tribunal to make a finding at this point in time as to whether noise from wind turbines is unique and different from other sources of industrial noise. It is apparent that the phrase "wind turbine syndrome" has been a launching pad for a robust debate internationally, nationally and locally as to whether wind turbine noise is any different than other sources of noise and whether it leads in any way to an indirect health outcome. There is no doubt that this debate will create the initiative for new and further studies on the topic which, in turn, will yield a better understanding of this issue in terms of amplitude modulation, low frequency noise, infra sound, audible sound, tonality, etc. For the purposes of this Decision, the Tribunal finds that the Appellants can attempt to satisfy the section 145.2.1(2) test even if there is uncertainty about the specific mechanism that causes the alleged health effects. As noted by Dr. Speechly (albeit in the context of the application of scientific findings, as opposed to the section 145.2.1(2) test itself), an understanding of the specific causal mechanism is not an absolute precondition to action. What needs to be shown here, given the wording of the legal test, is that the effect is being caused by the Project, even if the exact mechanism is unclear.

Evidence Presented and Findings on Ministry of the Environment Noise Guidelines

826 It is recognized that the current noise guidelines do not account for all turbine noise characteristics mentioned by the Appellants. However, there was considerable evidence presented at the Hearing as to how the MOE Noise Guidelines evolved and how they compare with other noise guidelines. From the evidence, it is fair to say that they represent the current regulatory application of the relevant science on the matter and are consistent with international approaches to the topic. In particular, the WHO Night Noise Guidelines reference that effects on sleep and health are not expected to occur below 40 dB. The Tribunal did hear from several witnesses that the 40 dB limit should be lowered. However, no proof of serious harm at levels approaching 40 dB was presented to the Tribunal.

827 This is not to say that the MOE Noise Guidelines should remain static. As the science continues to evolve with respect to wind turbines and noise, guidelines should be routinely reviewed and revised, if necessary. As mentioned already, the scientific issues pertaining to wind turbine noise are evolving. Therefore, the regulatory responses to that evolving science must keep pace. Doing so may assist in addressing some of the ongoing concerns regarding the effects of wind turbines. Persons who wish to propose a limit that is lower than 40 dB are entitled to make that case in the regulatory and policy contexts, where proof of harm is not necessarily a condition precedent to taking action. However, under section 145.2.1(2) arguments for a lower limit will only find success before the Tribunal if the case is also made that serious harm will occur at levels below 40 dB.

828 With respect to the Kent-Breeze Project, on the totality of evidence, there is insufficient evidence to suggest that there will be serious harm to human health if the MOE Noise Guidelines are followed. In other words, there is insufficient evidence to show that serious harm to human health will be caused by exposure to noise below 40 dB at the Kent Breeze Project.

Submissions and Findings on the Status of the Evidence

829 The Appellants presented a considerable amount of evidence that includes reference to expert opinions, case reports, the Windvoice Survey, Dr. McMurtry's personal interviews, submissions to the Standing Committee, the Pedersen et al. studies, the Nissenbaum Study and Dr. Aramini's application of the Nissenbaum Study results to the Project. They argue that, cumulatively, the totality of the evidence leads to the conclusion that serious harm to human health will occur if the Kent Breeze Project proceeds.

830 The Director and Suncor urge the Tribunal to either reject or give little value to much of the evidence of the Appellants because it is not peer reviewed or is flawed due to methodological and other weaknesses. In particular, they argue that indirect effects are subjective and could be caused by a combination of noise, visual impact, lack of economic benefit and negative attitude toward wind turbines. They also posit that any indirect effects from the Project do not rise to the "serious" level.

831 The Tribunal has already discussed above how it approached the issue of the qualification of the witnesses during the Hearing. Regardless of whether the evidence was admitted, however, there is still a question about the degree to which aspects of the evidence should be relied upon in making factual findings under section 145.2.1(2) of the *EPA*. The Parties placed emphasis on the relative weight that certain aspects of the evidence should be given.

832 The Tribunal recognizes that the science involved in determining the impact of sound from wind turbines continues to evolve and unfold. Hence, it is appropriate for the Tribunal to at least review and consider all evidence put before it and assign the appropriate weight to it. The mere fact that some evidence is not peer reviewed does not automatically disqualify it or prevent the Tribunal from relying on it.

833 Thus, the case reports, case cross over data and population based studies put forth by the Appellants provided the Tribunal with an understanding of some aspects of the current "state of the science". This data may also serve as an indicator of which issues may be the subject of further scientific research. It is also recognized that the peer-review process adds significant rigour to scientific inquiry (as noted by Dr. Ollson, for example) and that evidence resulting from that process can carry significantly more weight than non peer-reviewed research.

834 The evidence presented by the Appellants, in totality, establishes that there may be an association between exposure to noise from wind turbines and certain indirect health effects, but the evidence is not sufficient to establish a causal connection at the distances and/or noise levels for this Project. The Tribunal finds that the evidence marshalled by the Appellants, such as the Nissenbaum Study and Dr. Aramini's application of it, is exploratory in nature, not confirmatory. The legal test, however, imposes a standard that requires more than exploratory evidence.

835 The Nissenbaum Study and Dr. Aramini's application of it, raise enough questions about the Study to suggest that its results do not meet the legal threshold that wind turbine noise will cause serious harm to human health at the 550 m setback at the Kent Breeze Project. These questions include issues pertaining to: study design, statistical analysis, causation analysis and the transferability of the findings, given the difference in wind turbine design and in the physical lay-out and topography between the study site and that at the Kent-Breeze Project.

836 Owing to the limitations of the Study, it would be inappropriate, therefore, to rely on the analysis by Dr. Aramini as proof that serious harm will be caused by the Project. This is because the limitations of the Nissenbaum Study apply equally to Dr. Aramini's subsequent application of it. Dr. Aramini has attempted to integrate some of the results of the Nissenbaum Study into a predictive model. This is an important start in the process of developing a more accurate picture of the effects at a given site for a proposed turbine installation. However, given the significant assumptions in the model, the uncertainties regarding the inputs, and the differences between the projects studied by Nissenbaum et al and this project, Dr. Aramini's model can only be described as a first step in the process of better predicting the likelihood of serious health effects. For the risks covered by Dr. Aramini's model, the Tribunal concludes that further research will be necessary before reliable quantification of future harm at a given site can be made. The Tribunal makes no assumptions as to how such research will develop and whether evidence about serious harm to health will become stronger or weaker over time. The point is simply that, at present, the available information is not sufficient to make accurate predictions. This is not to be taken as a criticism of any of the researchers in this area. It is obvious that new ground is being broken and that important questions are being raised. While the questions are being raised, they are not yet being answered conclusively one way or the other.

837 The heart of the Appellants' case is that there will be serious harm to human health at the non-participating receptor sites. The main ingredient of their case (ignoring for the moment issues such as turbine failure, shadow flicker, etc.) is that sound emissions (including audible sound, low frequency sound and infrasound) cause serious harm at certain levels and that the Project will emit sound at high enough levels that non-participating receptors will experience serious harm. However, the Appellants' position has not been proven according to the evidence that the Tribunal heard. The Tribunal points out, however, that this is not a situation in which the Appellants' non-peer reviewed science was conclusively negated by peer-reviewed science that has found no association between turbines and serious health effects. There is actually a lack of peer-reviewed science on both sides of this debate. It should also be noted that the Tribunal does not find the proposition that "one cannot prove a negative" to be an adequate excuse for the lack of peer-reviewed science. If numerous studies are undertaken to check for associations between turbines and serious health effects, the Tribunal can look at all of the results to determine whether a particular legal test has been satisfied. Further peer-reviewed science on the association and causation questions would be a welcome development in the debate. More informed decisions will no doubt be possible if further study is undertaken.

838 Given the current level of science, the Tribunal finds that it is not necessary to make major findings regarding the weight that should be attached to each witness' testimony. The Tribunal recognizes that there were divergent views on the very question to be decided (i.e., "serious harm"). However, it is the Tribunal's role, not each witness' role, to answer that question. In that regard, the Tribunal was more interested in the pathways that led the witnesses to their conclusion, than their general opinions on the legal test. For the most part, the Tribunal has found the evidentiary gap among the Parties to be not nearly as wide as would appear. For example, as the evidence was put in, the Tribunal noted that unequivocal statements of harm or no harm became modified. There is no doubt that witnesses for all Parties began to recognize that the scientific issues raised in this appeal were not easily answered with a "yes" or "no". The Tribunal appreciated the frank comments from witnesses who admitted that a particular study was not "the" study, but just "a" study or that some aspects of the evidence raised questions rather than conclusively answered them. The Tribunal also appreciated the fact that some witnesses, in their oral testimony or supplementary statements, added qualifications to previously stark opinions, such that it was recognized that other witnesses had made important points. These developments give the Tribunal hope that the scientific debate can proceed in a reasonable manner from this point on.

839 In light of the above, the Tribunal has determined that only the following points on the weight of the evidence need to be made. Generally speaking, the Tribunal did not place a significant amount of weight on any witness' overall conclusion on the legal test. The Tribunal looked carefully at the chain of reasoning and less so at the end of the chain. The end of the chain is more apt to be influenced by the subjective views of individuals, especially in this proceeding where several witnesses have had considerable involvement in debates about turbines. This was another reason why the Tribunal decided to focus more on the inputs to the conclusions of the witnesses rather than just the conclusions.

840 Looking at the Appellants' evidence, the Tribunal found that strong statements about harm that will be caused were preceded by evidence that largely showed that harm "may" be caused. For example, with respect to the Nissenbaum Study and Dr. Aramini's application of it, there are enough uncertainties to lead the Tribunal to conclude that no proof of harm is present. Indeed, Dr. Aramini spoke about the results "supporting" a causal link, which is different than proof being present on a balance of probabilities standard. Similarly, with respect to the evidence led by Suncor and the Director, there were many instances where appropriate concessions were made in cross-examination or in reply evidence that showed that several witnesses were open to the need for further research in this area (e.g., Dr. McCunney with respect to psychological aspects of symptoms). Similarly, there were acknowledgments that annoyance can lead to harmful effects (e.g., Dr. Leventhall and Dr. McCunney). As well, there were clarifications about the use of language, such as direct versus indirect effects, which led the Tribunal to conclude that some of the apparently broad conclusions regarding a lack of harm were geared more towards direct effects than indirect effects. This is the case for some passages in the CMOH Report (see, for example, Dr. Rachamin's evidence regarding issues such as direct effects, seriousness, and irreversibility) and the CanWEA/AWEA Report (see, for example, Dr. Leventhall's evidence regarding direct pathophysiological effects as opposed to other effects).

841 Not surprisingly, once the definitive statements on the legal test were peeled back, a healthy scientific debate was uncovered. Despite the strong differences of opinion on the "serious harm" question, the Tribunal did not find that there were significant questions about the weight of the various inputs. The witnesses, for the most part, provided clear evidence on the inputs. That evidence amounts to various strands of evidence in an emerging area of inquiry. Admittedly, some of the conclusions that the witnesses put forward may later be shown to be incorrect. However, with respect to indirect effects (the situation being different for ice throw, etc. as noted above), the Tribunal does not find that individualized findings about weight are needed for each witness' evidence. Rather, it is the nature of the evidence and the legal test that are key considerations. Thus, the Tribunal has not necessarily "preferred" the evidence of a witness called by Suncor or the Director over the evidence of a witness for the Appellants.

842 In many cases, the evidence (as opposed to the conclusions) was simply different, but not divergent. To use an example, the Appellants put forward a non peer-reviewed study that showed an association between distance from turbines and reports of effects. The Director and Suncor did not counter with a similar study that did not find an association (a point that was generally made by Dr. Shepherd). Rather, they provided expert evidence on some of the apparent weaknesses in the study and conclusions on why definitive causal correlations could not be found. They also provided evidence about what the existing peer-reviewed articles have studied (for example, perceived impacts, such as "annoyance", "high annoyance", etc.) and contrasted them with what the legal test asks for. This type of evidence added to the evidentiary picture presented to the Tribunal. In very few instances did the scientific evidence run in completely opposite directions. Indeed, the Tribunal heard evidence from Dr. Mundt that many of the applicable peer-reviewed articles are about the perception of noise from wind turbines and not necessarily health effects. This, in part, led to the significant debates about the applicability of words like "annoyance" in the perception of noise studies to the test used in this proceeding, which focuses on health. Obviously, the Tribunal would have preferred clear evidence from peer-reviewed studies that actually measured health effects and their relation to wind turbines, but research in that area is still quite limited.

843 While the above points are useful general statements about the nature of the evidence that was heard, there were instances where the Tribunal did need to sort through apparent inconsistencies. The Tribunal has already noted above that it preferred the Parties' evidence on ice throw, etc. over that of the Presenter. On noise issues, however, it was rare for the Tribunal to have to choose one side or another. One example where it does need to do so is the question of the maximum sound levels. The Tribunal heard evidence that the Project may not comply with the 40 dB limit, owing to a lack of incorporation of uncertainties or tolerances (for example, relating to wind shear). The Tribunal also heard that the modeling used by Suncor and the calculations made by the Director showed what the maximum sound level emissions would be (i.e., 105.1 dBA emission at the source, which translates to approximately 40 dBA immission at the closest receptor) and that there was no need to add anything further to the maxima. The Tribunal has carefully reviewed that evidence and finds that Suncor and the Director have provided adequate explanations for their calculations of the maximum sound level, even in cases of high wind shear. The evidence leads the Tribunal to conclude that the calculations appear to be sound and that, it is therefore, unnecessary to determine if the Tribunal has the jurisdiction to examine the effects of the Project if it is shown to be out of compliance with the 40 dB limit. The Tribunal finds that the Appellants' evidence has not shown that the Project will be above the regulatory limit or that any upward adjustments to the maximum sound level emission or immission calculations are needed. Nevertheless, if the modeling does end up being inaccurate (recognizing the general point that pre-operation modeling has limitations as compared to accurate post-operation field measurements), then adjustments will have to be made to ensure ongoing compliance. The 40 dB limit is a real limit that Suncor must abide by regardless of its modeling exercises. This is one reason why the Tribunal hopes that there are advancements in the field of noise measurement. Such advances will allow compliance monitoring and enforcement activities to proceed more smoothly.

844 To summarize, the evidence in this Hearing on serious indirect harm was largely exploratory. The evidence on a lack of serious indirect harm was also limited (the evidence on a lack of serious direct harm is much stronger, however). The Tribunal is not giving significant weight to the latter and little to the former in reaching its conclusion. That is because

the legal test itself tilts the balance in one direction. The onus is on one side (in this case, the Appellants). That side has provided evidence that the Tribunal finds to be exploratory in nature, even if given significant weight. Put another way (using the wording of Dr. Mundt), the present situation is closer to the hypothesis generating phase of scientific research than it is to the point where conclusions can be made on causation (with respect to the sound levels expected at the Project's receptors). Or, using the approach of Dr. Shepherd, it is clear that we are not yet at the third stage of research on a new condition where intensive research has been completed so as to determine causation. We are at a much earlier stage, where there have been adverse event reports and some exploratory studies, such as the Nissenbaum Study. It is, therefore, no surprise that the legal test, which requires proof of harm, has not been satisfied when the applicable scientific evidence is in such an early stage of development.

845 The Director admits that there is a need for significant setback in order for sound levels to decrease in magnitude with distance from the source. The implication of this is that it is recognized that turbines can cause serious harm if one lives too close to source of the sound. The real question is whether the noise levels that will be experienced at the non-participating receptor sites will be high enough to cause serious harm and, as discussed below, in this Hearing it was not shown that they are. Noise levels are not high enough to cause serious harm. In that regard, the Tribunal hopes that this Hearing has served an important purpose in informing the debate about wind turbines.

846 Some may argue that time will tell that wind turbines are like cigarette smoking, because decades ago smoking was thought to be harmless. However, the Tribunal finds decades-old attitudes to cigarettes to be a poor analogy to wind turbines. This is because Ontario already recognizes that there are some risks with respect to wind turbines. That is why there are setbacks. The overall debate is not a simplistic one involving "yes" or "no" but really one about safe limits. The narrower debate in this proceeding is about whether the Appellants have satisfied the legal test for "serious harm".

847 In this proceeding, the Tribunal finds that there is insufficient evidence to establish that noise predicted to be produced at the Kent Breeze Project will cause indirect harm to such a serious degree that will cause serious harm to human health. However, as noted above, the science in this area is evolving and it is hoped that future studies will shed additional light as to possible impacts on human health.

Evidence Presented and Findings on Cumulative Impacts of all Effects

848 Though the Parties have addressed multiple concerns regarding harm to human health, the Tribunal notes that the statutory test appears to ask for a global answer to the question about serious harm, as discussed above in the findings on the statutory test.

849 In this case, the Tribunal has heard evidence of several different kinds of risks to human health. Based on the evidence, they can be put into several general categories. First, there are those, such as direct hearing loss, that the evidence in this Hearing shows will not be caused at all because the sound levels are too low to cause physical damage to the human ear. Second, there are those, such as physical injury or death from tower collapse, turbine failure or other accidents, which are caused at a very low rate across all turbine facilities. The chances of them occurring here at this site are extremely low. Third, there are those, such as chronic stress, sleep deprivation, etc., that are worthy of further study. However, the evidence at this Hearing has not shown, at this stage of research, that they will be caused here.

850 Based on the evidence received at this Hearing, it is not possible for the Tribunal to determine with a high degree of precision what the cumulative probability of at least one type of serious harm occurring would be. What the Tribunal can conclude is that the Appellants have not demonstrated that any one risk or any combination of one or more risks is likely to occur at a rate where it can be said on a balance of probabilities that at least one type of serious harm to human health will be caused.

Issue #1(b): Will the project as approved cause serious harm to human health of participants?

851 In this case, the Appellants focus most of their concerns on the effects of the Project on non-participating receptors. However, they do also argue that the one participating receptor will be the subject of serious harm. The evidence on this

issue is very limited. The Tribunal is aware that the setback distance is shorter (332 m) and the maximum noise level is expected to be higher at this point (45.8 dBA).

852 It is interesting to note that the statutory test of serious harm is not subject to an exception for participating receptors. Therefore, it appears to be the case that the test can be satisfied if an appellant shows that serious harm will occur to a person who voluntarily absorbs that harm.

Findings under Issue #1(b)

853 In this case, the Tribunal does not know whether any person resides or will reside at this receptor. It is, therefore, unnecessary to determine if the above conclusions on the likelihood of serious harm to those subjected to 40 dBA noise levels would be materially different at 45.8 dBA. Recognizing that noise is not measured on a linear scale, the difference could very well be significant. However, the Tribunal heard evidence that attitude towards turbines (which could be different as between participants and non-participants) can affect the situation. For example, those who benefit from a project may not have the same reaction to the presence of a wind turbine as similarly situated persons who do not benefit. Nevertheless, without an adequate evidentiary basis regarding the use of the participating receptor site and whether it is to be regularly occupied, the Tribunal finds that the Appellants have failed to show that "serious harm to human health" will occur at the participating receptor.

854 In this case, the Appellants mounted a more general challenge to the setbacks in general and decided not to focus on specific individual receptors. In the future, where appellants allege harm to specific receptors (e.g., a participating receptor within the setback area; a non-participating receptor who has particular sensitivities to noise, etc.), they should call detailed evidence about the circumstances facing those receptors.

Issue #1(c): Will the project as approved cause serious harm to human health if the approval authority is unable to properly predict, measure or assess sound from the facilities including audible noise and/or low frequency noise and/or infrasound?

855 The Tribunal has addressed above the issues associated with the Appellants' arguments concerning the need for "corrections" or "adjustments" to the predicted noise levels. As noted above, the Tribunal has not found that those arguments meet the test of showing that serious harm will be caused.

856 The Appellants have also relied on an alleged "inability" to predict, measure and assess sound from the Project. The Tribunal heard evidence that there are challenges and uncertainties associated with predicting, measuring and assessing sound (including audible noise, low frequency sounds and infrasound). The Tribunal also heard evidence that some of these issues can be addressed (e.g., the evidence of Mr. Howe and Mr. Najafi-Ashtiani). The Tribunal finds that some challenges and uncertainties remain despite continuing advances in this area. It is hoped that progress comes quickly, as compliance measurement will be an important aspect of the implementation of the new REA regime.

Findings under Issue #1(c)

857 In this case, however, the Appellants have not shown how these uncertainties will cause the harm specified in the statute. At best, one may conclude that the predictions of noise levels will not be completely accurate and that measurements and assessments will be hampered by the technology available and the very nature of sound and noise. However, it is a large leap to state that these challenges and uncertainties mean that the Project will cause serious harm. In this regard, the Appellants have simply provided evidence that rises to the point of raising concerns but not to the point of proving that serious harm will be caused.

858 The Appellants' additional arguments concerning the interface between the alleged inability to monitor noise level compliance and the SEV are dealt with under Issue 1(d) below.

Issue #1(d): Will the Project as approved cause serious harm to human health because the approval does not comply with the approval authority's Statement of Environmental Values?

859 The Tribunal has already discussed above the application of the precautionary principle in terms of statutory interpretation of the relevant sections of the *EPA*. However, the principle also arises in this issue because precaution is an important aspect of the SEV. This section of the Decision examines the Director's consideration of the SEV, including precaution, in the context of the REA for this project.

860 The Appellants submit that the protection of human health is one of the main purposes of the *EBR*. They refer to the purposes of the *EBR* set out in the Introduction to the SEV, in particular: "to protect the right to a healthful environment by means provided in this Act." The Appellants submit that "the SEV provides steps for the Minister (or Director in this case) to follow to ensure that the purposes of the *EBR* are met when decisions, such as the issuance of a REA, are made." The Appellants submit that "a significant portion of the SEV requires the Ministry (here the Director) to consider, among other matters, human health." In support of this claim, the Appellants refer to various parts of the SEV, including parts of Section 1: Introduction, Section 2: Ministry Vision, Mandate and Business, Section 3: Application of the SEV, Section 4: Integration with Other Considerations and Section 5: Monitoring Use of the SEV. The Appellants submit that a failure to meet those requirements to consider human health, demonstrates that the Director has not adequately turned his mind to considerations that have been determined to be necessary to achieve the *EBR*'s purpose of the protection of human health.

861 The Appellants submit that in issuing the REA, the Director failed to apply a precautionary approach as required by the SEV. The Appellants argue that this failure stems from the fact that the only material that the Director reviewed in relation to human health issues was the CMOH Report and this Report looked only at the direct health effects of wind turbines, ignoring the "myriad of indirect effects" that are known to occur. The Appellants submit that the failure to consider these indirect effects does not constitute proper consideration of human health and/or the precautionary principle as required by the SEV. In addition, the Appellants submit that the Director has not properly considered human health and/or the precautionary principle given that the REA was issued at a stage where there is no accepted approach to determine compliance and where it is known that wind turbine noise can cause adverse effects to human health and serious harm, if not properly regulated. The Appellants submit that "the non-compliance with the SEV, and specifically those parts of the SEV directed at the protection of human health, standing alone, provides sufficient evidence that, on a balance of probabilities, the Project as approved will cause serious harm to human health." Alternatively, the Appellants submit that the non-compliance with the SEV is strong evidence of harm to human health that must be taken into consideration when applying the section 145.2.1 test.

862 The Director points to the Tribunal's earlier Order on the applicability of the SEV in this case set out in [Erickson 2](#). The Director notes that in allowing the SEV to be raised as an issue in the Hearing, the Tribunal stated that the Appellants must demonstrate a nexus between the SEV and the harm set out in the section 145.2.1 test. The Director submits that no such nexus has been shown by the Appellants. Rather, the Director submits that "it has been fully shown that consideration of the SEV was thorough and proper and there are no consequences of any lack of consideration that could or will result in human harm." The Director notes that the REA issued to Kent Breeze contains terms and conditions (including noise limits, setback requirements, monitoring and reporting obligations and maintenance procedures) that ensure the principles of the SEV are upheld. Specifically, the Director points to Conditions 25(e) and 26 to 28 which require the Approval Holder to record and report any complaints alleging adverse effects that are received. In addition, the Director argues that his reliance on the CMOH Report is evidence of how the precautionary principle was engaged and applied in his decision. The Director states that the Appellants' assertions that there are research gaps and scientific uncertainty about how to protect human health from exposure to wind turbines are not sufficient to meet the evidentiary burden required under section 145.2.1 of the *EPA*, nor do these assertions prove that the Director failed to consider the SEV or the precautionary principle.

863 The Director further states that, if the Appellants think the REA was not issued correctly or that an aspect of the SEV was not properly considered, the proper route for redress is a judicial review, not an appeal before this Tribunal because of the limited grounds available in a section 142.1 REA appeal. In response, the Appellants submitted that "the courts have made it clear that judicial review is a discretionary, equitable remedy that is the last place one looks

to for relief." The Appellants further stated that "this is the Tribunal that has specialized expertise that is tasked with adjudicating environmental issues in the province" and as such, it is the most appropriate body to hear this appeal.

864 Suncor submits that "(i)n law, there is no obligation on a decision-maker to make its decision in compliance with [the SEV]. Section 11 of the EBR requires only that the Minister ensure that the SEV is considered." Suncor states that its position is not that the SEV does not apply to the Director. Rather, it states that the EBR's requirement for the Director to consider the SEV is not the same thing as a requirement to make a decision that is consistent with the SEV. Suncor submits that as long as the Director meets the requirement of considering the SEV, the legal standard does not oblige consistency with the SEV. Suncor submits that the evidence shows that the Director properly considered the SEV in issuing the REA. Suncor notes that the EPA requires the Director to ensure that no adverse effect would result from the project and this would include an adverse effect to human health. Further, Suncor states that the CMOH Report raised the issue of indirect effects in its review of the peer-reviewed literature on annoyance from wind turbines (i.e., the Pedersen et al. studies) and therefore, the Director would have been aware of the allegations of indirect health effects related to wind turbines when issuing the REA.

865 In reply, the Appellants refer to *Lafarge* where the Divisional Court held that the Minister is required to take every reasonable step to ensure the SEV is considered where required. Further, there is no exclusion for Directors making the same types of decisions. In their oral submissions, the Appellants submitted that this issue is *res judicata* because of the Tribunal's ruling in its previous Order that the issue of the SEV would remain on the issues list, demonstrating the applicability of the SEV to this Hearing. The Appellants state that the Director's assertion that they are relying on human health as the primary focus of the SEV is incorrect. Instead, the Appellants state that the SEV is to be read as a whole where each purpose or provision is part of the applicable statutory framework and must be given proper consideration.

Findings under Issue #1(d)

866 Under the EBR, the MOE's SEV plays an important role in informing environmental decision-making. Properly implemented, the SEV can assist in the process of making government decision-making more informed and environmentally sound. As noted before (*Erickson 2*), there are several aspects of the SEV that are relevant to decisions about renewable energy projects. Directors should consider the SEV carefully in making decisions, not only because the EBR requires it but because it will lead to better decisions. The principles of the SEV, including precaution, pollution prevention, environmental restoration, biodiversity protection, polluter pays, resource conservation, intergenerational equity, integration, sustainability, the right to a healthful environment, science-based decision-making, inherent value, transparency, continuous improvement, ecosystem approach and cumulative effects analysis are all sound approaches to improving the quality of decision-making.

867 As noted in the MOE's SEV, the EBR includes several key purposes:

The [EBR] was proclaimed in February 1994. The founding principles of the EBR are stated in its Preamble:

The people of Ontario recognize the inherent value of the natural environment.

The people of Ontario have a right to a healthful environment.

The people of Ontario have as a common goal the protection, conservation and restoration of the natural environment for the benefit of present and future generations.

While the government has the primary responsibility for achieving this goal, Ontarians should have the means to ensure that it is achieved in an effective, timely, open and fair manner. The purposes of the Act are:

To protect, conserve and where reasonable, restore the integrity of the environment;

To provide sustainability of the environment by the means provided in the Act; and

To protect the right to a healthful environment by the means provided in the Act.

These purposes include the following:

The prevention, reduction and elimination of the use, generation and release of pollutants that are an unreasonable threat to the integrity of the environment.

The protection and conservation of biological, ecological and genetic diversity.

The protection and conservation of natural resources, including plant life, animal life and ecological systems.

The encouragement of the wise management of our natural resources, including plant life, animal life and ecological systems.

The identification, protection and conservation of ecologically sensitive areas or processes.

To assist in fulfilling these purposes, the Act provides:

The means by which Ontarians may participate in the making of environmentally significant decisions by the Government of Ontario;

Increased accountability of the Government of Ontario for its environmental decision-making;

Increased access to the courts by residents of Ontario for the protection of the environment; and

Enhanced protection for employees who take action in respect of environmental harm.

868 The SEV includes several other passages that are relevant to the Project, including:

The Ministry of the Environment's vision is an Ontario with clean and safe air, land and water that contributes to healthy communities, ecological protection, and environmentally sustainable development for present and future generations.

869 The SEV goes on to list a number of important principles that should guide MOE decision-making:

- The Ministry adopts an ecosystem approach to environmental protection and resource management. This approach views the ecosystem as composed of air, land, water and living organisms, including humans, and the interactions among them.
- The Ministry considers the cumulative effects on the environment; the interdependence of air, land, water and living organisms; and the relationships among the environment, the economy and society.
- The Ministry considers the effects of its decisions on current and future generations, consistent with sustainable development principles.
- The Ministry uses a precautionary, science-based approach in its decision-making to protect human health and the environment.
- The Ministry's environmental protection strategy will place priority on preventing pollution and minimizing the creation of pollutants that can adversely affect the environment.
- The Ministry endeavours to have the perpetrator of pollution pay for the cost of clean up and rehabilitation consistent with the polluter pays principle.

- In the event that significant environmental harm is caused, the Ministry will work to ensure that the environment is rehabilitated to the extent feasible.
- Planning and management for environmental protection should strive for continuous improvement and effectiveness through adaptive management.
- The Ministry supports and promotes a range of tools that encourage environmental protection and sustainability (e.g. stewardship, outreach, education).
- The Ministry will encourage increased transparency, timely reporting and enhanced ongoing engagement with the public as part of environmental decision making.

870 One of the key issues of concern raised by the Appellants with respect to the SEV was the Director's application of the precautionary principle. The need to link the SEV to the section 145.2.1(2) test has already been emphasized by the Tribunal (*Erickson 2* at paras. 28-31):

The SEV most often comes before the Tribunal in applications for leave to appeal under the *EBR*, where an applicant may argue that the SEV or another relevant policy was not considered or was not reasonably applied in the context of the test in section 41 of the *EBR*. In an appeal under section 142.1 of the *EPA*, however, there is no "leave to appeal" stage where the section 41 test from the *EBR* is used. Instead, the matter proceeds directly to an appeal hearing where the Tribunal is asked to focus on whether certain types of harm will result from the project.

Does this mean that the SEV, which was developed under the *EBR*, is completely irrelevant to the "review" to be undertaken by the Tribunal under the *EPA*? If a section 142.1 appellant simply showed that the Director failed to carry out the duty imposed by the condition precedent found in section 11 of the *EBR* but did not also demonstrate the harm referred to in section 145.2.1(2) of the *EPA*, it appears that there would be no remedy available to the Tribunal to deal with the section 11 non-compliance. The Tribunal's powers in a section 142.1 appeal, unlike most other types of *EPA* appeals, flow exclusively from findings of harm (section 145.2.1(4)).

However, in another sense, as outlined by Mr. Gillespie, the SEV can be relevant in a section 142.1 appeal where the Appellant argues that the Director's alleged improper consideration or application of the SEV led to the harms referred to in section 145.2.1(2) of the *EPA*. Here, Mr. Gillespie argues that the Director's SEV considerations were one link in the decision-making chain that led to a decision that will cause harm.

There is no question that several aspects of the SEV relate directly to both arms of the section 145.2.1(2) test (though only the first arm is at play in these appeals). As such, the SEV can be raised by the Appellants and the Director can be questioned on how the SEV was considered in respect of human health matters. However, for the SEV to advance the Appellants' case, the Appellants will need to demonstrate a nexus between the SEV (and the consideration or lack of consideration thereof) and the harm listed in section 145.2.1.

871 The Tribunal has some concerns about how Suncor's application was assessed in light of the SEV's precautionary wording. The Director testified about the role of precaution in his decision-making process. Based on that testimony, the Tribunal has some concerns about the Director's understanding of the role and applicability of the principle. The impression left by some of the Director's comments is that more work should be done within the MOE on putting the precautionary principle into practice. Care should be taken in putting into place effective precautionary measures rather than simply painting standard measures with a precautionary brush. For example, the Director pointed to Condition 10 as an example of precaution:

10. Prior to the construction or installation of the *Equipment* the *Company* shall:

- (1) submit one or more written reports to the *Director* verifying that the locations of the *Equipment* comply with Ontario Regulation 359/09 "Renewable Energy Approvals" under the *Act*; and

(2) obtain written confirmation from the *Director* verifying that the *Director* is satisfied with the report(s) prepared under Condition No. 10(1).

872 The Director said that "...this condition is a classic example of ensuring the Statement of Environmental Values are followed; precautionary approach, sustainable development, planning and management is upheld." While Condition 10 is a useful component of the approval, it is hard to understand why that condition is an apt example of precautionary action by the Ministry. One would think that requiring the proponent to verify that the locations of the wind turbines comply with the setback distances prescribed in the regulation would be standard practice with or without regard to the precautionary principle.

873 With regard to the other aspects of the SEV, the Tribunal has already undertaken its analysis of the human health issues above. The Tribunal's findings are based on the evidence heard in this Hearing and not simply on how the Director assessed human health matters. In this case, that assessment included reference to the CMOH Report, which is largely focused on direct effects. Despite the apparent lack of a detailed review of possible indirect effects (as well as the Tribunal's concerns about precaution), the Appellants face the same issue here as they did with the ground of appeal relating to predicting, measuring and assessing sound. Again, it is a large leap to state that any deficiencies in how the SEV was considered mean that the Project will cause serious harm (especially where the Hearing itself constitutes an independent assessment of the serious harm test). In this regard, the Appellants have not proven that serious harm will be caused with reference to the approval's alleged non-compliance with the SEV. Rather, they have simply raised valid concerns about the process by which the application was assessed in light of the SEV. This is not enough to satisfy the section 145.2.1 test and provide jurisdiction to the Tribunal to make changes to the approval decision. As noted by the Director, the critical nexus is missing from the Appellants' case. To the extent that the Appellants have also addressed the alleged inability to monitor noise level compliance in relation to the SEV (in addition to Issue 1(c) above), the Tribunal reaches the same conclusion that the critical nexus to the section 145.2.1 test is missing.

874 Even though the Tribunal allowed the SEV issue to be raised by the Appellants in this case (see [Erickson 2](#)), now that the full evidence and submissions on the SEV has been heard, it has become more apparent that it will be difficult for section 142.1 appellants to successfully use procedural arguments to satisfy the section 145.2.1(2) test. Section 145.2.1(2) is more direct in nature than the tests that may be applicable in other types of proceedings. Under the new REA provisions, it is clear that any argument about a procedural failing has to also prove that the harm listed in section 145.2.1(2) will result. If the chain of reasoning is not complete, then the argument will fail as noted in [Erickson 2](#) at para. 35:

An analysis of section 145.2.1 demonstrates that a finding of a failure to properly consider or apply the SEV, on its own, is not sufficient to result in action by the Tribunal under section 145.2.1(4). A nexus still needs to be made to the types of harm listed.

875 Despite the Tribunal's concerns about the Director's apparent lack of consideration of indirect health effects and the need for further work on the MOE's practice of precaution, no direct consequences flow from those concerns here. As noted above, any Tribunal intervention is subject to the condition precedent found in section 145.2.1(2). In this case, because of the Tribunal's overall findings regarding harm, section 145.2.1(4) is not engaged and the Tribunal is, therefore, not to exercise its discretion by amending the approval according to the precautionary principle.

876 It is hoped that Ministry decision-makers will nonetheless continue to make progress in their efforts to further enhance the role of the SEV, including the precautionary principle, in their work. Precautionary measures should be taken to minimize the risk that renewable energy projects in some locations will simply sacrifice one value (e.g., an environmental amenity or public health) for another (e.g., reduction in the use of fossil fuels).

877 In this regard, precaution will not be the only applicable principle of environmental decision-making to be brought to bear. Attention to the ecosystem approach and cumulative effects, coupled with precaution and several other aspects

of the SEV, will foster more sustainable, integrated and holistic approaches to decisions about other projects in other locations. For renewable energy projects to succeed in their promise of creating net environmental benefits relative to other, less sustainable and/or higher risk sources of energy, it will be important for decision-makers to "anticipate, prevent and attack the causes of environmental degradation" (using the words of the principle) by carefully assessing proposed renewable energy projects such that they do not themselves become significant sources of environmental degradation or public health risks. This case has served as a reminder that all types of energy projects (including renewable or "green" projects) can generate significant concerns and conflict. The precautionary principle's focus on "preventing" the causes of environmental degradation calls upon all of us to take significant steps to reduce energy demands and encourage conservation. In this way, the precautionary principle serves as a modern reminder of the old adage that "an ounce of prevention is worth a pound of cure".

Overall Conclusion:

878 The Tribunal has found that the Appellants have not met the legal test set out in section 145.2.1(2)(a) of the *EPA* and the appeals must, therefore, be dismissed. The Director's decision on the REA is, therefore, confirmed pursuant to section 145.2.1(5). While there are certainly legitimate concerns and uncertainties about the effects of wind turbines on human health, the Tribunal cannot conclude that engaging in the Kent Breeze Project as approved will cause serious harm to human health according to the evidence tendered in this Hearing. The Tribunal notes that the research in this area is at quite an early stage and that our collective understanding of the impacts of wind turbines on human health will likely progress as further research and analysis is undertaken.

879 While the Appellants were not successful in their appeals, the Tribunal notes that their involvement and that of the Respondents, has served to advance the state of the debate about wind turbines and human health. This case has successfully shown that the debate should not be simplified to one about whether wind turbines can cause harm to humans. The evidence presented to the Tribunal demonstrates that they can, if facilities are placed too close to residents. The debate has now evolved to one of degree. The question that should be asked is: What protections, such as permissible noise levels or setback distances, are appropriate to protect human health? In Ontario, recent regulations have provided guidance in that regard. In cases such as this, where the Appellants have not sought to demonstrate any type of unique harm associated with the design of this Project and have not attempted to demonstrate the sensitivity of a particular receptor, it was essentially up to the Appellants to prove that the Ontario standards are wrong in the context of the specific Project under appeal (leaving aside the related question about possible non-compliance with the standards). Just because the Appellants have not succeeded in their appeals, that is no excuse to close the book on further research. On the contrary, further research should help resolve some of the significant questions that the Appellants have raised.

880 The Tribunal wishes to commend the Parties and witnesses for their extraordinary efforts in completing this Hearing according in the expedited format required under the legislation and regulations. Despite the novelty of the legal issues and the nascent state of the scientific research, all those involved demonstrated a commitment to the efficient conduct of the proceeding. The Tribunal acknowledges that the constraints associated with hearings such as this can be challenging at times, but with the assistance of all of those involved those challenges were met.

Other Matters — July 18, 2011 Motion

881 On July 15, 2011, the Appellants brought a Motion to admit two documents as new evidence under Rule 234 of the Rules of Practice of the Tribunal and to adjourn the proceeding under section 59(2)(1)(ii) of O.Reg. 359/09 made under the *EPA* to consider the new evidence.

882 The Motion was heard by teleconference at 7:00 a.m. on July 18, 2011. Mr. Gillespie appeared for the Appellants. Ms. Huckins and Nicholas Adamson appeared for the Director. Mr. Engel and Mr. Headrick appeared for Suncor. The Director and Suncor filed written submissions on July 18, 2011.

883 Having heard and considered the submissions of the Parties, the Tribunal dismisses the Motion. Reasons for the Tribunal's dismissal of the Motion will follow.

Decision

884 The Appellants have not shown that engaging in the Project in accordance with the REA will cause serious harm to human health as required by section 145.2.1(2)(a) of the *EPA*. The Tribunal, therefore, dismisses the appeals and, under section 145.2.1(5) of the *EPA*, confirms the Director's decision.

Appeals dismissed.

Appendix A — Relevant Legislation

Environmental Protection Act

Hearing re renewable energy approval

142.1 (1) This section applies to a person resident in Ontario who is not entitled under section 139 to require a hearing by the Tribunal in respect of a decision made by the Director under section 47.5.

Same

(2) A person mentioned in subsection (1) may, by written notice served upon the Director and the Tribunal within 15 days after a day prescribed by the regulations, require a hearing by the Tribunal in respect of a decision made by the Director under clause 47.5 (1) (a) or subsection 47.5 (2) or (3).

Grounds for hearing

(3) A person may require a hearing under subsection (2) only on the grounds that engaging in the renewable energy project in accordance with the renewable energy approval will cause,

- (a) serious harm to human health; or
- (b) serious and irreversible harm to plant life, animal life or the natural environment.

Contents of notice requiring hearing, s. 142.1 hearing

142.2 (1) An applicant for a hearing required under section 142.1 shall state in the notice requiring the hearing,

- (a) a description of how engaging in the renewable energy project in accordance with the renewable energy approval will cause,
 - (i) serious harm to human health, or
 - (ii) serious and irreversible harm to plant life, animal life or the natural environment;
- (b) the portion of the renewable energy approval in respect of which the hearing is required; and
- (c) the relief sought.

Effect of contents of notice, s. 142.1 hearing

(2) Except with leave of the Tribunal, at a hearing by the Tribunal an applicant mentioned in subsection (1) is not entitled to appeal a portion of the renewable energy approval that is not stated in the applicant's notice requiring the hearing.

Leave by Tribunal, s. 142.1 hearing

(3) The Tribunal may grant the leave referred to in subsection (2) where the Tribunal is of the opinion that to do so is proper in the circumstances, and the Tribunal may give such directions as the Tribunal considers proper consequent upon the granting of the leave.

Parties to hearing

145. (1) The person requiring the hearing, the Director and any other person specified by the Tribunal are parties to the hearing.

Same, s. 142.1 hearing

(2) In the case of a hearing required under section 142.1, the holder of the renewable energy approval is a party to the hearing.

Powers of Tribunal

145.2 (1) Subject to sections 145.3 and 145.4, a hearing by the Tribunal under this Part shall be a new hearing and the Tribunal may confirm, alter or revoke the action of the Director that is the subject-matter of the hearing and may by order direct the Director to take such action as the Tribunal considers the Director should take in accordance with this Act and the regulations, and, for such purposes, the Tribunal may substitute its opinion for that of the Director.

Non-application of subs. (1)

(2) Subsection (1) does not apply in respect of a hearing required under section 142.1.

Hearing required under s. 142.1

145.2.1 (1) This section applies to a hearing required under section 142.1.

What Tribunal must consider

(2) The Tribunal shall review the decision of the Director and shall consider only whether engaging in the renewable energy project in accordance with the renewable energy approval will cause,

- (a) serious harm to human health; or
- (b) serious and irreversible harm to plant life, animal life or the natural environment.

Onus of proof

(3) The person who required the hearing has the onus of proving that engaging in the renewable energy project in accordance with the renewable energy approval will cause harm referred to in clause (2) (a) or (b).

Powers of Tribunal

(4) If the Tribunal determines that engaging in the renewable energy project in accordance with the renewable energy approval will cause harm referred to in clause (2) (a) or (b), the Tribunal may,

- (a) revoke the decision of the Director;
- (b) by order direct the Director to take such action as the Tribunal considers the Director should take in accordance with this Act and the regulations; or

(c) alter the decision of the Director, and, for that purpose, the Tribunal may substitute its opinion for that of the Director.

Same

(5) The Tribunal shall confirm the decision of the Director if the Tribunal determines that engaging in the renewable energy project in accordance with the renewable energy approval will not cause harm described in clause (2) (a) or (b).

Deemed confirmation of decision

(6) The decision of the Director shall be deemed to be confirmed by the Tribunal if the Tribunal has not disposed of the hearing in respect of the decision within the period of time prescribed by the regulations.

Consistency with policies

145.2.2 A decision or order of the Tribunal under this Part in respect of a renewable energy approval shall be consistent with any policies issued by the Minister under section 47.7 that are in effect on the date of the Director's decision.

Appendix B — Tribunal's Practice Direction for Technical and Opinion Evidence

Purpose

1. Technical staff, advisors, consultants and expert witnesses routinely give scientific and technical information and their professional opinions in reports and testimony on important issues that the Tribunal must resolve. The opinions given usually purport to be the independent professional judgment of the advisor or witness, based on his or her considerable experience and training. The Tribunal relies on the professional integrity and ethics of these witnesses.
2. The purpose of this Practice Direction is to assist Parties, their representatives, and their witnesses who will give scientific, technical, and opinion evidence to prepare for the Hearing and to present evidence to the Tribunal. The Tribunal seeks to ensure the reliability of scientific and technical evidence and opinion evidence provided to it. Comprehensive and reliable evidence will promote efficiency and fairness in the Tribunal's process, decrease cost and delay, and make the Hearing process less adversarial.

Technical and Scientific Evidence

3. Many witnesses, particularly government employees, appear before the Tribunal to give evidence of scientific and technical observations, tests, measurements, and estimates. While these witnesses are often not considered experts who interpret scientific and technical evidence and provide opinions, they collect, compile, and to some extent interpret, information that is essential to the Tribunal's understanding of the issues and often forms the basis for expert opinion evidence. In this Practice Direction, these witnesses are referred to as "technical witnesses" and the scientific and technical information they convey is referred to as "technical evidence".

Opinion Evidence

4. Generally, lay witnesses, including technical staff of companies and government agencies may only state facts, that is, observations made with their physical senses, or in the case of person with appropriate training, observations made with specialized equipment, for example, taking samples and analyzing them in a laboratory and recording the results. They may not give opinions about the significance of the results of such measurements for environmental quality or human health.
5. To give opinion evidence, a witness must have specialized education, training, or experience that qualified him or her to reliably interpret scientific or technical information or to express opinions about matters for which untrained

or inexperienced person cannot provide reliable opinions. Such matters often include whether pollution has caused or is likely to cause significant harm to the environment. Such witnesses are often called "expert witnesses" or "opinion witnesses".

The Role of the Technical Witness

6. The Tribunal expects the witness giving technical or scientific evidence to remain within his or her area of competence. The witness should not attempt to interpret the meaning or significance of tests, observations and measurements unless qualified to do so. The witness should disclose in advance to the other Parties all measurements, tests, observations, and data relating to the issues about which he or she will give evidence, and disclose in examination-in-chief all information relevant to the issues before the Tribunal. Observations, tests, or measurements that do not appear to support the position of the Party for whom the witness is testifying should also be stated.

The Role of Expert or Opinion Witnesses

7. Opinion evidence from a properly qualified "expert" witness should be based on accurate facts, reliable estimates, and accepted or tested techniques or methods of investigation, measurement, and analysis. Expert witnesses must present evidence in an unbiased manner and not act as an advocate. The same obligations applicable to technical witnesses apply to expert or opinion witnesses.

The Role of the Tribunal

8. The decisions that the Tribunal must make involve the public interest and may have serious and far-reaching environmental consequences. These decisions must be based on a balanced record, composed of accurate and reliable technical information and professional opinions. All Parties and their representatives and witnesses have a responsibility to contribute to such a balanced record to assist the Tribunal to fulfill its duty. They are expected to make every effort to comply fully with this Practice Direction. The Tribunal expects that lawyers and other representatives will provide appropriate direction to witnesses to achieve this result.

9. (a) The Tribunal expects the opinion witness to provide it with assistance by way of qualified, relevant opinions and accurate information in relation to matters within his or her expertise. Objectivity and impartiality are necessary to assist the Tribunal in making its decision.

(b) Evidence that is influenced by the special interests of a Party may be received and considered, but the Tribunal may give this evidence little or no weight.

(c) The witness should express an opinion to the Tribunal only when the opinion is based on adequate knowledge and sound conviction. The witness should be reluctant to accept an assignment to provide evidence for use by the Tribunal if the terms of reference of the assignment do not allow the witness to carry out the investigations and obtain the information necessary to provide such an opinion. A witness who accepts an assignment under these circumstances should advise the Tribunal of the limitations that the terms of reference place on his or her ability to provide the information necessary to assist the Tribunal in making a sound decision.

(d) Technical evidence and opinion evidence should be, and should be seen to be, the independent product of the witness uninfluenced by the interests of any Party and should, therefore, be fair, objective and non-partisan.

(e) The witness must never assume the role of an advocate for a Party. Argument and advocacy should be left to counsel or agents presenting the Party's case. This does not preclude the vigorous advancement of strongly held scientific or other professional opinions or prevent a duly qualified witness who is also a Party from advancing technical and opinion evidence.

(f) The witness has a duty to change his or her opinion where circumstances, such as the receipt of new information, require it. If at any time before the Tribunal issues its final decision, the witness changes his or her view on a

material matter for any reason, particularly after having read the reports or listened to the evidence of witnesses for other Parties, the change in the information and/or opinion should be communicated to the other Parties and the Tribunal without delay. Where reports or documents prepared by the witness contain errors or information which has changed, this must be promptly identified. However, the witness must not change his or her opinion or change or withhold information to suit the position taken by any Party.

Preparing Reports

10. In preparing reports to be used by the witness' employer or client in determining the issues to be raised and the employer or client's position on those issues and for use as evidence, and in testifying before the Tribunal, the witness has the following disclosure duties:

- (a) It is the responsibility of the witness to make fair and full disclosure.
- (b) The witness should make it clear when a particular question or issue falls outside his or her expertise.
- (c) To provide enough information on the assumptions made, procedures used, and conclusions drawn to allow comprehension of the report as it stands, and to permit fair and efficient cross-examination.
- (d) When the witness is providing an opinion or giving evidence on an issue for which there are differences of professional or scientific opinion he or she has an obligation to make such differences clearly known to the Tribunal and all Parties. The witness should make reasonable efforts to be fully informed of those differences.
- (e) The witness should state all the material facts and assumptions upon which his or her opinion is based. He or she should consider and acknowledge material facts which could detract from the opinion. Where the facts are in dispute, the Tribunal expects that the witness will give his or her view of the facts and the proof relied upon before giving the opinion.
- (f) Where the opinion and evidence are based on information contained in other documents, detailed references should be provided in any report prepared by the expert, and copies of those documents made available on request before and during the Hearing.
- (g) The witness is expected to disclose to the Tribunal and to the other Parties all significant information and opinions, and errors, shortcomings and limiting factors even if no one has asked for them.
- (h) The witness should give direct answers to questions and should not be evasive while giving testimony. Any effort to avoid answering direct questions could adversely affect the weight assigned to the witness' evidence on the issue or the evidence as a whole.

Giving an Opinion

11. (a) When giving an opinion, the witness should provide a resume of the witness' qualifications and should state and explain the degree of certainty of the opinion or the level of probability that it is correct. The degree of uncertainty and the reasons for uncertainty should be candidly acknowledged. Uncertainties and assumptions inherent in measurement, estimates, projections and predictions should be clearly identified. The level of confidence or the sensitivity to error must be explained.

(b) Where there is a lack of consensus with respect to the use of a particular model or formula, the rationale for the chosen approach should be identified.

(c) If the witness' opinion is not properly researched because insufficient data are available, this shortcoming must be stated. Any limiting qualifications to the opinion should be identified. The Tribunal expects to be told when a

lack of factual information or experience will increase the probability of inaccurate conclusions or predictions. The witness should avoid speculation where data are insufficient.

(d) Where an estimate falls within a range of reasonable possibilities, based on the same data, the variance within that range should be thoroughly disclosed. Where a prediction can lead to a range of potential impacts, that range should be fully described.

Plain Language

12. (a) In preparing reports and giving testimony, the witness should take into account that the Hearing process is a public process in which reports and testimony must be understood by participants and observers who may not have any significant technical knowledge. Therefore, the language and writing style should be simple and direct and scientific or technical terms and concepts should be explained in clear, simple language.

(b) Where specialized language is necessary to accurately convey information, the witness should use it rather than risk misleading or over-simplifying. However, the witness should avoid the use of scientific terms and jargon and unfamiliar acronyms, or at least fully explain those terms, so that the technical information and opinion can be easily understood.

Issue Resolution

13. (a) The Tribunal expects that the witness will attempt to adequately address, well in advance of the Hearing, the concerns raised by other Parties in an effort to resolve issues, shorten the Hearing, and save time and expense.

(b) The Tribunal may order the Parties' consultants (including independent consultants, technical or professional staff and advisors) to have one or more meetings and, where appropriate, communicate directly with each other outside of meetings in order to expedite the proceeding. The purposes of the meeting are to:

- (i) exchange all relevant information and documentation related to facts or opinions in dispute;
- (ii) discuss all facts or opinions in dispute with a view to reducing or eliminating areas of controversy;
- (iii) arrange for a site visit if this may assist the consultants to obtain more complete information;
- (iv) reach consensus on facts, issues and opinions which do not require a determination by the Tribunal;
- (v) clarify differences of opinion and to consider whether further studies or information are required;
- (vi) where applicable, develop conditions of approval acceptable to all Parties; and
- (vii) explore any other means of resolving areas of dispute between the Parties.

Efficiency

14. (a) Reports, witness statements, and information should be produced in a timely fashion to all Parties.

(b) All reasonable requests for answers to written questions (often referred to as "interrogatories") must be answered promptly and thoroughly by the witness.

(c) Notwithstanding the requirements for full disclosure, the witness should make every effort to give succinct answers (while at the same time ensuring that they are direct and complete) to questions put to him or her in writing, in examination-in-chief, in cross-examination and in re-examination and by the Tribunal. Answers should be concise, responsive and focused on the most essential issues.

(d) During his or her testimony a witness should not be called upon to review the minutia of fundamental techniques, and to read correspondence and other reports line-by-line, unless it is clear that the purpose of such elaboration warrants this expenditure of time.

Compliance

15. If this Practice Direction is not complied with, the Tribunal may:

- (a) decline to accept the opinions or evidence of an otherwise qualified witness;
- (b) admit the evidence, but accord it little weight;
- (c) adjourn the date of the Hearing until such time as this Practice Direction is complied with;
- (d) note the conduct of the witness and subject the witness to adverse comment in its decision;
- (e) report a breach of professional standards of conduct, an attempt to mislead, incompetence or negligence, extensive violation of this Practice Direction, or serious interference with the Tribunal's process to the professional association or licensing body responsible for compliance with standards of conduct; and/or
- (f) order that costs be paid forthwith by the Party who retained or employed the witness.

Appendix C — List of Acronyms used in the Decision

ASHRAE	- American Society of Heating, Refrigerating and Air- Conditioning Engineers
AWEA/CanWEA	- American Wind Energy Association/ Canadian Wind Energy Association
CMOH	- Chief Medical Officer of Health
dBA	- A-Weighted Decibels
dB	- Decibels
dBG	- G-Weighted Decibels
dB Leq	- Average Sound Level
EAA	- <i>Environmental Assessment Act</i>
EBR	- <i>Environmental Bill of Rights, 1993</i>
EEG	- Electroencephalogram
EPA	- <i>Environmental Protection Act</i>
ESS	- Epworth Sleepiness Scale
GE	- General Electric
GEA	- <i>Green Energy Act, 2009</i>
GEGEA	- <i>Green Energy Green Economy Act, 2009</i>
HGC	- Howe Gastmeier Chapnik Limited
HRQOL	- Health-Related Quality of Life
HVAC	- Heating, Ventilation and Air Conditioning
IEC	- International Electrotechnical Commission
ISO	- International Standards Organization
IWT	- Industrial Wind Turbine
m/s	- Metres per second
MCS	- Mental Component Score
MNR	- Ministry of Natural Resources
MOE	- Ministry of the Environment
MTC	- Ministry of Tourism and Culture
MW	- Megawatts
NHS	- National Health Service (of the United Kingdom)
NRC	- National Research Council
OEM	- Original Equipment Manufacturer
OMB	- Ontario Municipal Board
P-value	- Measure of Statistical Significance

PSQI	- Pittsburgh Sleep Quality Index
REA	- Renewable Energy Approval
REAU	- Renewable Energy Approvals Unit
SEV	- Statement of Environmental Values
SF-36	- Questionnaire measuring mental and physical health
<i>SPPA</i>	- <i>Statutory Powers Procedure Act</i>
SWV	- Society for Wind Vigilance
VAD	- Vibroacoustic disease
WHO	- World Health Organization
WCO	- Wind Concerns Ontario

Appendix D — List of References cited in the Summary of Evidence

Aeroustics Engineering Limited, "Measurement of Audible Noise from Wind Turbines — Phase 1 Report" (June 11, 2010) ("Phase 1 Report").

Alves-Pereira, M. and Castelo Branco, N.A.A. "Infrasound and low frequency noise dose responses: contributions", "Public health and noise exposure: the importance of low frequency noise", "The scientific arguments against vibroacoustic disease" in Proceedings of the Inter-Noise Congress, Istanbul (Aug. 28-31, 2007) and "In-home wind turbine noise is conducive to vibroacoustic disease" in Proceedings of the 2nd International Meeting on Wind Turbine Noise, Lyon (Sep. 20-21, 2007) ("Alves-Pereira and Castelo Branco papers").

American and Canadian Wind Energy Associations "Wind Turbine Sound and Health Effects; An Expert Panel Review" (2009) (the "AWEA/CanWEA Report").

Australian Government National Health and Medical Research Council "Wind Turbines and Health: A rapid review of the evidence" (2010) ("NHMRC Report").

Basner, M. et. al., "Aircraft noise: Effects on macro- and microstructure of sleep" (2008) 9:4 Sleep Medicine 382.

Basner, M., "Nocturnal aircraft noise exposure increases objectively assessed daytime sleepiness" (2008) 17:supp. 1 Journal of Sleep Research 512.

Berglund, B., Hassmen, P. et. al. "Sources and effects of low-frequency noise" (1996) 99 J. Acoust. Soc. Am. 2985.

Bossanyi, E. and Morgan, C. "Wind turbine icing- its implications for public safety" Proceedings of European Union Wind Energy Conference, 1996.

Braam, H. and Raemakers, L.W.M.M., "Guidelines on the Environmental Risk of Wind Turbines in The Netherlands" prepared for The Netherlands Agency for Energy and the Environment, 2004.

Chatham-Kent Public Health Unit, "The Health Impact of Wind Turbines: A Review of the Current White, Grey, and Published Literature" (2008) ("Health Unit Report").

Chief Medical Officer of Health Report "The Potential Health Impact of Wind Turbines" May, 2010 ("CMOH" Report).

Dang-Vu et. al., "Spontaneous brain rhythms predict sleep stability in the face of noise" (2010) 20:R Current Biology 626 ("Dang-Vu 2010").

de Kluizenaar, Y. et. al., "Long-term road traffic noise exposure is associated with an increase in morning tiredness" 126 J. Acoust. Soc. Am. 626.

Department of Trade and Industry, "The Measurement of Low Frequency Noise at Three UK Wind Farms" (2006) W/45/00656/00/00 Hayes McKenzie Partnership.

Gavreau, V., "Infrasound" (1968) 4 Science Journal 33.

Gavreau, V., Condat, R., and Saul, H., "Infra-sons: generateur, detecteurs, proprietes physique, effets biologiques" (1966) 17 Acustica 1).

General Electric, "Ice Shedding and Ice Throw — Risk and Management" (April, 2006) ("GE Ice Report").

GL Garrad Hassan, "Ice Throw Risk Assessment for the Proposed Kent Breeze Wind Power Project" (February, 2011) ("GLGH Risk Assessment").

GL Garrad Hassan, "Recommendations for Risk Assessments of Ice Throw and Blade Failure in Ontario" (May, 2007) ("GLGH 2007 Report").

Harding, G., Harding, P., and Wilkins, A., "Wind turbines, flicker, and photosensitive epilepsy: Characterizing the flashing that may precipitate seizures and optimizing guidelines to prevent them" (2008) 49 Epilepsia 1095.

Harry, A., "Wind Turbines, Noise and Health" (2007) ("Harry 2007").

Hatch "Kent Breeze Corporation — Kent Breeze Wind Farm and MacLeod Windmill Project Noise Assessment Report" (May 14, 2010) ("Hatch Noise Assessment Report").

Health Canada "Community Noise Annoyance" (2005) ("Health Canada 2005").

Howe Gastmeier Chapnik Limited, "Wind Turbines and Infrasound: A Discussion" (2006) ("HGC Report 2006").

Howe Gastmeier Chapnik "Wind Turbines and Sound: Review and Best Practice Guidelines" (2007) ("HGC Report 2007").

Howe Gastmeier Chapnik Limited (HGC Engineering), "Low Frequency Noise and Infrasound Associated with Wind Turbine Generator Systems: A Literature Review" (2010) ("HGC Report 2010").

Inaba, R. and Okada, A., "Study of the effects of infra-and low frequency sound on the sleep EEG Recordings" (1988) 7 J. Low Freq. Noise, Vibration Active Control 15.

Janssen, S.A., Vos, H., Eisses, A.R., and Pedersen, E., "Exposure-response relationships for annoyance by wind turbine noise: a comparison with other stationary sources" Proceedings of Euronoise 2009, UK Institute of Acoustics (2009) ("Janssen et. al. 2009").

Keith, S.E., Michaud, D.S., and Bly, S.H.P., "A proposal for evaluating the potential health effects of wind turbine noise for projects under the Canadian Environmental Assessment Act" (2008) 27:4 J. Low Freq. Noise Vib. Active Control. 253 ("Keith et. al. 2008").

Kelly, N. and Smith, B., "Evaluation of wind shear patterns at Midwest wind energy facilities" NREL/CP-500-32492 National Renewable Energy Laboratories, US Department of Energy (May, 2002).

Leventhall, G., "Infrasound from wind turbines: fact, fiction or deception" (2006) 34:2 Can. Acoust. 29 ("Leventhall 2006").

Martin, S.E. et. al., "The effect of nonvisible sleep fragmentation on daytime function" (1997) 155:5 American Journal of Respiratory and Critical Care Medicine 1596.

MOE's Noise Guidelines for Wind Farms, 2008 ("MOE Noise Guidelines").

MOE NPC-205 "Sound Level Limits for Stationary Sources in Class 1 & 2 Areas (Urban)" (October 1995) ("NPC-205").

MOE NPC-232 "Sound Level Limits for Stationary Sources in Class 3 Areas (Rural)" (October 1995) ("NPC-232").

National Research Council, "Environmental Impacts of Wind-Energy Projects" (2007) Washington, DC ("NRC Report").

New South Wales Parliament Legislative Council "Rural Wind Farms" General Purpose Standing Committee No. 5 (December, 2009) ("NSW Legislative Council Report 2009").

Nissenbaum, M., Aramini, J., and Hanning, C., "Adverse Health Effects Related to Industrial Wind Turbines (IWTs) — a Retrospective, Cross-sectional Epidemiological Study" (2011) unpublished (the "Nissenbaum Study").

O'Neal, R.D. et. al., "Low frequency sound and infrasound from wind turbines" Noise-Con., Baltimore, MD, (April 19-21, 2010).

Pawlaczyk-Luszczynska, M., Dudarewicz, A. et. al., "Evaluation of annoyance from low frequency noise under laboratory conditions" (2010) 12 Noise Health 166.

Pawlaczyk-Luszczynska, M., Dudarewicz, A. et. al., "The impact of low-frequency noise on human mental performance" (2005) 18 Int. J. Occup. Med. Environ. Health 185.

Pedersen, E. and Persson Waye, K., "Perception and annoyance due to wind turbine noise: a dose-response relationship" (2004) 116:6 J. Acoust. Soc. Am. 3460 ("Pedersen 2004").

Pedersen, E. and Persson Waye, K., "Wind turbine noise, annoyance and self-reported health and well-being in different living conditions" (2007) 64:7 Occup. Environ. Med. 480 ("Pedersen and Persson Waye, 2007").

Pedersen, E., Hallberg, L.R.M., and Persson Waye, K., "Living in the vicinity of wind turbines — a grounded theory study" (2007) 4 Qualitative Research in Psychology 49 ("Pedersen et. al. 2007").

Pedersen, E. and Persson Waye, K., "Wind turbines: low level noise sources interfering with restoration?" (2008) 3 Environ. Res. Lett. 15002 ("Pedersen 2008").

Pedersen, E. and Larsman, P., "The impact of visual factors on noise annoyance among people living in the vicinity of wind turbines" (2008) 28:4 J. Environ. Psychol. 379 ("Pedersen and Larsman 2008").

Pedersen, E., van den Berg, F., Bakker, R., and Bouma, J., "Response to noise from modern wind farms in The Netherlands (2009) 126 J. Acoust. Soc. Am. 634 ("Pedersen et. al. 2009").

Pedersen, E., van den Berg, F., Bakker, R., and Bouma, J., "Can road traffic mask sound from wind turbines? Response to wind turbine sound at different levels of road traffic sound" (2010) 38:5 Energy Policy 2520 ("Pedersen et. al. 2010").

Persson Waye, K., "Effects of low frequency noise on sleep" (2004) 6 Noise and Health 87.

Persson Waye, K. and Ohrstrom, E., "Psycho-acoustic characters of relevance for annoyance of wind turbine noise" (2002) 250:1 J. Sound and Vibration 65 ("Persson Waye 2002").

Persson Waye, K. and Rylander, R., "The prevalence of annoyance and effects after long-term exposure to low-frequency noise" (2001) 240 J. Sound and Vibration 483.

Pierpont, N., *Wind Turbine Syndrome: A Report on a Natural Experiment*, (Santa Fe, New Mexico: K Selected Publications, 2009) ("Pierpont 2009").

Phipps, R., "In the Matter of Moturimu Wind Farm Application" Evidence to the Joint Commissioners, Palmerston North (March, 2007) ("Phipps 2007").

Quibai, C.Y.H. and Shi, H., "An Investigation on the physiological and psychological effects of infrasound on persons" *The Effects of Low Frequency Noise and Vibration on People* (Ed: C. Hansen, Multi-science Publishing Co. Ltd, 2007).

Rideout, K., Copes, R., and Bos, C., "Wind turbines and health" (2010) Vancouver: National Collaborating Centre for Environmental Health ("Rideout et. al. 2010").

Salt, A. and Hullar, T.E., "Responses of the ear to low frequency sounds, infrasound and wind turbines" (2010) 268: (1-2) Hearing Res. 12 ("Salt 2010").

Schust, M., "Effects of low frequency noise up to 100 Hz" (2004) 6 Noise Health 73.

Siefert, H. et. al., "Risk Analysis of Ice Throw from Wind Turbines" Presented at BOREAS 6, Pyha, Finland (April 9-11, 2003).

Sims, N.E., "The Effects of Wind Turbine Sound on Health" Springfield Sangamon County Regional Planning Commission (2010) ("Sims 2010").

Smedley, A.R.D., Webb, A.R., and Wilkins, A.J., "Potential of wind turbines to elicit seizures under various meteorological conditions" (2010) 51 Epilepsia 1146.

Society for Wind Vigilance, "An Analysis of the American/Canadian Wind Energy Association sponsored: Wind Turbine Sound and Health Effects: An Expert Panel Review" (2009) ("Society for Wind Vigilance Review").

van den Berg, F., Pedersen, E., Bouma, J., and Bakker, R., "Project WINDFARM perception: Visual and acoustic impact of wind turbine farms on residents: Final Report" (2008) FP6-2005- Science and Society-20 Project no. 044628, University of Groningen and University of Gothenburg ("van den Berg et. al. 2008").

van den Berg, G.P., "Effects of the wind profile at night on wind turbine sound" (2004) 277:4-5 J. Sound Vib. 955 ("van den Berg 2004").

WHO "Night Noise Guidelines for Europe" (2009) ("WHO Night Noise Guidelines").

WHO "Guidelines for Community Noise" (1999).

Wind Vigilance for Ontario Communities (Windvoice), "A Self-reporting Survey: Adverse Health Effects, Industrial Wind Turbines (IWT) and The Need for Vigilance Monitoring" (January, 2011) unpublished (the "Windvoice Survey").