



EXHIBIT 4 – OPERATING EXPENSES

2018 Cost of Service

Cooperative Hydro Embrun Inc.
EB-2017-0035

TABLE OF CONTENT

1	4.1 Overview	5
2	4.1.1 Overview	5
3	4.2 Summary & Cost Driver Tables.....	10
4	4.2.1 Summary of Cost drivers	10
5	4.2.2 Year over year variance analysis	12
6	4.2.3 Actual vs Inflation.....	19
7	4.3 Program Delivery Costs with Variance Analysis	22
8	4.3.1 Program Descriptions	22
9	4.4 Workforce Planning and Employee	
10	Compensation	32
11	4.5 Shared services & Corporate Cost Allocation	38
12	4.6 Purchases of Non- Affiliate Services, One Time	
13	Cost, Regulatory Costs	39
14	4.6.1 Non-Affiliate Services	39
15	4.6.2 One Time Costs	43
16	4.6.3 Regulatory Costs.....	43
17	4.7 LEAP, Charitable & Political Donations	47
18	4.8 Depreciation, Amortization and Depletion	49
19	4.8.1 Filing Requirments Applicable to CHEI	49
20	4.8.2 Depreciation Rates and Methodology	53
21	4.8.3 Depreciation Expense Associated with Retirement	
22	Obligation	54

1	4.8.4 Adoption of the Half Year Rule	54
2	4.8.5 Depreciation and Capitalization Policy	54
3	4.9 Taxes & Payments in Lieu of Taxes (PILS)	56
4	4.9.1 Overview of PILs.....	56
5	4.10 Non- Recoverable and Disallowed Expenses	60
6	4.11 PILs Intergrity Check	61
7	4.12 Conservation and Demand Management	62
8	4.12.1 Conservation and Demand Management	
9	Overview.....	62
10	4.12.2 LRAM Variance Account (LRAMVA)	64
11	Appendices	66

Table of Figures

1	Table 1 - Total OM&A, Depreciation and Income Taxes	6
2	Table 2 - Total OM&A, Depreciation and Income Taxes	6
3	Table 3 - Appendix 2-JA – Summary of Recoverable OM&A Expenses.....	8
4	Table 4 – OEB Appendix 2-JB – Recoverable OM&A Cost Driver Table.....	10
5	Table 5 - 2014 Actual vs. 2014 Board Approved.....	12
6	Table 6 - 2015 Actual vs. 2014 Actual	13
7	Table 7 - 2015 Actual vs. 2016 Actual	14
8	Table 8 - 2016 Actual vs. 2017 Bridge Year.....	14
9	Table 9 - 2017 Bridge vs. 2018 Test Year	15
10	Table 10 – OEB Appendix 2-L Recoverable OM&A Cost per Customer and per FTE.....	17
11	Table 11 - Cost per Customer (as per 2015 PEG Report).....	18
12	Table 12 – Cost per customer for LDCs with <10000 Customers (as per 2015 PEG Report)	18
13	Table 13 - Inflation vs. 2018 Test Year	19
14	Table 14 - OEB Appendix 2-JC – OM&A Programs Table	22
15	Table 15 - Headcount (number of months worked per year)	32
16	Table 16 - OEB Appendix 2-K – Employee Compensation	34
17	Table 17 - Benefit Expenses	34
18	Table 18 - Details Compensation Accounts	36
19	Table 19 - Supplier List	40
20	Table 20 - Regulatory Costs specific to the 2018 Cost of Service	45
21	Table 21 – OEB Appendix 2-M Regulatory Costs.....	46
22	Table 22 – 2014-2016 Leap funding as per 2.1.16 RRR.....	48
23	Table 23 - Depreciation Rates.....	55

1	Table 24 - Tax Provision for the Test Year.....	58
2	Table 25 - Summary of Requested LRAM Amounts	65
3		

4.1 OVERVIEW

4.1.1 OVERVIEW

The operating costs found in this exhibit represent expenditures that are required to maintain and operate CHEI's distribution system assets at the targeted levels of performance, to meet customer expectations, ensure public and employee safety and provide quality service. These operating costs are necessary to comply with the Distribution System Code, environmental requirements, and government direction. OM&A expenses consist of, but are not limited to; the required expenditures necessary to maintain and operate CHEI's distribution system assets; the costs associated with metering, billing, collecting from its customers; the costs associated with ensuring the safety of all stakeholders; and costs to maintain distribution service quality and reliability.

While preparing its 2017 Bridge and 2018 Test budgets, CHEI took into consideration the bill impacts associated with these OM&A costs. For every iteration of the budget, the Bill Impacts were analyzed and the OM&A budget modified to minimize bill impacts to the customers as much as possible. The final 2018 proposed budget was presented to the board of directors for review and approval on February 8, 2017.

CHEI's 2018 Test Year operating costs are projected to be \$721,971, which represents an increase of \$165,692 from its 2014 Cost of Service or 29.8%. Details are presented in Table 1 below. Table 2 shows historical and budgeted OM&A costs by major function.

1 **Table 1 - Total OM&A, Depreciation and Income Taxes**

	2014 Board Approved	2018	Diff
<i>Operations</i>	\$20,900	\$37,769	\$16,869
<i>Maintenance</i>	\$40,300	\$56,215	\$15,915
<i>Billing and Collecting</i>	\$170,174	\$209,970	\$39,796
<i>Community Relations</i>	\$4,000	\$7,875	\$3,875
<i>Administrative and General</i>	\$320,905	\$410,142	\$89,237
Total	\$556,279	\$721,971	\$165,692
<i>%Change (year over year)</i>			29.79%

2
3 **Table 2 - Total OM&A, Depreciation and Income Taxes**

	Board Approved	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Operations</i>	\$20,900	\$28,851	\$39,764	\$34,209	\$35,830	\$37,769
<i>Maintenance</i>	\$40,300	\$44,655	\$26,251	\$46,223	\$50,645	\$56,215
<i>Billing and Collecting</i>	\$170,174	\$166,891	\$210,565	\$177,779	\$198,023	\$209,970
<i>Community Relations</i>	\$4,000	\$6,982	\$8,363	\$7,863	\$7,500	\$7,875
<i>Administrative and General</i>	\$320,905	\$321,703	\$328,131	\$334,952	\$359,618	\$410,142
Total	\$556,279	\$569,081	\$613,072	\$601,025	\$651,616	\$721,971
<i>%Change (year over year)</i>		2.3%	7.7%	0.0%	6.3%	10.8%

4
5 Most OM&A variances from the 2014 Board Approved to the 2018 Test Year can be attributed
6 to an increase in administrative costs (approx. 89k). Increases in operation and maintenance
7 costs (approx. \$17K and \$16K respectively), include activities such as repairs, inspection, testing,
8 cleaning, and verification activities, are considered minimal. Billing and Collecting shows an
9 increase of \$40K. The major contributor to the increase in Billing and Collecting costs is the
10 forecasted increase in bad debt, incremental costs from Ottawa River Power for billing services
11 and an increase in overall billing costs attributable to an increase in residential customers.
12 Regulatory Costs also include provisions for a costlier proceeding if required. ¹ Specifics

¹ MFR - Brief explanation of test year OM&A levels, cost drivers, significant changes, trends, inflation rate assumed, business environment changes

1 regarding year over year variances are presented in Section 4.2.2 of this Exhibit and a
2 comparison to an inflationary increase is presented at Section 4.3.2.

3 **Inflation Rate and Assumptions**

4 The CPI rate is a measure that can fluctuate significantly from quarter to quarter. Using the most
5 recent rate does not always reflect the historical trends nor predicted trends, therefore, CHEI
6 typically uses the flat rate of 2% of inflation for budgeting purposes. The Bank of Canada aims
7 to keep inflation at the 2 per cent midpoint of an inflation-control target range of 1 to 3 per
8 cent and recently reported CPI median of 2%. Therefore, the utility deems it appropriate to use
9 2% as an inflation rate.

10 **Other Assumptions**

11 CHE does not have any unionized employees (ref: Section 4.4). All non-union salaries are
12 adjusted on a yearly basis to reflect the inflation factor (ref: Section 4.2.3). The utility does not
13 have a Collective Agreement, does not have any affiliates and is not a virtual utility ²(ref: Section
14 4.4). The utility does not expect any significant changes in its business environment (ref: Business
15 Plan) other than an increase in residential customers (ref: Exhibit 3). The utility does not expect
16 to hire any additional employees in the 2018-2022 (ref: Business Plan).

17 CHEI notes that it does not, nor has it ever, capitalized overhead. Therefore, there are no effects
18 on the Test Year's OM&A. Appendix 2-D Overhead Expenses is not applicable in CHEI's case.^{3 4}

19 OEB Appendix 2-JA below shows a summary of CHEI Operations, Maintenance and
20 Administrative ("OM&A") costs as required by the OEB's filing guidelines.

21

² MFR - Identification of all shared services among affiliates and parent company; identification of the extent to which the applicant is a "virtual utility".

³ MFR - Identification of change in OM&A in test year in relation to change in capitalized overhead.

⁴ MFR - OM&A variance analysis for test year with respect to bridge and historical years; Appendix 2-D

1 **Table 3 – OEB Appendix 2-JA – Summary of Recoverable OM&A Expenses⁵**

	Last Rebasing Year (2014 Board-Approved)	Last Rebasing Year (2014 Actuals)	2015 Actuals	2016 Actuals	2017 Bridge Year	2018 Test Year
Reporting Basis						
Operations	\$20,900	\$28,851	\$39,764	\$34,209	\$35,830	\$37,769
Maintenance	\$40,300	\$44,655	\$26,251	\$46,223	\$50,645	\$56,215
Subtotal	\$61,200	\$73,506	\$66,014	\$80,432	\$86,475	\$93,984
%Change (year over year)			-10.2%	21.8%	7.5%	8.7%
%Change (Test Year vs Last Rebasing Year - Actual)						27.9%
Billing and Collecting	\$170,174	\$166,891	\$210,565	\$177,779	\$198,023	\$209,970
Community Relations	\$4,000	\$6,982	\$8,363	\$7,863	\$7,500	\$7,875
Administrative and General	\$320,905	\$321,703	\$328,131	\$334,952	\$359,618	\$410,142
Subtotal	\$495,079	\$495,575	\$547,058	\$520,594	\$565,141	\$627,987
%Change (year over year)			10.4%	-4.8%	6.1%	11.1%
%Change (Test Year vs Last Rebasing Year - Actual)						26.7%
Total	\$556,279	\$569,081	\$613,072	\$601,025	\$651,616	\$721,971
%Change (year over year)			7.7%	-2.0%	6.3%	10.8%
	Last Rebasing Year (2014 Board-Approved)	Last Rebasing Year (2014 Actuals)	2015 Actuals	2016 Actuals	2017 Bridge Year	2018 Test Year
Operations	\$20,900	\$28,851	\$39,764	\$34,209	\$35,830	\$37,769
Maintenance	\$40,300	\$44,655	\$26,251	\$46,223	\$50,645	\$56,215
Billing and Collecting	\$170,174	\$166,891	\$210,565	\$177,779	\$198,023	\$209,970
Community Relations	\$4,000	\$6,982	\$8,363	\$7,863	\$7,500	\$7,875
Administrative and General	\$320,905	\$321,703	\$328,131	\$334,952	\$359,618	\$410,142
Total	\$556,279	\$569,081	\$613,072	\$601,025	\$651,616	\$721,971
%Change (year over year)			7.7%	-2.0%	6.3%	10.8%

2

⁵ MFR - Summary of recoverable OM&A expenses; Appendix 2-JA

Cooperative Hydro Embrun Inc.
EB-2017-0035

2018 Cost of Service Inc
Exhibit 4 – Operating Expenses
May 1, 2018

	Board Approved	2014	Variance	2015	Variance	2016	Variance	2017	Variance	2018	Variance
Operations	\$20,900	\$28,851	-\$7,951	\$39,764	\$10,913	\$34,209	-\$5,555	\$35,830	\$1,621	\$37,769	\$1,939
Maintenance	\$40,300	\$44,655	-\$4,355	\$26,251	-\$18,404	\$46,223	\$19,972	\$50,645	\$4,422	\$56,215	\$5,570
Billing and Collecting	\$170,174	\$166,891	\$3,283	\$210,565	\$43,674	\$177,779	-\$32,786	\$198,023	\$20,244	\$209,970	\$11,947
Community Relations	\$4,000	\$6,982	-\$2,982	\$8,363	\$1,381	\$7,863	-\$500	\$7,500	-\$363	\$7,875	\$375
Administrative and General	\$320,905	\$321,703	-\$798	\$328,131	\$6,427	\$334,952	\$6,821	\$359,618	\$24,666	\$410,142	\$50,524
Total OM&A Expenses	\$556,279	\$569,081	-\$12,802	\$613,072	\$43,991	\$601,025	-\$12,047	\$651,616	\$50,591	\$721,971	\$70,355
Adjustments for Total non-recoverable items (from Appendices 2-JA and 2-JB)											
Total Recoverable OM&A Expenses	\$556,279	\$569,081	-\$12,802	\$613,072	\$43,991	\$601,025	-\$12,047	\$651,616	\$50,591	\$721,971	\$70,355
Variance from previous year				\$43,991		-\$12,047		\$50,591		\$70,355	
Percent change (year over year)				8%		-2%		8%		11%	
Percent Change: Test year vs. Most Current Actual						20.12%					

4.2 SUMMARY & COST DRIVER TABLES

4.2.1 SUMMARY OF COST DRIVERS

In accordance with the OEB's minimum filing requirements, OEB Appendix 2-JB, OM&A Cost Drivers, presented below outlines the key drivers of OM&A costs over the period of 2014 to 2018. An overview of the reasons behind the costs drivers is presented following the table, and detailed explanations are presented in Section 4.2.2-Year over Year Variance Analysis.

Table 4 – OEB Appendix 2-JB – Recoverable OM&A Cost Driver Table⁶

OM&A	2014	2015	2016	2017	2018
Opening Balance	\$630,975.00	\$569,081.00	\$613,072.00	\$612,883.00	\$651,616.00
5315-Customer Billing		\$44,203	-\$33,024	\$14,829	\$11,732
5605-Executive Salaries and Expenses					
5610-Management Salaries and Expenses		\$11,904			
5655-Regulatory Expenses					\$38,300
<i>Total of Variances < \$5000</i>	\$12,115	-\$12,116	\$20,977	\$23,904	\$20,323
Closing Balance	\$569,081	\$613,072	\$601,025	\$651,616	\$721,971

5315-Customer Billing

2015 - an increase of \$44,203.

- A one-time severance pay after terminating an employee (45K)

2017 - an increase of \$14,829.

- Increase in Bad Debt and Collection Charges (7K)
- Increase in salaries for 2 CSR/Billing Clerks (7k)

2018 - an increase of \$11,732.

- Increase CIS costs from Ottawa River Power (4K)

⁶ MFR - Recoverable OM&A cost drivers; Appendix 2-JB

- 1 • Increase in salaries for 2 CSR/Billing Clerks (7k)

2 **5610-Management Salaries and Expenses**

3 The increase of \$11,904

- 4 • due to a one-time pay out of accumulated vacation. (Note that the utility's Board of
5 Director is considering CHEI's proposal to discontinue the practice of vacation pay-out
6 and allow the employee to carry over unused vacation time to the following year. If
7 accepted, the new practice would help level administrative costs).

8 **5655-Regulatory Expenses**

9 The increase of \$38,323 in Regulatory Expenses

- 10 • due to costs related to developing the Distribution System Plan, legal review of the
11 application and assistance in the upcoming settlement conference and provision for oral
12 hearing and two interveners. Note that all regulatory costs have been amortized over a
13 period of 5 years. Details of the proposed Regulatory Costs are presented in Section
14 4.6.3 of this Exhibit.

4.2.2 YEAR OVER YEAR VARIANCE ANALYSIS

The following section provides explanations of the year over year cost variances and drivers. CHEI does not have any increase above the threshold of \$50,000. However, the utility chose to highlight and explain variances that it considers significant enough to warrant justification. For each significant change within its control, CHEI has described the reasons and decision that was made to manage the cost increase/decrease and the alternatives.⁷

Tables 5-9 below show the year over year variances of OM&A expenses for 2014 Board Approved to the 2018 Test Year. A variance analysis of expenses over 10k follow the tables.

Table 5 - 2014 Actual vs. 2014 Board Approved

	Board Approved	2014	Variance
<i>Operations</i>	\$20,900	\$28,851	\$7,951
<i>Maintenance</i>	\$40,300	\$44,655	\$4,355
<i>Billing and Collecting</i>	\$170,174	\$166,891	-\$3,283
<i>Community Relations</i>	\$4,000	\$6,982	\$2,982
<i>Administrative and General</i>	\$320,905	\$321,703	\$798
<i>Total OM&A Expenses</i>	\$556,279	\$569,081	\$12,802

The total OM&A costs in 2014 were \$12,802 greater than the 2014 Board Approved amount. The breakdown of each category shows small variances well under the materiality threshold in the 2014 Board Approved vs. 2014 Actual.

⁷ For each significant change within the applicant's control describe business decision that was made to manage the cost increase/decrease and the alternatives

1

Table 6 - 2015 Actual vs. 2014 Actual

	2014	2015	Variance
<i>Operations</i>	\$28,851	\$39,764	\$10,913
<i>Maintenance</i>	\$44,655	\$26,251	-\$18,404
<i>Billing and Collecting</i>	\$166,891	\$210,565	\$43,674
<i>Community Relations</i>	\$6,982	\$8,363	\$1,381
<i>Administrative and General</i>	\$321,703	\$328,131	\$6,427
<i>Total OM&A Expenses</i>	\$569,081	\$613,072	\$43,991

2

3 The total OM&A expenses in 2015 were \$43,991 greater than the 2014 Actual amount. The
 4 increase in operations of \$10,913 was caused by an increase in locates (Account 5075) due to
 5 several new subdivisions that were built in the service area. Locates are considered outside of
 6 the utility's control and, more importantly, are necessary for the customer's safety in that
 7 underground services, including powerlines, could be buried on a customer's property and
 8 accidentally hitting one can cause property damage or injury.

9 The increase in billing and collecting of \$43,674 was mainly due to a severance pay after an
 10 employee was terminated. Although this decision considered to be under the control of the
 11 utility, the decision was made for the best of the former employee, utility and ultimately the
 12 customer. Section 4.4 of this Exhibit provides more explanation as to why it's important as a
 13 small utility such as CHEI to have the right personnel in place to best advantage customer.

14 All other major functions show minimal variance well under the materiality threshold in 2015
 15 Actual vs. 2014 Actual.

16

1

Table 7 - 2015 Actual vs. 2016 Actual

	2015	2016	Variance
<i>Operations</i>	\$39,764	\$34,209	-\$5,555
<i>Maintenance</i>	\$26,251	\$46,223	\$19,972
<i>Billing and Collecting</i>	\$210,565	\$177,779	-\$32,786
<i>Community Relations</i>	\$8,363	\$7,863	-\$500
<i>Administrative and General</i>	\$328,131	\$334,952	\$6,821
<i>Total OM&A Expenses</i>	\$613,072	\$601,025	-\$12,047

2 The total OM&A expenses in 2016 were -\$12,047 lesser than 2015 Actual.

3 The increase in maintenance of \$19,972 is attributable to costs related to 5150-Maintenance of
4 Underground Conductors and Devices and 5155-Maintenance of Underground Services. In the
5 past, the utility has had little to not reliability issues with its underground services. However,
6 there were several failures in 2016 that needed to be remedied and thus caused the increase in
7 costs of \$19,972. Costs related to maintenance generally fall outside of the utility's control as
8 they related to reliability and continuity of service.

9

10 The decrease in billing and collecting of \$32,786 (net of yearly increases) is mainly due to the
11 normalizing of costs after having paid a one-time severance payout to an employee that was
12 terminated.

13

14 All other major functions show minimal variance well under the materiality threshold in 2016
15 Actual vs. 2015 Actual.

16

Table 8 - 2016 Actual vs. 2017 Bridge Year

	2016	2017	Variance
<i>Operations</i>	\$34,209	\$35,830	\$1,621
<i>Maintenance</i>	\$46,223	\$50,645	\$4,422
<i>Billing and Collecting</i>	\$177,779	\$198,023	\$20,244
<i>Community Relations</i>	\$7,863	\$7,500	-\$363
<i>Administrative and General</i>	\$334,952	\$359,618	\$24,666
<i>Total OM&A Expenses</i>	\$601,025	\$651,616	\$50,591

17

18 The total OM&A expenses in 2017 are \$50,591 is greater than 2016 Actual.

1 The increase in billing and collecting of \$20,244 is due an increase in salaries (\$9k) and due to
2 metered postage costs which has gone from \$0.60 per letter in 2014 to \$0.82 in 2017 per letter
3 with a projected increase of 1.8% in 2018 or \$0.83 per letter (6K).

4
5 The second reason is mainly due to collection costs and bad debt. With the new legislation in
6 place where a utility cannot disconnect residential customers prior to April 30, 2017, CHEI has
7 forecasted an increase in the number of customers who will be sent to the Collection agency
8 due to customers not paying their bills during the winter months. CHEI considers this cost to be
9 outside of its control. That said, the utility will continue to work with the customers to ensure
10 payment where possible. (5K)

11
12 The increase in administrative and general of \$24,666 is due to an increase in outside services –
13 more specifically costs related to its external accountants/auditors. These costs are related to the
14 need for additional help from CHEIs auditors in dealing with an OEB audit on the utility’s
15 deferral and variance accounts. The cost of the audit was 10k in 2016 and 13K in 2017.

16
17 The costs related to operation and maintenance and community relations remain stable and well
18 below the materiality threshold.

19 **Table 9 - 2017 Bridge vs. 2018 Test Year**

	2017	2018	Variance
<i>Operations</i>	\$35,830	\$37,769	\$1,939
<i>Maintenance</i>	\$50,645	\$56,215	\$5,570
<i>Billing and Collecting</i>	\$198,023	\$209,970	\$11,947
<i>Community Relations</i>	\$7,500	\$7,875	\$375
<i>Administrative and General</i>	\$359,618	\$410,142	\$50,524
<i>Total OM&A Expenses</i>	\$651,616	\$721,971	\$70,355

20 The total OM&A expenses in 2018 are projected to be \$70,355 greater than 2017 Actual.

21 The increase in Billing and Collecting of \$11,947 is mostly due to an increase in billing costs
22 related to providing billing services to new customers and an overall increase in postage as well.

23

1 The increase in administrative and general costs of \$50,524 is for the most part due to new
2 regulatory requirement (i.e; Distribution System Plan) and provisions for a more costly
3 proceeding (i.e; oral hearing, cost of community meeting, two interveners instead of one),
4 should it be required. (details are discussed in Section 4.6.3).

5

6 The costs related to operation and maintenance and community relations remain stable and well
7 below the materiality threshold.

1 **Cost per Customer**

2 OEB Appendix 2-L Employee Costs at Table 10 below shows an OM&A cost per customer of
3 \$208 in 2018 in comparison to 172 in 2014 Board Approved.

4

5 As shown in Table 10 below, the OM&A costs per customer in the Test Year has increased since
6 the 2014 Board Approved costs.

7 **Table 10 – OEB Appendix 2-L Recoverable OM&A Cost per Customer and per FTE⁸**

	2014 Board Approved	2014	2015	2016	2017	2018
OM&A Costs						
O&M	\$61,200.00	\$73,505.84	\$66,014.49	\$80,431.59	\$86,475.00	\$93,984.00
Admin Expenses	\$320,905.00	\$321,703.08	\$328,130.52	\$334,951.92	\$359,618.00	\$380,142.00
Total Recoverable OM&A from Appendix 2-JB⁵	\$382,105.00	\$395,208.92	\$394,145.01	\$415,383.51	\$446,093.00	\$474,126.00
Number of Customers^{2,4}	2227	1985	2078	2137	2217	2281*
Number of FTEs^{3,4}	3	3	3	3	3	3
Customers/FTEs	742.33	661.67	692.67	712.33	739.04	760.37
OM&A cost per customer						
O&M per customer	27	37	32	38	39	41
Admin per customer	144	162	158	157	162	167
Total OM&A per customer	172	199	190	194	201	208
OM&A cost per FTE						
O&M per FTE	20,400	24,502	22,005	26,811	28,825	31,328
Admin per FTE	106,968	107,234	109,377	111,651	119,873	126,714
Total OM&A per FTE	127,368	131,736	131,382	138,461	148,698	158,042

8 *Customers do not include connections

9

⁸ MFR - Recoverable OM&A Cost per customer and per FTE; Appendix 2-L

1 Table 11 below shows CHEI's PEG ranking for 2014 and 2015 and projected costs for 2016 to
2 2018. Table 12 shows CHEI's most recent published results (2015). As can be seen for the table,
3 CHEI has the second lowest cost per customer amongst utilities with less than 10,000 customers.
4 Compared to all other utilities, CHEI has the 13th lowest cost in the province and the 6th best
5 efficiency ranking in the province. With the projected increase in customers in 2018, the utility's
6 total cost per customer decreases by \$15/customers in 2018 resulting in an even more efficient
7 ranking.

8 **Table 11 - Cost per Customer (as per 2015 PEG Report)⁹**

	2014	2015	2016	2017	2018
<i>PEG Cost Control</i>					
<i>Total Cost per Customer</i>	530	533	524	525	515
<i>Total Cost per km of line</i>	31927	30,485	31,087	32,342	32,600
<i>Efficiency</i>	2	2	1	1	1

9

10 **Table 12 – Cost per customer for LDCs with <10000 Customers (as per 2015 PEG Report)**

<i>Utility Name</i>	<i>Year</i>	<i>Efficiency Ranking</i>	<i>Efficiency %</i>	<i>Cost /Cust</i>	<i>Costs</i>	<i>Cust</i>
<i>Hydro Hawkesbury Inc.</i>	2015	1	-61.17%	261	1,436,164	5,510
<i>Cooperative Hydro Embrun Inc.</i>	2015	1	-27.26%	533	1,097,457	2,059
<i>Rideau St. Lawrence Distribution Inc.</i>	2015	3	-6.71%	548	3,208,656	5,860
<i>Hearst Power Distribution Company Limited</i>	2015	2	-20.96%	579	1,564,645	2,703
<i>Renfrew Hydro Inc.</i>	2015	4	12.24%	584	2,494,345	4,270
<i>Northern Ontario Wires Inc.</i>	2015	1	-32.12%	608	3,690,659	6,075
<i>Kenora Hydro Electric Corporation Ltd.</i>	2015	3	-8.70%	618	3,438,978	5,569
<i>Tillsonburg Hydro Inc.</i>	2015	3	7.81%	648	4,574,042	7,059
<i>Centre Wellington Hydro Ltd.</i>	2015	3	-1.29%	654	4,416,294	6,757
<i>Espanola Distribution Corporation</i>	2015	2	-21.68%	658	2,165,145	3,289
<i>Fort Frances Power Corporation</i>	2015	3	5.69%	660	2,461,019	3,729
<i>Midland Power Utility Corporation</i>	2015	4	15.86%	681	4,830,423	7,096
<i>Niagara-On-The-Lake Hydro Inc.</i>	2015	3	-3.37%	706	6,362,425	9,008
<i>Chapleau Public Utilities Corporation</i>	2015	4	24.02%	735	902,761	1,229
<i>Wellington North Power Inc.</i>	2015	4	14.58%	791	2,945,979	3,725
<i>Sioux Lookout Hydro Inc.</i>	2015	3	1.63%	818	2,275,167	2,780
<i>West Coast Huron Energy Inc.</i>	2015	5	35.88%	820	3,126,308	3,812
<i>Atikokan Hydro Inc.</i>	2015	3	5.49%	936	1,546,519	1,653

11

⁹ MFR - Recoverable OM&A Cost per customer and per FTE; Appendix 2-L

4.2.3 ACTUAL VS INFLATION

Utilities are under constant pressure to relate their spending to cost inflation, therefore, in the preparation of the Test Year budget, CHEI has calculated the year over year inflationary increase in OM&A costs at a rate of 2% and compared to its 2018 operating costs.

As can be seen in Table 13 below, if the utility had applied an inflationary increase only, the 2018 resulting costs would be 107k less.

Table 13 - Inflation vs. 2018 Test Year

As field						
	Board Approved	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Operations</i>	\$20,900	\$28,851	\$39,764	\$34,209	\$35,830	\$37,769
<i>Maintenance</i>	\$40,300	\$44,655	\$26,251	\$46,223	\$50,645	\$56,215
<i>Billing and Collecting</i>	\$170,174	\$166,891	\$210,565	\$177,779	\$198,023	\$209,970
<i>Community Relations</i>	\$4,000	\$6,982	\$8,363	\$7,863	\$7,500	\$7,875
<i>Administrative and General</i>	\$320,905	\$321,703	\$328,131	\$334,952	\$359,618	\$410,142
Total	\$556,279	\$569,081	\$613,072	\$601,025	\$651,616	\$721,971
<i>%Change (year over year)</i>		2.3%	7.7%	-2.0%	6.3%	10.8%

2% increase per year							
	Board Approved	2014	2015	2016	2017	2018	Diff
<i>Operations</i>	\$20,900	\$21,318	\$21,744	\$22,179	\$22,623	\$23,075	-\$14,694
<i>Maintenance</i>	\$40,300	\$41,106	\$41,928	\$42,767	\$43,622	\$44,494	-\$11,721
<i>Billing and Collecting</i>	\$170,174	\$173,577	\$177,049	\$180,590	\$184,202	\$187,886	-\$22,084
<i>Community Relations</i>	\$4,000	\$4,080	\$4,162	\$4,245	\$4,330	\$4,416	-\$3,459
<i>Administrative and General</i>	\$320,905	\$327,323	\$333,870	\$340,547	\$347,358	\$354,305	-\$55,837
Total	\$556,279	\$567,405	\$578,753	\$590,328	\$602,134	\$614,177	-\$107,794
<i>%Change (year over year)</i>		2.3%	7.7%	0.0%	6.3%	10.8%	

When budgeting, CHEI generally tries to use the inflation rate of 2% per USoA account, however, CHEI believes that its budget is also affected by other factors such as growth for example.

Much like inflation, growth also has financial implications for the utility's operating budget. From the CHEI's perspective, growth is influenced by three factors:

- (1) increases in customer base; and
- (2) new utility-owned assets; and

1 (3) the increase in services.

2 These three factors are linked to one another in very fundamental ways. For example, as the
3 utility's client base expands, the utility may need to equally increase its customer and billing
4 services thereby increasing costs. Similarly, when the utility builds new assets to serve new
5 customers, such as a transformer station or new poles, it incurs incremental costs to maintain
6 and operate these new assets.

7 The main point to note is that the use of the inflation factor does not account for all expenditure
8 pressures or revenue challenges and opportunities potentially facing the utility in 2018 and
9 beyond.

10 Costs above and beyond the inflationary increase are justified in the following section.

11 **Increase in Operations Costs**

12 The increase of \$14,694 in Operation Costs is attributable to an increase in locates. This cost is
13 directly related to the utility's increase in new services as multiple subdivisions have been built
14 recently. This trend will continue going forward as Embrun is becoming a more and more
15 attractive bedroom community for people that work in Ottawa and prefer to live in rural areas.

16 **Increase in Maintenance Costs**

17 The increase of \$11,721 in Maintenance Costs is attributable to an increase in issues related to
18 its underground system which fall outside of the utility's control as they related to reliability and
19 continuity of service.

20 **Increase in Billing and Collecting Costs**

21 As explained in Section 4.2.2, the increase of \$22,084 in Billing and Collecting Costs is due to a
22 forecasted increase in bad debt, incremental costs from Ottawa River Power for billing services
23 and an increase in overall billing costs attributable to an increase in residential customers).

24 **Increase in Community Relations Costs**

25 The increase of \$3,459 in Community Relations Costs is attributable to an increase in advertising
26 and customer engagement (i.e., prizes for customer satisfaction survey)

1 **Increase in Administrative and General Costs**

2 Of the \$55,837 increase in Administrative Costs, \$9,000 ($\$45,000/5$) is a provisions for an oral
3 hearing if a full settlement is not reached. \$4,000 ($\$20,000/5$) is a provision for two interveners
4 although in the past, CHEI has only had one intervener. The utility is hopeful that costs will be
5 kept to a minimum and that the provisions for a worst-case scenario can be removed from 2018
6 OM&A costs. If it should only get one intervener, the utility will remove \$5,000 from the
7 proposed 2018 costs. \$5,000 of the increase is related to the Distributions System Plan.(The cost
8 of 25,000 is amortized over 5 years).

9

4.3 PROGRAM DELIVERY COSTS WITH VARIANCE ANALYSIS

4.3.1 PROGRAM DESCRIPTIONS

Appendix 2-JC below shows the year over year variances of OM&A programs for 2014 Board Approved to 2018. The utility selected and adopted these programs based on a review of OM&A Programs that were introduced in recent Cost of Service applications which categorize the USoA account/functions based on the RRFE categories, Customer Focus, Operational Effectiveness, Public Responsiveness.

CHEI feels it important to note that the utility prefers to use the traditional USoA accounting for purposes of planning and budgeting. That said, in order to comply with the OEB requirement, the utility fully plans on tracking and reporting on a “programs” basis going forward, in addition to continuing to use the USoA accounting methodology for its internal use.

Table 15 below shows year over year variance using the RRFE categorization. No variance analysis of expenses exceeding the materiality threshold was identified.

Table 14 - OEB Appendix 2-JC – OM&A Programs Table¹⁰

	2014	2015	2016	2017	2018	Test Year Versus 2014 Actual	Test Year Versus Most Current Actuals
Programs	2014	2015	2016	2017	2018	Variance (\$)	Variance (\$)
Customer Focus							
Customer Service, Mailing Costs, Billing and Collections	\$213,226	\$255,933	\$218,476	\$234,817	\$249,104	\$35,878	\$30,628
Bad Debts	\$5,473	\$5,001	\$4,960	\$10,000	\$10,000	\$4,527	\$5,040
Service Locates	\$15,891	\$25,525	\$19,442	\$20,400	\$21,420	\$5,529	\$1,978
Sub-Total	\$234,589	\$286,459	\$242,877	\$265,217	\$280,524	\$45,935	\$37,647
Operational Effectiveness							

¹⁰ MFR - Completed Appendix 2-JC OM&A Programs Table - completed by program or major functions; include variance analysis limited to variances that are outliers, between test year and last OEB approved and most recent actuals, including an explanation for each significant change whether the change was within or outside the applicant's control and explanation of why

Administrative Effectiveness	\$208,691	\$214,736	\$219,075	\$236,409	\$244,771	\$36,080	\$13,839
Regulation Consultant-Services	\$37,868	\$42,412	\$45,071	\$47,325	\$49,691	\$11,823	\$4,620
Distribution Operating & Maintenance	\$48,100	\$29,358	\$50,315	\$55,195	\$61,115	\$13,016	\$10,800
Sub-Total	\$294,658	\$286,506	\$314,461	\$338,929	\$355,577	\$60,919	\$29,258
Public and Regulatory Responsiveness							
Regulatory & Compliance	\$35,942	\$36,194	\$39,812	\$43,500	\$81,800	\$45,858	\$41,988
Electrical safety Authority	\$1,892	\$1,913	\$1,875	\$1,970	\$2,070	\$178	\$195
Sub-Total	\$37,834	\$38,107	\$41,687	\$45,470	\$83,870	\$46,036	\$42,183
Miscellaneous							
Donation Leap	\$2,000	\$2,000	\$2,000	\$2,000	\$2,000	\$0	\$0
Sub-Total	\$2,000	\$2,000	\$2,000	\$2,000	\$2,000	\$0	\$0
TOTAL OM&A	\$569,081	\$613,072	\$601,025	\$651,616	\$721,971	\$152,890	\$109,088

1

2 **Program Overview**

3 CHEI aims to meet or exceed the system maintenance and inspection requirements of the
4 Ontario Energy Board's (OEB's) Distribution System Code (DSC) in order to minimize
5 subsequent repair and/or replacement costs. Section 4.4.1, of the DSC states:

6 "A distributor shall maintain its distribution system in accordance with good utility
7 practice and performance standards to ensure reliability and quality of electricity service,
8 on both a short-term and long-term basis."

9 The following OM&A maintenance programs are consistent with good utility practices.

10 **Customer Focus**

- 11 • Customer Service, Mailing Costs, Billing and Collections
- 12 • Bad Debts Collection
- 13 • Service Locates

14 **Operational Effectiveness**

- 15 • Distribution & Transformer Stations-operating and maintenance

- 1 • Bad Debt Collection
- 2 • Service Locates

3 **Public and Regulatory Responsiveness**

- 4 • Administrative Effectiveness
- 5 • Outside Services
- 6 • LEAP donations

7 Each program is discussed further below.

1 **Customer Focus**

2 **Customer Service, Mailing Costs, Billing and Collections (5315, 5330, 5410,5620)**

3 CHEI's Billing and Customer Service department are responsible for Billing and
4 Collections activities that include:

- 5 (1) correctly computing and billing customers using approved rates, rate riders, rate
6 adders, loss factors and other regulated rates and charges,
7 (2) testing and promoting Customer Information System enhancements to support
8 regulatory changes,
9 (3) processing bill payments in a timely manner to satisfy cash flow requirements,
10 and
11 (4) managing delinquent accounts appropriately so that all customers pay for the
12 services provided to them.

13 The Billing department is also responsible for handling day to day customer inquiries
14 regarding their accounts and fielding numerous other questions as they relate to
15 Government and Regulatory policy, conservation and demand management, pricing and
16 consumption inquiries. In addition to these functions, customer service representatives
17 are also responsible for the processing of payments dropped off at the office, customer
18 move ins and outs, activations of the Equal Payment program, and numerous other
19 administrative tasks. This department fields approximately 1 400 calls per year.

20 As the number of electricity end users in the service area increases and changes occurs
21 within Ontario's electricity market, CHEI's call and correspondence volumes will continue
22 to increase.

23 The Billing group is responsible for all billing activities supporting approximately 2,281
24 customers in CHEI's service areas. This includes the provision of monthly billing that
25 results in CHEI issuing over 20,000 invoices annually in addition to approximately 500
26 final bills for customers moving within or outside of CHEI's service territory annually. The
27 Billing Department is responsible for managing Electronic Business Transactions ("EBTs")

1 and retailer settlement functions for just over 100 retailer accounts; account adjustments;
2 processing of meter changes (e.g. re-verification); and another various account related
3 field service orders, and mailing services. In 2016 CHEI produced approximately 25,405
4 bills, monthly and final bills, with a billing accuracy rate of 99.74%.

5 CHEI offers customers several billing and payment options including an equal payment
6 plan, pre-authorized withdrawal, drop box, payment over the counter and credit card
7 payments. In addition, customers can view their usage and manage their consumption
8 using an online application.

9 **Bad Debts Collection (5335)**

10 Collection activity is not exclusive to overdue accounts; it also includes the adoption and
11 continued application of a prudent Credit Policy and the Customer Service Amendments
12 consistent with the OEB's Distribution System Code.

13 CHEI utilizes an early collections process to minimize the number of accounts that near
14 the disconnection stage. Active accounts are collected through phone calls and hand
15 delivered letters. Overdue final accounts are assigned to a Collection Agency 60 days
16 after the due date.

17 **Service Locates (5075)**

18 A significant portion of CHEI's distribution system is buried. Whenever CHEI's customers
19 are preparing to excavate they contact Ontario One Call to request that a Locate be
20 performed. Ontario One Call relays the customer's request to Sproule Powerline (the
21 contractor for CHEI). A customer service employee fulfills the request within the
22 mandated 5 business day window; this data is valid for 30 calendar days. The employee
23 provides the data directly to the requesting customer so that the customer can safely
24 commence their planned excavation. This is a reactive activity and in a typical year
25 Sproule Powerline responded to 362 requests. CHEI locates have increased significantly
26 with the new build in the area.

1 **Operational Effectiveness**

2 **Operations and Maintenance (5035, 5065, 2110, 5012, 5114, 5120, 5125, 5330,**
3 **5135, 5150, 5155, 5160, 5165)**

4 Operations and maintenance expenses include all costs relating to the operation and
5 maintenance of the CHEI distribution system that are necessary to keep the distribution
6 system in a state of good repair.

7 Maintenance work helps to identify those areas that require capital investments. CHEI is
8 then able to adjust capital spending priorities to address these matters. This process is
9 described in more detail in CHEI's Distributions System Plan. CHEI's maintenance strategy
10 is an important part of its overall strategy of minimizing the life cycle costs of assets by
11 minimizing reactive and emergency-type work, through an effective maintenance of the
12 distribution system.

13 CHEI is very conscious of providing attention to its aging infrastructure. In its Distribution
14 System Plan, it has presented graphical representations of the ages of its major system
15 components and an overall representation of the average age of its system in historical
16 and projected years. Using this information, it then forecasts the level of future capital
17 investments to maintain a reasonable average life expectancy.

18 Operations and Maintenance expenses include all costs relating to the operation and
19 maintenance of the CHEI distribution system. The work typically involves inspection,
20 testing, cleaning, and verification activities. This includes both direct labor costs and non-
21 capital material spending to support both scheduled and reactive maintenance events.
22 The utility does not charge nor has it ever allocated any burdens to its costs.

23 CHEI does not have a linesmen or operation staff. Therefore, the utility outsources it all
24 its Operations and Maintenance to Sproule Powerline Construction Ltd ("SPL").

25 SPL has worked with CHEI and other local utilities in the Ottawa Region for over 20 years.
26 With 35 years of experience in the industry, the company uses trained personnel and

1 advanced equipment to provide cost effective and reliable service. Its range of services
2 include;

- 3 (1) Underground and overhead utility installations
- 4 (2) Streetlight installation and maintenance
- 5 (3) Substation construction and maintenance
- 6 (4) Thermographic inspections
- 7 (5) Trimming and removal of branches/trees
- 8 (6) Utility locates
- 9 (7) Insulator corn blasting
- 10 (8) Excavation and site work

11 SPL's specific tasks as it pertains to CHEI include: Distribution & Transformer Station;
12 Tree trimming; Overhead Lines, conductor, devices & services; Underground Lines,
13 conductors, devices & services; Poles Towers and Fixtures. Metering is done by a local
14 metering contractor.

15 With respect to Metering, SPL performs, on behalf of the utility, the following services;
16 installation, testing, and commissioning of new metering and for the ongoing operations
17 of existing metering, both simple and complex metering installations. Testing of complex
18 metering installations ensures the accuracy of the installation (e.g. to verify that the
19 appropriate meter multipliers are applied through the billing process). Metering
20 proactively investigates potential diversion and/or theft of power that may give rise to
21 unsafe conditions or risk other customers being inappropriately held financially
22 responsible for costs.

23 Maintenance work on both Overhead and Underground Lines, conductor, devices &
24 services involve regular inspection to identify concerns requiring immediate attention
25 should those concerns exist. Most of the work SPL performs planned work and
26 categorized as priority scheduled work or normally scheduled work.

1 Except for pole replacements, transformer replacements, and wire replacements, the bulk
2 of the work described above is charged to maintenance. It is expected that the
3 maintenance budget will be fully utilized with the normal volume of maintenance work.

4 A portion of all hydro poles are tested by a pole testing contractor having expertise in
5 using non-invasive testing methods, and if deemed necessary, invasive pole testing
6 methods i.e. sample boring. The current rate of pole testing will see every pole testing in
7 approximately 4 years. The contractor provides CHEI with the results as a report stating
8 the pole condition and a relative rating of when the pole should be replaced or the
9 remaining life expectancy of the pole. The performance system report suggests that the
10 replacement of the poles to be replaced should be accelerated to minimize the risk of an
11 incident due to a defective pole.

12 **Administrative Effectiveness (5012, 5085, 5605, 5610, 5615, 5635, 5640, 5670)**

13 This program includes all administrative costs incurred annually to run the utility on a
14 day to day basis.

15 This program includes the cost of general advertising that is not directly related to
16 another department. It also includes the cost of industry association dues and
17 memberships. CHEI is a member of the EDA association which keeps the utilities up-to-
18 date on what is happening within the electrical industry, provides leadership and
19 guidance on matters before the OEB Board and the Ministry of Energy.

20 **Miscellaneous General Expenses**

21 **Outside Services (5630)**

22 Because the utility relies heavily on external services for accounting purposes, a separate
23 program is warranted to keep track of these specific costs.

24 This program includes general accounting and audit costs. This program covers
25 preparation of statutory, management and financial reporting; accounts payable and
26 general accounting; treasury functions, including borrowing and cash management;

1 financial risk management; accounting systems and internal control processes;
2 preparation of consolidated budgets and forecasts; and tax compliance. The executive
3 team is responsible for the decision making for all financial and non-financial aspects of
4 the utility.

5

1 **Public and regulatory responsiveness**

2 **Regulatory & compliance (5655 – Regulatory Expenses)**

3 Regulatory and compliance includes all aspects of the preparation of cost of service and
4 IRM rate applications, including consultants and wages and benefits for staff time spent
5 in this area. Also included are the cost related to the RRR reporting, OEB annual
6 assessments, cost awards, and fees. This program also covers professional costs
7 associated with Regulatory Affairs. CHEI has hired a third-party service to assist with the
8 preparation of rate applications, input to the regulatory bodies and when necessary
9 assist with regulatory filings. This function is also responsible for monitoring all
10 applicable legislation.

11 This also includes costs to contributing and achieving the new Renewed Regulatory
12 Framework performance outcomes of Customer Focus, Operational Effectiveness, and
13 Public Policy Responsiveness

14 **Electrical safety authority fees (5680)**

15 Electrical safety authority fees are 3rd party fees which are passed on to the Utility. This
16 program includes the fees paid for permits, inspection and test and approvals performed
17 by the Electrical Safety Authority. CHEI has no control over these costs.

18 **Leap (6205)**

19 Low-Income Assistance Program (LEAP) is included under Deductions Donation Expense
20 (USoA #6205). This amount is based on the Board's determination that the greater of
21 0.12% of a distributor's Board-approved distribution revenue requirement or \$2,000
22 should be included in the utility's costs.

23

4.4 WORKFORCE PLANNING AND EMPLOYEE COMPENSATION

CHEI operates with 3 full-time employees, a General Manager and two customer service representatives. As shown in the table below, the utility’s workforce composition has not changed since the last Cost of Service and does not intend to change in the next rate period (2018-2022) ¹¹¹²¹³

Table 15 - Headcount (number of months worked per year)

<i>Employees months worked per year</i>	2014 BA	2014	2015	2016	2017	2018
<i>General Manager</i>	12	12	12	12	12	12
<i>Billing Clerk / CSR</i>	12	12	12	12	12	12
<i>Billing Clerk /CSR</i>			6	12	12	12
<i>Billing Clerk /CSR (terminated)</i>	12	12	6			
<i>Total Headcount</i>	3	3	3	3	3	3

Compensation – Non-Union

All employees of the utility are non-union employees; compensation levels are reviewed by the general manager and the Board of Directors. The increase in total compensation paid to employees is attributable to the cost of living increase and a provision for benefit coverage.

Pension and Benefits

CHEI and its employees do not participate in OMERS retirement plan. Instead, a percentage of the staff’s annual salary is invested in a pension plan. CHEI invests 6% annually of the General Manager’s salary and 5% annually of the CSRs annually which are deposited into a *Deferred Profit Share Plan* with a company by the name of Industrial Alliance.

¹¹ Description of previous and proposed workforce plans, including compensation strategy

¹² MFR - Details of employee benefit programs including pensions for last OEB approved, historical, bridge and test; must agree with tax section

¹³ MFR - Discussion of the outcomes of previous plans and how those outcomes have impacted their proposed plans including an explanation of the reasons for all material changes to headcount and compensation. Explanation for all years includes:

- year over year variances
- basis for performance pay, eligible employee groups, goals, measures, and review process for pay-for-performance plans,
- relevant studies (e.g. compensation benchmarking)

1 Table 16 below shows employee compensation from 2014 to 2018. In accordance with Board
2 policy which states that: "Where there are three, or fewer, full-time equivalents (FTEs) in any
3 category, CHEI may aggregate this category with the category to which it is most closely related.
4 This higher level of aggregation may be continued, if required, to ensure that no category
5 contains three, or fewer, FTEs", The Applicant has aggregated information relating to its 3 full
6 time employees in the FTE class. The number of employees is based on the compensation of
7 the number of full-time equivalent (FTE) positions throughout each of the fiscal years.

8 A detailed summary of benefit program costs is presented in Table 17. Total benefits have
9 increased 4.13% between 2014 Actual and 2018 Test Year from statutory rate increases and
10 wage increases.

11

1 **Table 16 - OEB Appendix 2-K – Employee Compensation¹⁴**

	2014	2015	2016	2017	2018
Number of Employees (FTEs including Part-Time) ¹					
Management (including executive)	1	1	1	1	1
Non-Management (union and non-union)	2	2	2	2	2
Total	3	3	3	3	3
Total Salary and Wages including overtime and incentive pay					
Total (combined)	\$188,050	\$213,055	\$233,874	\$215,007	\$225,000
Total	\$188,050	\$213,055	\$233,874	\$215,007	\$225,000
Total Benefits (Current + Accrued) -					
Total (combined)	\$30,053.21	\$30,752.94	\$26,894.33	\$30,136.00	\$31,650.00
Total	\$30,053.21	\$30,752.94	\$26,894.33	\$30,136.00	\$31,650.00
Total Compensation (Salary, Wages, & Benefits)					
Total (combined)	\$218,104	\$243,808	\$260,768	\$245,143	\$256,650
Total	\$218,104	\$243,808	\$260,768	\$245,143	\$256,650

2

3

Table 17 - Benefit Expenses

	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Benefit</i>	Actual	Actual	Actual	Bridge	Test
<i>Statutory</i>					
<i>CPP</i>	\$7 620	\$8 005	\$9 205	\$8 728	\$9 444
<i>EI</i>	\$3 814	\$4 138	\$4 742	\$4 080	\$4 280
<i>WSIB</i>	\$2 275	\$2 472	\$2 521	\$2 312	\$2 540
<i>Total</i>	\$13 709	\$14 615	\$16 468	\$15 120	\$16 264
<i>Statutory</i>					
<i>Company</i>					
<i>DPSP</i>	\$12 872	\$11 879	\$10 252	\$11 133	\$11 650
<i>Health</i>	\$17 180	\$18 873	\$16 641	\$17 140	\$17 655
<i>Total</i>	\$30 052	\$30 752	\$26 893	\$28 273	\$29 305
<i>Company</i>					
<i>Total Benefit</i>	\$43 761	\$45 367	\$43 361	\$43 393	\$45 569
<i>Costs</i>		3.67%	-4.42%	0.07%	5.01%

4

¹⁴ MFR - Employee Compensation - completed Appendix 2-K

1 Because CHEI does not participate in the OMERS retirement plan, Appendix 2-KA OPEBs (Other
2 Post-Employment Benefits) Costs¹⁵ and an Actuarial Report¹⁶ are not applicable.

3 **Staffing and Compensation Strategy**

4 Finding qualified staff in smaller rural areas can be challenging, therefore, similar to other
5 smaller utilities CHEI prefers to invest time and energy in training its existing employees rather
6 than hiring skilled workers. CHEI's view is that risks associated with hiring are mitigated because
7 the employer already knows the employee and has experience with the employee's work ethic,
8 ability to work with others and problem-solving skills. The learning curve is also cut down
9 because its existing employees understand the utility and energy sector.

10 In doing so CHEI must also balance reliance on third party contractors, and use its workforce to
11 its best advantage for the customer and community. The utility evaluates on a yearly basis its
12 agreements with its consultants and contractors to ensure that they are the best option possible
13 for the utility.

14 CHEI does not use specific benchmarking studies to determine salary ranges. That said, CHEI
15 and its shareholder are well aware of the salary ranges in neighbouring utilities and use the
16 neighbouring salaries as a guideline. CHEI is also aware of recently published surveys and
17 publications such as the Sunshine List and attests that its salaries and increases over the past 4
18 years are well below those published in the Sunshine list. (The utility did an in-depth analysis of
19 comparable industry related entities on the sunshine list and found that its average yearly
20 increase was 5% less than the one of those organizations.)

21 Periodically, the utility's Board of Director along with management input will readjust employee
22 salary to be in line with it neighbouring cohorts, however, as a rule, the utility tries to apply and
23 the inflation factor of 2% to salaries and wages. It is also important to note that as existing staff

¹⁵ MFR - Completed Appendix 2-KA - accounting method for pension and OPEBs

¹⁶ MFR - Most recent actuarial report on employee benefits, pension and OPEBs

1 gain training and expertise, management may choose to increase salaries according to new
2 qualifications.

3 The salaries and wage amounts include all salaries and wages paid, inclusive of overtime,
4 vacations, float holidays, sick leave, bereavement leave, union meetings and other miscellaneous
5 paid leave. The benefit amounts include the employer's portion of statutory benefits (CPP and
6 EI), employer contributions to EHT, WSIB, OMERS and CHEI's costs for providing extended health
7 care, dental, long-term disability, life insurance and the Employee Assistance Program.

8 **Employee Staffing Levels:**

9 As shown in Table 14, management and staffing levels have not changed since CHEI's last Cost
10 of Service Application. The only change in staffing levels has been during transition periods for
11 retirement replacements or succession planning purposes. CHEI has also hired part time
12 students in prior years during the summer holiday season. There are no anticipated staffing
13 increases for the 2017 Test Year.

14 **Table 18 - Details Compensation Accounts**

	2014 BA	2014	2015	2016	2017	2018
<i>5605-Executive Salaries and Expenses</i>	\$28,000	\$32,437	\$27,662	\$29,694	\$33,600	\$35,100
<i>5610-Management Salaries and Expenses</i>	\$84,000	\$81,331	\$93,235	\$93,980	\$100,289	\$102,000
<i>5615-General Administrative Salaries and Expenses</i>	\$67,405	\$66,184	\$64,691	\$65,744	\$69,000	\$72,000
	\$179,405	\$179,952	\$185,588	\$189,418	\$202,889	\$209,100

15

- 1 The only costs included in account 5605 are Board of Director costs. Budgets for the 2017 Bridge
- 2 Year and 2018 Test Year include provision for the training of a possible future board of director.
- 3 (succession planning)

- 4 Account 5610 include salaries, district meeting and seminars. Account 5615 include pension plan
- 5 for all 3 employees. DPSP, EDA membership, annual meeting, travel costs, bank charges, mobile
- 6 phone bills, internet bill, benefits, WSIB, employer portion of group benefits.

- 7

1 **4.5 SHARED SERVICES & CORPORATE COST ALLOCATION**

2 CHEI does not have any affiliates and as such is not subject to shared services or corporate cost
3 allocation^{17 18} Appendix 2-N is not applicable in CHEI's case. Therefore, the Appendix was not
4 populated^{19 20 21}

¹⁷ MFR - Identification of all shared services among affiliates and parent company; identification of the extent to which the applicant is a "virtual utility"

¹⁸ MFR - Allocation methodology for corporate and shared services, list of costs and allocators, including any third party review

¹⁹ MFR - Completed Appendix 2-N for service provided or received for historical, bridge and test; including reconciliation with revenue included in Other Revenue

²⁰ MFR - Shared Service and Corporate Cost Variance analysis - test year vs last OEB approved and most recent actual

²¹ MFR - Identification of any Board of Director costs for affiliates included in LDC costs

4.6 PURCHASES OF NON- AFFILIATE SERVICES, ONE TIME COST, REGULATORY COSTS

4.6.1 NON-AFFILIATE SERVICES

CHEI's purchases equipment, materials, and services in a cost-effective manner with full consideration given to price as well as product quality, the ability to deliver on time, reliability, compliance with engineering specifications and quality of service. Vendors are screened to ensure knowledge, reputation, and the capability to meet CHEI's needs. The procurement of goods and/or services for CHEI is carried out with highest of ethical standards and consideration to the public nature of the expenditures.

Purchase Authorization: The General Manager, with the input of board members, approves all purchases of goods and/or services.

Tendering: When goods or services are tendered, a Tender/Request for Proposal/Request for Quote will be issued to a minimum of three vendors, if availability permits. Once again, the General Manager, along with the input of the board members, shall authorize the acceptance of all external costs and contracts.

Although tendering processes provide essential information to potential suppliers and ensure a fair chance for businesses, the tendering process is not always possible in small towns where there is a limited supply of skilled services that can provide support to utilities. The utility does not have a written procurement policy²² per se, however as described above, the General Manager, with the input of board members, approves all purchases of goods and/or services.

Hydro One, Tandem Energy Services Inc. SFIEO, Ottawa River Power, and Sproule Powerline Const. Ltd have consistent yearly transactions, some in excess of the materiality threshold of \$50,000. These specific suppliers offer services that are not commonly found in the service area or general surrounding area or offer efficiencies due to their intimate knowledge of CHEI's

²² Purchased Non-Affiliated Services - file a copy of procurement policy (signing authority, tendering process, non-affiliate service purchase compliance)

1 distribution system, (i.e., Sproule Powerline Construction Ltd).²³ CHEI's 2015 Vendor list is
2 presented at the next page.

3 **Table 19 - Supplier List**

2014			
<i>Name</i>	Description of Activity	Tendering Process(Cost Approach/Contract)	Total
<i>Tandem Energy Services</i>	Regulatory	Contract	\$ 30 000.00
<i>Sproule Powerline</i>	Line Contractor	Contract	
<i>HONI</i>	Power bill	Cost Approach	\$3,045,885.00
<i>Papetrie Germain</i>	Rent/Office Supplies	Cost Approach	\$19,143.00
<i>BDO</i>	Accountant	Cost Approach	\$17,471.00
<i>Quasar</i>	Auditor	Cost Approach	\$2,104.00
<i>EDA</i>	Membership	Cost Approach	\$5,600.00
<i>Mearie</i>	Insurance	Cost Approach	\$3,400.00
<i>Bell / Bell Mobility</i>	Telephone - Cellular	Cost Approach	\$8,533.00
<i>Neopost</i>	Postage	Cost Approach	\$22,995.00
<i>Ottawa River Power Corporation</i>	Billing	Contract	\$39,267.00
<i>Harris</i>	MDMR Reading	Contract	\$4,200.00
<i>Util-Assist</i>	Sync Operator	Contract	\$13,884.00
<i>Unifirst</i>	Carpet Service	Contract	\$1,293.00
<i>Great West</i>	Benefit	Contract	\$18,000.00
<i>F.Lalonde</i>	Office Cleaning	Contract	\$4,800.00
<i>Pana-Electric</i>	Electrician	Cost Approach	\$1,485.00
<i>Cooperative Hydro Embrun</i>	Electricity bill	Cost Approach	\$3,904.00
<i>Rogers</i>	Internet	Cost Approach	\$1,184.00
<i>C. Blanchard</i>	Delivry Disconnect Letter	Cost Approach	\$2,623.00
<i>WSIB</i>	Work Compensation	Cost Approach	\$2,276.00
<i>ONCALL</i>	Answering Service	Contract	\$2,561.00
<i>Township of Russell</i>	Municipal TAX	Cost Approach	\$1,157.00
<i>ON1CALL</i>	Locate Services	Cost Approach	\$892.00
<i>Receveur général</i>	Payroll Deduction	Cost Approach	\$11,435.00

4

5

²³ For material transactions that are not in compliance with procurement policy, or that were undertaken pursuant to exceptions contemplated within the policy, an explanation as to why as well as a summary of the nature and cost of the product, and a description of the specific methodology used for selecting the vendor

1

2015			
Name	Description of Activity	Tendering Process /Cost Approach	Total
<i>Tandem Energy Services</i>	Regulatory	Contract	\$30,000.00
<i>Sproule Powerline</i>	Line Contractor	Contract	\$213,695.00
<i>Hydro One</i>	Power bill	Cost Approach	\$4,719,017.00
<i>Papetrie Germain</i>	Rent/Office Supplies	Cost Approach	\$17,885.00
<i>BDO</i>	Accountant	Cost Approach	\$33,344.00
<i>Quasar</i>	Auditor	Cost Approach	\$2,118.38
<i>EDA</i>	Membership	Cost Approach	\$5,800.00
<i>Mearie</i>	Insurance	Cost Approach	\$4,798.00
<i>Bell / Bell Mobility</i>	Telephone - Cellular	Cost Approach	\$2,431.00
<i>Neopost</i>	Postage	Cost Approach	\$24,028.00
<i>Ottawa River Power Corporation</i>	Billing	Contract	\$48,628.00
<i>Harris</i>	MDMR Reading	Contract	\$6,411.00
<i>Util-Assist</i>	Sync Operator	Contract	\$10,876.00
<i>Unifirst</i>	Carpet Service	Contract	\$1,299.00
<i>Great West</i>	Benefit	Contract	\$18,873.00
<i>F.Lalonde</i>	Office Cleaning	Contract	\$3,540.00
<i>Pana-Electric</i>	Electrician	Cost Approach	\$1,805.00
<i>Cooperative Hydro Embrun</i>	Electricity bill	Cost Approach	\$5,023.00
<i>Rogers</i>	Internet	Cost Approach	\$1,284.00
<i>C. Blanchard</i>	Delivry Disconnect Letter	Cost Approach	\$2,550.00
<i>WSIB</i>	Work Compensation	Cost Approach	\$2,982.00
<i>ONCALL</i>	Answering Service	Contract	\$2,103.00
<i>Township of Russell</i>	Municipal TAX	Cost Approach	\$1,148.00
<i>ON1CALL</i>	Locate Services	Cost Approach	\$445.00
<i>Receveur général</i>	Payroll Deduction	Cost Approach	\$12,144.00

2

3

1

2016			
Name	Description of Activity	Tendering Process /Cost Approach	Total
<i>Tandem Energy Services</i>	Regulatory	Contract	\$30,000.00
<i>Sproule Powerline</i>	Line Contractor	Contract	\$433,829.34
<i>Hydro One</i>	Power bill	Cost Approach	\$3,764,009.43
<i>Papetrie Germain</i>	Office Rent	Cost Approach	\$14,252.75
<i>BDO</i>	Accountant	Cost Approach	\$30,647.00
<i>Quasar</i>	Auditor	Cost Approach	\$2,113.19
<i>EDA</i>	Membership	Cost Approach	\$5,900.00
<i>Mearie</i>	Insurance	Cost Approach	\$4,729.16
<i>Bell / Bell Mobility</i>	Telephone - Cellular	Cost Approach	\$7,985.91
<i>Neopost</i>	Postage	Cost Approach	\$19,499.13
<i>Ottawa River Power Corporation</i>	Billing	Contract	\$42,787.94
<i>Harris</i>	MDMR Reading	Contract	\$6,310.11
<i>Util-Assist</i>	Sync Operator	Contract	\$8,167.44
<i>Unifirst</i>	Carpet Service	Contract	\$699.40
<i>Great West</i>	Benefit	Contract	\$16,641.73
<i>F.Lalonde</i>	Office Cleaning	Contract	\$3,980.00
<i>Pana-Electric</i>	Electrician	Cost Approach	\$1,400.00
<i>Cooperative Hydro Embrun</i>	Electricity bill	Cost Approach	\$3,746.70
<i>Rogers</i>	Internet	Cost Approach	\$1,419.50
<i>C. Blanchard</i>	Delivry Disconnect Letter	Cost Approach	\$2,880.00
<i>WSIB</i>	Work Compensation	Cost Approach	\$2,521.42
<i>ONCALL</i>	Answering Service	Contract	\$2,111.66
<i>Township of Russell</i>	Municipal TAX	Cost Approach	\$1,146.48
<i>ON1CALL</i>	Locate Services	Cost Approach	\$236.63
<i>Reveur général</i>	Payroll Deduction	Cost Approach	\$13,947.33
<i>The ITM Group</i>	Webpresentment	Contract	\$2,406.80

2

4.6.2 ONE TIME COSTS

There are three noteworthy one-time costs that warrant an explanation. The first is the costs associated with this cost of service application which, in compliance with policy and requirements, are being amortized over a period of 5 years. Regulatory Costs, which are explained in detail in the next section, include costs related to the Distribution System Plan and provisions for an oral hearing. These costs apply to the 2018 Test Year. The second one-time cost related to a severance pay of \$45,000 to a former employee back in 2015, and lastly, the utility incurred accounting costs from its auditors (BDO) related to an OEB audit of its deferral and variance accounts. The cost of the OEB audit are also explained in the next section (ref: Section 4.6.3)²⁴

With the exception of Regulatory Costs, all other costs presented in the OM&A are considered regular year over year expenses.

4.6.3 REGULATORY COSTS

CHEIs Regulatory Costs include two major components. The first being costs related to the filing of the herein application and second, the yearly contract with Tandem Energy Services for assistance in regulatory services.

The costs related to Cost of Service application include costs of having an Engineering firm develop the Distribution System Plan, legal review, external accounting fees related to populating the PILs model and reviewing balances in the deferral and variance accounts. The regulatory costs proposed in this application also include provisions for legal fees related to an Oral Hearing if the parties are unable to reach a full settlement and includes a provision for up to two interveners. The utility proposes to remove these costs if the application is dealt with via written hearing or parties reach a full settlement and if only one intervener gets involved in the application. All regulatory costs listed below are tracked in account 5655 – Regulatory

²⁴ Identification of one-time costs in historical, bridge, test; explanation of cost recovery in test (or future years)

- 1 Expenses. Costs directly associated with the Cost of Service application are amortized over a
- 2 period of 5 years (2018-2022).

1 **Table 20 - Regulatory Costs specific to the 2018 Cost of Service**

	2018
<i>3rd party Engineering Firm (DSP)</i>	\$25,000.00
<i>Auditors (PILs + DVAs + IRs)</i>	\$10,000.00
<i>Production & Submission (Print)</i>	\$1,000.00
<i>Public Notice (OEB)</i>	\$1,000.00
<i>Legal Assistance (Review, IRs, Settlement, DRO)</i>	\$32,000.00
<i>Legal - Oral hearing, Reply Submission</i>	\$45,000.00
<i>Intervenor costs (x2)</i>	\$50,000.00
<i>Total Cost of Service Filing costs</i>	\$164,000.00
<i>Amortized over 5 years</i>	\$32,800

2 Account 5655 also include OEB Assessment Costs which have increased by 41% over 2014 Board
3 Approved.

4 CHEI has renewed its fixed yearly contract agreement with Tandem Energy Services Inc. ("TESI")
5 to assist the utility with its regulatory needs. The fixed fee includes regulatory services such as:
6 preparing various documentation and submissions required to meet the regulatory
7 requirements of the utility; Provide advice so that the utility operates in continuous compliance
8 with OEB regulations; preparation and defense of rate applications; assist in creating a work
9 environment that facilitates the utility's understanding the regulatory requirements.

10 Costs associated with the Accounting firms are reported in account 5630-Outside Services while
11 Table 21 below shows CHEI's regulatory costs for the 3 historical years, bridge and test year. A
12 detailed breakdown of regulatory costs for the 2018 Cost of Service application is presented in
13 table 28.²⁵

²⁵ Regulatory costs - breakdown of actual and forecast, supporting information related to CoS application, proposed recovery (i.e. amortized?).

1

Table 21 – OEB Appendix 2-M Regulatory Costs²⁶

Regulatory Cost Category		USoA Account	Ongoing or One-time Cost?	Last Rebasing Year Board Approved	2014	2015	2016	2017	2018
1	OEB Annual Assessment	5655	On-Going	\$6,500	\$5,142	\$5,394	\$9,012	\$9,700	\$9,200
2	OEB Section 30 Costs (Applicant-originated)								
3	OEB Section 30 Costs (OEB-initiated)								
4	Expert Witness costs for regulatory matters								
5	Legal costs for regulatory matters								
6	Consultants' costs for regulatory matters	5655	On-Going	\$30,000	\$30,000	\$30,000	\$30,000	\$33,000	\$33,000
7	Operating expenses associated with staff resources allocated to regulatory matters								
8	Operating expenses associated with other resources allocated to regulatory matters								
9	Other regulatory agency fees or assessments	5655	On-Going		\$800	\$800	\$800	\$800	\$800
10	Any other costs for regulatory matters (Cost of Service)	5655/5630	One-Time	\$9,700					\$32,800
	Any other costs for regulatory matters (OEB Audit)		One-Time						\$6,000
11	Intervenor costs								
12	Sub-total - Ongoing Costs			\$46,200	\$35,942	\$36,194	\$39,812	\$43,500	\$43,000
13	Sub-total - One-time Costs								\$38,800
14	Total			\$46,200	\$35,942	\$36,194	\$39,812	\$43,500	\$81,800

2

²⁶ MFR - Completed Appendix 2-M

4.7 LEAP, CHARTIABLE & POLITICAL DONATIONS

CHEI has included \$2,000 for the Low-Income Assistance Program (LEAP) under Deductions Donation Expense-LEAP (USoA #6205). This amount is based on the Board's determination that the greater amount of 0.12% of a distributor's Board-approved distribution revenue requirement or \$2,000 should be included in the utility's costs.

CHEI has partnered with CHEI has partnered with United Way- Centraide / Prescott Russell to assist in a program intended to provide emergency relief to eligible low-income customers who may be having trouble paying current arrears to be our lead agency.

The United Way of Prescott-Russell will pre-screen customers to see if they meet the household low-income guidelines, and other eligibility criteria, including if the customer is in threat of disconnection for non-payment.

CHEI has a policy in place where donations are made primarily to charities or local groups that service residents in its service areas. CHEI confirms that no charitable donations have been included in OM&A expenses for 2018 other than the \$2,000 for LEAP funding.²⁷²⁸²⁹

In compliance with OEB policy, CHEI:

1. Collects money from ratepayers for LEAP EFA in the amount approved by the OEB as part of the recoverable OM&A expenses;
2. Transfers program funds to United Way- Centraide;
3. Allows United Way- Centraide to determine funding allocations within their service territory by geography;
4. Receives a monthly report from the United Way- Centraide agency showing the disbursements and balance of the LEAP funds remaining.

²⁷ MFR - LEAP - the greater of 0.12% of forecasted service revenue requirement or \$2,000 should be included in OM&A and recovered from all rate classes

²⁸ MFR - Detailed information for all contributions that are claimed for recovery

²⁹ MFR - Charitable Donations - the applicant must confirm that no political contributions have been included for recovery

- 1 5. Leaves the assessment of eligibility of CHEI customers and records to United Way-
2 Centraide
3 6. Confirms customer and account information used in determining program eligibility,
4 including information on payment history and arrears owing; and
5 Reports to the OEB in accordance with OEB reporting requirements through filings 2.1.16 which
6 are presented in the table below.

7 **Table 22 – 2014-2016 Leap funding as per 2.1.16 RRR**
8

<i>Year</i>	Leap fund received Distributor	Agency administration and program delivery	Grants to distributor customers	Total grants disbursed	Total funds disbursed	Customer	Avg. grant per accepted applicant	Overall Avg.
2014	\$2,000	\$260.87	\$2,054.35	\$2,054.35	2054.35	5	410.87	410.87
2015	\$2,000	\$260.87	\$2,043.81	\$2,043.81	\$2,043.81	7	340.64	340.64
2016	\$2,000	260.87	1,739.13	1,739.13	2,000.00	4	434.78	434.78

9

4.8 DEPRECIATION, AMORTIZATION AND DEPLETION

4.8.1 FILING REQUIREMENTS APPLICABLE TO CHEI

The following section confirms that applicable depreciation requirements for CHEI.

1) For the transition year (2014), the applicant may file two appendices, one under Revised CGAAP and one under MIFRS, depending on the materiality of impacts. See the specific instructions under each appendix below for further details.

The above requirement is not applicable in CHEI's case

2) For applicants that are reflecting accounting policy changes for the first time in a rebasing application, the applicant must file two appendices in the year that the applicant implemented changes to its capitalization and depreciation policies (2012 or 2013), one before and one after the policy changes.

The above requirement is not applicable in CHEI's case

3) Applicants should provide CGGAP and Revised CGAAP schedules (i.e. as indicated in the first two columns of the above table) to support balances in Account 1576 if the account has yet to be disposed of.

The above requirement is not applicable in CHEI's case

Appendix 2-BA - Fixed Asset Schedule

Applicants are to provide Appendix 2-BA in accordance with the years and corresponding accounting standards noted in the above table to provide a year over year continuity in fixed assets.

(Appendix 2-BA - Fixed Asset Schedule has been completed and filed starting with 2014 Revised CGAAP)

For the transition year (2014), the applicant should file two appendices, one under Revised CGAAP and one under MIFRS if the change between Revised CGAAP and MIFRS is material. If the change

1 *from the accounting standards is not material, the applicant may choose only to provide one*
2 *appendix under MIFRS. However, the applicant must also indicate the fixed asset net book value*
3 *balance under Revised CGAAP, the total dollar value of the change and explain why it is not*
4 *material.*

5 CHEI confirms that there were no changes from the accounting standards from 2014 Revised
6 CGAAP to 2015. Both schedules are identical (same dollar value) since the only change related to
7 the conversion was the adoption of new useful lives which was adopted on January 1, 2013.

8 **Regulatory Gross Assets of Property, Plant, and Equipment**

9 *For an applicant that adopted IFRS on January 1, 2015, for financial reporting purposes, the*
10 *applicant must establish the continuity of historical cost by using the December 31, 2013, gross*
11 *regulatory assets of property, plant, and equipment as the opening January 1, 2014, regulatory*
12 *gross assets. The applicant must provide schedules (including Appendix 2-BA, Fixed Asset*
13 *Continuity Schedule) which must identify the following details to substantiate the continuity of*
14 *historical cost for regulatory purposes:*

- 15 • *December 31, 2013, regulatory gross assets of property, plant, and equipment, by asset*
16 *class; and*
- 17 • *January 1, 2014, regulatory gross assets of property, plant, and equipment, by asset*
18 *class.*

19 Completed and Filed starting with 2014 Revised CGAAP (Since the utility filed its last Cost of
20 Service in 2014, the utility used 2014 as an opening balance instead of 2013)

21 **Accumulated Depreciation**

22 *For an applicant that adopted IFRS on January 1, 2015, for financial reporting purposes, the*
23 *applicant must establish the continuity of historical cost by using the December 31, 2013,*
24 *regulatory accumulated depreciation as the opening January 1, 2014, regulatory accumulated*
25 *depreciation. The applicant must provide schedules (including Appendix 2-BA, Fixed Asset*
26 *Continuity Schedule) which must identify the following details to substantiate the continuity of*
27 *historical cost for regulatory purposes:*

- 1 • December 31, 2013, regulatory accumulated depreciation, by asset class; and
- 2 • January 1, 2014, regulatory accumulated depreciation, by asset

3 Completed and Filed starting with 2014 Revised CGAAP (Since the utility filed its last Cost of
4 Service in 2014, the utility used 2014 as an opening balance instead of 2013)

5 **Appendix 2-Cx - Depreciation and Amortization**

6 Applicants are to provide Appendix 2-Cx in accordance with the years and corresponding
7 accounting standards listed in the above table.

8 The above requirement is not applicable in CHEI's case

9 If an applicant is reflecting changes to its depreciation policies for the first time in a rebasing
10 application, the applicant should complete Appendix 2-CA to 2-CG (changes made in 2012) or
11 Appendix 2-CA to 2-CF (changes made in 2013). In this set of appendices, the applicant will need
12 to indicate the year it made the accounting policy changes. The applicant must provide data
13 starting from the year it made changes to its capitalization and depreciation policies.

14 The above requirement is not applicable in CHEI's case

15 *Depreciation accounting policy changes were mandated by the Board by January 1, 2013. In
16 general, no further changes to an applicant's depreciation policy (i.e. assets' service lives) are
17 expected after the Board mandated changes by January 1, 2013. The set of Appendix 2-CA to 2-
18 CG assumes this to be the case. If the applicant has made any changes to its depreciation policy
19 after the Board mandated changes, applicants must identify the change, explain the nature of the
20 change, the reason for the change, quantify the impact of the change, and quantify the
21 depreciation expense before and after the change

22 The above requirement is not applicable in CHEI's case

- 23 • If an applicant changed depreciation policies and reflected these changes in a prior
24 rebasing application, the applicant should complete Appendix 2-CH. The applicant
25 must provide data starting from the earlier of 1) all historical years back to its last

1 rebasing; or 2) at least three years of historical actuals, in addition to Bridge Year and
2 Test Year forecasts.

3 Completed and Filed starting with 2014 Revised CGAAP (Since the utility filed its last Cost of
4 Service in 2014, the utility used 2014 as an opening balance instead of 2013)

5 **Appendix 2-E - Account 1575, IFRS-CGAAP Transitional PP&E Amounts (2-EA), Account**
6 **1576, Accounting Changes Under CGAAP (2-EB, 2-EC)**

7 *1) For an applicant that has a balance in Account 1576 to dispose of:*

8 *If an applicant changed capitalization and depreciation policies effective January 1, 2012, the*
9 *applicant must complete Appendix 2-EB.*

10 *The above requirement is not applicable in CHEI's case*

11 *If an applicant changed capitalization and depreciation policies effective January 1, 2013, the*
12 *applicant must complete Appendix 2-EC.*

13 *The above requirement is not applicable in CHEI's case*

14 *2) For an applicant that has a balance in Account 1575 to dispose of:*

15 *The applicant must complete 2-EA*

16 *The above requirement is not applicable in CHEI's case*

17 *If the applicant did not make any further PP&E accounting policy changes beyond the*
18 *capitalization and depreciation policy changes as mandated by the Board by January 1, 2013 (i.e.*
19 *no further changes made upon transition to IFRS), the applicant must indicate this and does not*
20 *need to complete Appendix 2-EA*

21 *CHEI confirms that it has not made any further PP&E accounting policy changes beyond the*
22 *capitalization and depreciation policy changes as mandated by the Board by January 1, 2013 (i.e.*
23 *no further changes made upon transition to MIFRS). As such, CHEI does not need to complete*
24 *Appendix 2-EA.*

1 **Appendix 2-Y - Summary of Impacts to Revenue Requirement from Transition to MIFRS**

2 *An applicant must provide a summary of the dollar impacts of MIFRS to each component of the*
3 *revenue requirement (e.g. rate base, operating costs, etc.), including the overall impact on the*
4 *proposed revenue requirement. Accordingly, the applicant must identify financial differences and*
5 *resulting revenue requirement impacts arising from the adoption of MIFRS as compared to CGAAP.*
6 *If the applicant is reflecting the changes in capitalization and depreciation policies for the first time*
7 *in a rebasing application, then a comparison between MIFRS and CGAAP before the change in*
8 *accounting policies should be completed. If the applicant changed capitalization and depreciation*
9 *policies and reflected these changes in a prior rebasing application, then a comparison between*
10 *MIFRS and CGAAP after the change in accounting policies should be completed*

11 CHEI confirms that it changed depreciation rates in its prior rebasing application. As such a
12 comparison between MIFRS and 2014 Revised CGAAP has been completed in Appendix 2-Y.

13 4.8.2 DEPRECIATION RATES AND METHODOLOGY

14 In accordance with the July 17, 2012, letter from the Board on Regulatory accounting policy
15 direction regarding changes to depreciation expense and capitalization policies and as such,
16 CHEI has adopted the Kinetrics proposed useful lives and componentization on January 1,2013.

17 ³⁰The revised methodology was included in CHEI's 2014 Cost of Service rate application EB-
18 2013-0000.

19 Continuity Statements of the historical and forecasted depreciation expenses are presented on
20 the next page and are filed in Excel format along with this application.³¹

³⁰ MFR - Explanation of any deviations from the practice of depreciating significant parts or components of PP&E separately

³¹ MFR - Depreciation, Amortization and Depletion details by asset group for historical, bridge and test years. Include asset amount and rate of depreciation/amortization. Must agree to accumulated depreciation in Appendix 2-BA under rate base

Determination of Depreciation Expenses

Year 2014 CGAAP - with changes to policies

Account	Description	Opening Regulatory	Less Fully	Net for Depreciation	Additions	Total for Depreciation	Years	Depreciation Rate	2010 Depreciation	2010 Depreciation	Variance ²
		Gross PP&E as at Jan 1, 2010	Depreciated						Expense	Expense per Appendix 2 B Fixed Assets, Column K (l)	
		(a)	(b)	(c)	(d)	(e) = (c) + ½ x (d) ¹	(f)	(g) = 1 / (f)	(h) = (e) / (f)	(i)	(m) = (h) - (l)
1611	Computer Software (Formally known as Account 1925)	\$ 85,405.66	\$ 22,085.77	\$ 63,319.89	\$ 40,505.35	\$ 83,572.57	5.00	20.00%	\$ 16,714.51	\$ 16,714.52	\$ 0.01
1612	Land Rights (Formally known as Account 1906)			\$ -		\$ -	35.00	2.86%	\$ -	\$ -	\$ -
1612	Land Rights (Formally known as Account 1906)			\$ -		\$ -	70.00	1.43%	\$ -	\$ -	\$ -
1805	Land	\$ 50,000.00		\$ 50,000.00		\$ 50,000.00			\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings - Equipment			\$ -		\$ -	10.00	10.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings - Equipment			\$ -		\$ -	20.00	5.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings - Major Repairs			\$ -		\$ -	25.00	4.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings - Major Repairs			\$ -		\$ -	30.00	3.33%	\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings - Brick, Stone, Concrete and Steel			\$ -		\$ -	50.00	2.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1810	Leasehold Improvements	\$ -		\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1815	Transformer Station Equipment >50 kV			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1820	Distribution Station Equipment <50 kV	\$ 284,887.52		\$ 284,887.52	\$ -	\$ 284,887.52	55.00	1.82%	\$ 5,179.77	\$ 5,179.77	\$ 0.00
1825	Storage Battery Equipment			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1830	Poles, Towers & Fixtures	\$ 638,783.24		\$ 638,783.24	\$ 107,752.87	\$ 692,659.68	40.00	2.50%	\$ 17,316.49	\$ 17,316.49	\$ 0.00
1835	Overhead Conductors & Devices	\$ 605,736.69		\$ 605,736.69	\$ 55,661.82	\$ 633,567.60	60.00	1.67%	\$ 10,559.46	\$ 10,559.43	\$ 0.03
1840	Underground Conduit			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1845	Underground Conductors & Devices	\$ 1,016,362.74		\$ 1,016,362.74	\$ 692,811.43	\$ 1,362,768.46	35.00	2.86%	\$ 38,936.24	\$ 38,936.24	\$ 0.00
1850	Line Transformers	\$ 751,064.44		\$ 751,064.44	\$ 288,934.39	\$ 895,531.64	40.00	2.50%	\$ 22,388.29	\$ 22,388.28	\$ 0.01
1855	Services (Overhead & Underground)	\$ 193,249.96		\$ 193,249.96	\$ 12,464.00	\$ 199,481.96	40.00	2.50%	\$ 4,987.05	\$ 4,987.05	\$ 0.00
1860	Meters	\$ 79,072.18	\$ 79,072.18	\$ -		\$ -	15.00	6.67%	\$ -	\$ -	\$ -
1860	Meters (Smart Meters)	\$ 310,212.82		\$ 310,212.82	\$ 25,716.04	\$ 323,070.84	15.00	6.67%	\$ 21,538.06	\$ 21,537.99	\$ 0.07
1905	Land			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures - Equipment			\$ -		\$ -	10.00	10.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures - Driveways			\$ -		\$ -	20.00	5.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures - Major Repairs			\$ -		\$ -	25.00	4.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures - Brick Store etc			\$ -		\$ -	50.00	2.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1910	Leasehold Improvements			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1915	Office Furniture & Equipment (10 years)	\$ 50,362.82	\$ 7,592.64	\$ 42,770.18	\$ 631.93	\$ 43,086.15	10.00	10.00%	\$ 4,308.61	\$ 4,308.65	\$ 0.04
1915	Office Furniture & Equipment (5 years)	\$ -		\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1920	Computer Equipment - Hardware	\$ 26,623.67	\$ 16,392.44	\$ 10,231.23	\$ 429.99	\$ 10,446.23	5.00	20.00%	\$ 2,089.25	\$ 2,089.18	\$ 0.07
1920	Computer Equip.-Hardware(Post Mar. 22/04)	\$ -		\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1920	Computer Equip.-Hardware(Post Mar. 19/07)	\$ -		\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1930	Transportation Equipment - under 3 Tons	\$ -		\$ -		\$ -	5.00	20.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1930	Transportation Equipment - 3 Tons & Over			\$ -		\$ -	8.00		\$ -	\$ -	\$ -
1935	Stores Equipment	\$ 4,320.00	\$ 2,808.00	\$ 1,512.00	\$ -	\$ 1,512.00	10.00	10.00%	\$ 151.20	\$ 151.20	\$ -
1940	Tools, Shop & Garage Equipment			\$ -		\$ -	10.00	10.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1945	Measurement & Testing Equipment	\$ 8,486.00	\$ 2,700.00	\$ 5,786.00	\$ -	\$ 5,786.00	10.00	10.00%	\$ 578.60	\$ 578.60	\$ -
1950	Power Operated Equipment			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1955	Communications Equipment			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1955	Communication Equipment (Smart Meters)			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1960	Miscellaneous Equipment			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1970	Load Management Controls Customer Premises			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1975	Load Management Controls Utility Premises			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1980	System Supervisor Equipment			\$ -		\$ -	15.00	6.67%	\$ -	\$ -	\$ -
1985	Miscellaneous Fixed Assets			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1990	Other Tangible Property			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1995	Contributions & Grants	-\$ 555,962.94		-\$ 555,962.94	-\$ 905,202.00	-\$ 1,008,563.94	40.00	2.50%	-\$ 25,214.10	-\$ 25,214.10	\$ 0.00
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
Total		\$ 3,548,604.80	\$ 130,651.03	\$ 3,417,953.77	\$ 319,705.82	\$ 3,577,806.68			\$ 119,533.44	\$ 119,533.30	\$ 0.14

Year 2016 CGAAP - with changes to policies

Account	Description	Opening Regulatory Gross PP&E as at Jan 1, 2012	Less Fully Depreciated	Net for Depreciation	Additions	Total for Depreciation	Years	Depreciation Rate	2012 Depreciation Expense	2012 Depreciation Expense per Appendix 2 B Fixed Assets, Column K (l)	Variance ²
		(a)	(b)	(c)	(d)	(e) = (c) + 1/2 x (d) ¹	(f)	(g) = 1 / (f)	(h) = (e) / (f)		(m) = (h) - (l)
1611	Computer Software (Formally known as Account 1925)	\$ 127,219.00	\$ 85,377.13	\$ 41,841.87	\$ 1,365.00	\$ 42,524.37	5.00	20.00%	\$ 8,594.83	\$ 8,594.83	\$ -
1612	Land Rights (Formally known as Account 1906)			\$ -	\$ -	\$ -	35.00	2.86%	\$ -	\$ -	\$ -
1612	Land Rights (Formally known as Account 1906)			\$ -	\$ -	\$ -	70.00	1.43%	\$ -	\$ -	\$ -
1805	Land	\$ 50,000.00		\$ 50,000.00		\$ 50,000.00			\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings			\$ -	\$ -	\$ -	10.00	10.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings			\$ -	\$ -	\$ -	15.00	6.67%	\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings			\$ -	\$ -	\$ -	20.00	5.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings			\$ -	\$ -	\$ -	25.00	4.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings			\$ -	\$ -	\$ -	30.00	3.33%	\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings			\$ -	\$ -	\$ -	50.00	2.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1810	Leasehold Improvements			\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1815	Transformer Station Equipment >50 kV			\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1820	Distribution Station Equipment <50 kV	\$ 360,297.28		\$ 360,297.28	\$ 50,012.77	\$ 385,303.67	55.00	1.82%	\$ 7,005.52	\$ 7,005.52	\$ 0.00
1825	Storage Battery Equipment			\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1830	Poles, Towers & Fixtures	\$ 749,198.71	\$ 27,051.14	\$ 722,147.57	\$ 74,099.00	\$ 759,197.07	40.00	2.50%	\$ 18,979.93	\$ 18,979.91	\$ 0.02
1835	Overhead Conductors & Devices	\$ 662,283.01		\$ 662,283.01	\$ 229,394.71	\$ 776,980.37	60.00	1.67%	\$ 12,949.67	\$ 12,949.67	\$ 0.00
1840	Underground Conduit			\$ -	\$ -	\$ -	25.00	4.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1845	Underground Conductors & Devices	\$ 1,853,266.32		\$ 1,853,266.32	\$ 28,769.20	\$ 1,867,650.92	35.00	2.86%	\$ 53,361.45	\$ 53,361.45	\$ 0.00
1850	Line Transformers	\$ 1,150,235.83		\$ 1,150,235.83	\$ 39,618.50	\$ 1,170,045.08	40.00	2.50%	\$ 29,251.13	\$ 29,251.13	\$ 0.00
1855	Services (Overhead & Underground)	\$ 220,787.96		\$ 220,787.96	\$ 22,175.00	\$ 231,875.46	40.00	2.50%	\$ 5,796.89	\$ 5,796.89	\$ 0.00
1860	Meters			\$ -	\$ -	\$ -	25.00	4.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1860	Meters (Smart Meters)	\$ 345,172.12		\$ 345,172.12	\$ 8,522.74	\$ 349,433.49	15.00	6.67%	\$ 23,295.57	\$ 23,295.57	\$ 0.00
1905	Land			\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures			\$ -	\$ -	\$ -	5.00	20.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures			\$ -	\$ -	\$ -	10.00	10.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures			\$ -	\$ -	\$ -	15.00	6.67%	\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures			\$ -	\$ -	\$ -	20.00	5.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures			\$ -	\$ -	\$ -	25.00	4.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures			\$ -	\$ -	\$ -	50.00	2.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1910	Leasehold Improvements			\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1915	Office Furniture & Equipment (10 years)	\$ 51,956.50	\$ 24,121.50	\$ 27,835.00	\$ 1,563.15	\$ 28,616.58	10.00	10.00%	\$ 2,861.66	\$ 2,861.63	\$ 0.03
1915	Office Furniture & Equipment (5 years)			\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1920	Computer Equipment - Hardware	\$ 28,438.34	\$ 21,792.83	\$ 6,645.51	\$ 2,159.94	\$ 7,725.48	5.00	20.00%	\$ 1,545.10	\$ 1,545.11	\$ 0.01
1920	Computer Equip.-Hardware(Post Mar. 22/04)			\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1920	Computer Equip.-Hardware(Post Mar. 19/07)			\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1930	Transportation Equipment			\$ -	\$ -	\$ -	5.00	20.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1930	Transportation Equipment			\$ -	\$ -	\$ -	8.00	12.50%	\$ -	\$ -	\$ -
1935	Stores Equipment			\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1940	Tools, Shop & Garage Equipment	\$ 4,320.20	\$ 4,320.00	\$ -	\$ -	\$ -	10.00	10.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1945	Measurement & Testing Equipment	\$ 8,486.00	\$ 4,281.00	\$ 4,205.00	\$ 7,415.08	\$ 7,912.54	10.00	10.00%	\$ 791.25	\$ 791.25	\$ 0.00
1950	Power Operated Equipment			\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1955	Communications Equipment			\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1955	Communication Equipment (Smart Meters)			\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1960	Miscellaneous Equipment			\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1970	Load Management Controls Customer Premises			\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1975	Load Management Controls Utility Premises			\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1980	System Supervisor Equipment			\$ -	\$ -	\$ -	15.00	6.67%	\$ -	\$ -	\$ -
1985	Miscellaneous Fixed Assets			\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1990	Other Tangible Property			\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1995	Contributions & Grants	-\$ 1,609,309.14		-\$ 1,609,309.14	-\$ 6,450.50	-\$ 1,612,534.39	40.00	2.50%	-\$ 40,313.36	-\$ 40,313.36	\$ 0.00
1609	Other Tangible Property			\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
Total		\$ 4,002,352.13	\$ 166,943.60	\$ 3,835,408.33	\$ 458,644.59	\$ 4,064,730.63			\$ 124,119.63	\$ 124,119.60	\$ 0.03

Account	Description	Opening Regulatory Gross PP&E as at Jan 1, 2013	Less Fully Depreciated	Net for Depreciation	Additions	Total for Depreciation	Years	Depreciation Rate	2013 Depreciation Expense	2013 Depreciation Expense per Appendix 2 B Fixed Assets, Column K (l)	Variance ²
		(a)	(b)	(c)	(d)	(e) = (c) + ½ x (d) ¹	(f)	(g) = 1 / (f)	(h) = (e) / (f)	(i)	(m) = (h) - (l)
1611	Computer Software (Formally known as Account 1925)	\$ 128,584.00	\$ 84,927.17	\$ 43,656.83	\$ 4,500	\$ 45,906.83	5.00	20.00%	\$ 9,181.37	\$ 9,181.37	\$ 0.00
1612	Land Rights (Formally known as Account 1906)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	35.00	2.86%	\$ -	\$ -	\$ -
1612	Land Rights (Formally known as Account 1906)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	70.00	1.43%	\$ -	\$ -	\$ -
1805	Land	\$ 50,000.00	\$ -	\$ 50,000.00	\$ -	\$ 50,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	10.00	10.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	15.00	6.67%	\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	20.00	5.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	25.00	4.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	30.00	3.33%	\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	50.00	2.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1810	Leasehold Improvements	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1815	Transformer Station Equipment >50 kV	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1820	Distribution Station Equipment <50 kV	\$ 410,310.05	\$ -	\$ 410,310.05	\$ 1,517,396	\$ 1,169,008.05	55.00	1.82%	\$ 21,254.69	\$ 21,254.69	\$ 0.00
1825	Storage Battery Equipment	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1830	Poles, Towers & Fixtures	\$ 823,297.71	\$ -	\$ 823,297.71	\$ -	\$ 823,297.71	40.00	2.50%	\$ 20,582.44	\$ 20,582.44	\$ 0.00
1835	Overhead Conductors & Devices	\$ 891,677.72	\$ -	\$ 891,677.72	\$ 85,900	\$ 934,627.72	60.00	1.67%	\$ 15,577.13	\$ 15,577.13	\$ -0.00
1840	Underground Conduit	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	25.00	4.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1845	Underground Conductors & Devices	\$ 1,882,035.52	\$ -	\$ 1,882,035.52	\$ 160,025	\$ 1,962,048.02	35.00	2.86%	\$ 56,058.51	\$ 56,058.51	\$ 0.00
1850	Line Transformers	\$ 1,189,854.33	\$ -	\$ 1,189,854.33	\$ 40,675	\$ 1,210,191.83	40.00	2.50%	\$ 30,254.80	\$ 30,254.80	\$ 0.00
1855	Services (Overhead & Underground)	\$ 242,962.96	\$ -	\$ 242,962.96	\$ 20,000	\$ 252,962.96	40.00	2.50%	\$ 6,324.07	\$ 6,324.07	\$ 0.00
1860	Meters	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	25.00	4.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1860	Meters (Smart Meters)	\$ 353,694.86	\$ -	\$ 353,694.86	\$ 8,000.00	\$ 357,694.86	15.00	6.67%	\$ 23,846.32	\$ 23,846.32	\$ 0.00
1905	Land	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	5.00	20.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	10.00	10.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	15.00	6.67%	\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	20.00	5.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	25.00	4.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	50.00	2.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1910	Leasehold Improvements	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1915	Office Furniture & Equipment (10 years)	\$ 53,519.65	\$ 28,963.57	\$ 24,556.08	\$ 1,000	\$ 25,056.08	10.00	10.00%	\$ 2,505.61	\$ 2,505.61	\$ 0.00
1915	Office Furniture & Equipment (5 years)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1920	Computer Equipment - Hardware	\$ 30,598.28	\$ 24,538.40	\$ 6,059.88	\$ 1,500	\$ 6,809.88	5.00	20.00%	\$ 1,361.98	\$ 1,361.98	\$ -0.00
1920	Computer Equip.-Hardware(Post Mar. 22/04)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1920	Computer Equip.-Hardware(Post Mar. 19/07)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1930	Transportation Equipment	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	5.00	20.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1930	Transportation Equipment	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	8.00	12.50%	\$ -	\$ -	\$ -
1935	Stores Equipment	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1940	Tools, Shop & Garage Equipment	\$ 4,320.00	\$ -	\$ 4,320.00	\$ -	\$ 4,320.00	10.00	10.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1945	Measurement & Testing Equipment	\$ 15,901.08	\$ -	\$ 15,901.08	\$ -	\$ 15,901.08	10.00	10.00%	\$ 1,590.11	\$ 1,590.11	\$ -0.00
1950	Power Operated Equipment	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1955	Communications Equipment	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1955	Communication Equipment (Smart Meters)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1960	Miscellaneous Equipment	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1970	Load Management Controls Customer Premises	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1975	Load Management Controls Utility Premises	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1980	System Supervisor Equipment	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	15.00	6.67%	\$ -	\$ -	\$ -
1985	Miscellaneous Fixed Assets	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1990	Miscellaneous Fixed Assets	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1995	Contributions & Grants	\$ (1,615,759.64)	\$ -	\$ 1,615,759.64	\$ 132,000	\$ 1,681,759.64	40.00	2.50%	\$ 42,043.99	\$ 42,043.99	\$ -0.00
1609	Other Tangible Property	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
etc.		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
etc.		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
etc.		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
etc.		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
etc.		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
etc.		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
etc.		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
etc.		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
etc.		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
etc.		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
etc.		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
etc.		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total		\$ 4,460,996.52	\$ 138,429.14	\$ 4,322,567.38	\$ 1,706,996.00	\$ 5,176,065.38			\$ 146,493.04	\$ 146,493.04	\$ 0.00

Year **2018** CGAAP - with changes to policies

Account	Description	Opening Regulatory Gross PP&E as at Jan 1, 2013	Less Fully Depreciated	Net for Depreciation	Additions	Total for Depreciation	Years	Depreciation Rate	2013 Depreciation Expense	2013 Depreciation Expense per Appendix 2 B Fixed Assets, Column K (l)	Variance ²
		(a)	(b)	(c)	(d)	(e) = (c) + 1/2 x (d) ¹	(f)	(g) = 1 / (f)	(h) = (e) / (f)	(i)	(m) = (h) - (l)
1611	Computer Software (Formally known as Account 1925)	\$ 133,084.00	\$ 84,927.17	\$ 48,156.83	\$ 3,000.00	\$ 49,656.83	5.00	20.00%	\$ 9,931.37	\$ 9,931.37	\$ 0.00
1612	Land Rights (Formally known as Account 1906)			\$ -		\$ -	35.00	2.86%	\$ -	\$ -	\$ -
1612	Land Rights (Formally known as Account 1906)			\$ -		\$ -	70.00	1.43%	\$ -	\$ -	\$ -
1805	Land	\$ 50,000.00		\$ 50,000.00		\$ 50,000.00			\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings			\$ -		\$ -	10.00	10.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings			\$ -		\$ -	15.00	6.67%	\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings			\$ -		\$ -	20.00	5.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings			\$ -		\$ -	25.00	4.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings			\$ -		\$ -	30.00	3.33%	\$ -	\$ -	\$ -
1808	Buildings			\$ -		\$ -	50.00	2.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1810	Leasehold Improvements			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1815	Transformer Station Equipment >50 kV			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1820	Distribution Station Equipment <50 kV	\$ 1,927,706.05		\$ 1,927,706.05		\$ 1,927,706.05	55.00	1.82%	\$ 35,049.20	\$ 35,049.20	\$ 0.00
1825	Storage Battery Equipment			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1830	Poles, Towers & Fixtures	\$ 823,297.71		\$ 823,297.71	\$ 48,000.00	\$ 847,297.71	40.00	2.50%	\$ 21,182.44	\$ 21,182.44	\$ 0.00
1835	Overhead Conductors & Devices	\$ 977,577.72		\$ 977,577.72		\$ 977,577.72	60.00	1.67%	\$ 16,292.96	\$ 16,292.96	\$ 0.00
1840	Underground Conduit			\$ -		\$ -	25.00	4.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1845	Underground Conductors & Devices	\$ 2,042,060.52		\$ 2,042,060.52		\$ 2,042,060.52	35.00	2.86%	\$ 58,344.59	\$ 58,344.59	\$ 0.00
1850	Line Transformers	\$ 1,230,529.33		\$ 1,230,529.33	\$ 74,280.00	\$ 1,267,669.33	40.00	2.50%	\$ 31,691.73	\$ 31,691.73	\$ 0.00
1855	Services (Overhead & Underground)	\$ 262,962.96		\$ 262,962.96	\$ 20,000.00	\$ 272,962.96	40.00	2.50%	\$ 6,824.07	\$ 6,824.07	\$ 0.00
1860	Meters			\$ -		\$ -	25.00	4.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1860	Meters (Smart Meters)	\$ 361,694.86		\$ 361,694.86	\$ 8,000.00	\$ 365,694.86	15.00	6.67%	\$ 24,379.66	\$ 24,379.66	\$ 0.00
1905	Land			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures			\$ -		\$ -	5.00	20.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures			\$ -		\$ -	10.00	10.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures			\$ -		\$ -	15.00	6.67%	\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures			\$ -		\$ -	20.00	5.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures			\$ -		\$ -	25.00	4.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1908	Buildings & Fixtures			\$ -		\$ -	50.00	2.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1910	Leasehold Improvements			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1915	Office Furniture & Equipment (10 years)	\$ 54,519.65	\$ 28,963.57	\$ 25,556.08	\$ 1,200.00	\$ 26,156.08	10.00	10.00%	\$ 2,615.61	\$ 2,615.57	\$ 0.04
1915	Office Furniture & Equipment (5 years)			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1920	Computer Equipment - Hardware	\$ 32,098.28	\$ 24,538.40	\$ 7,559.88	\$ 1,500.00	\$ 8,309.88	5.00	20.00%	\$ 1,661.98	\$ 1,661.98	\$ 0.00
1920	Computer Equip.-Hardware(Post Mar. 22/04)			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1920	Computer Equip.-Hardware(Post Mar. 19/07)			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1930	Transportation Equipment			\$ -		\$ -	5.00	20.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1930	Transportation Equipment			\$ -		\$ -	8.00	12.50%	\$ -	\$ -	\$ -
1935	Stores Equipment	\$ 4,320.00	\$ 4,320.00	\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1940	Tools, Shop & Garage Equipment			\$ -		\$ -	10.00	10.00%	\$ -	\$ -	\$ -
1945	Measurement & Testing Equipment	\$ 15,901.08		\$ 15,901.08		\$ 15,901.08	10.00	10.00%	\$ 1,590.11	\$ 1,590.11	\$ 0.00
1950	Power Operated Equipment			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1955	Communications Equipment			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1955	Communication Equipment (Smart Meters)			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1960	Miscellaneous Equipment			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1970	Load Management Controls Customer Premises			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1975	Load Management Controls Utility Premises			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1980	System Supervisor Equipment			\$ -		\$ -	15.00	6.67%	\$ -	\$ -	\$ -
1985	Miscellaneous Fixed Assets			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1990	Miscellaneous Fixed Assets			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
1995	Contributions & Grants	\$ 1,747,759.64		\$ 1,747,759.64	\$ 5,775.00	\$ 1,750,647.14	40.00	2.50%	\$ 43,766.18	\$ 43,766.12	\$ 0.06
1609	Other Tangible Property			\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
etc.				\$ -		\$ -			\$ -	\$ -	\$ -
Total		\$ 6,167,992.52	\$ 142,749.14	\$ 6,025,243.38	\$ 150,205.00	\$ 6,100,345.88			\$ 165,797.54	\$ 165,797.56	\$ 0.02

4.8.3 DEPRECIATION EXPENSE ASSOCIATED WITH RETIREMENT OBLIGATION

CHEI does not have any asset retirement obligations (AROs) or any associated depreciation or accretion expenses related to an asset retirement obligation.³²

4.8.4 ADOPTION OF THE HALF YEAR RULE

CHEI confirms that it has applied the half-year rule for the purposes of computing the net book value of Property, Plant and Equipment and General Plant to include in rate base.³³ Under the half-year rule acquisitions and investments made during the year are amortized assuming they entered service at the mid-point of the year.

4.8.5 DEPRECIATION AND CAPITALIZATION POLICY

CHEI's Depreciation rates and Capitalization Policy are presented below and also presented in Exhibit 2.^{34 35 36}

Capitalization Policy

CHEI's capitalization policy has not changed since its last Cost of Service in 2014 other than it now records capital assets at cost in accordance with MIFRS accounting principles as well as guidelines set out by the Ontario Energy Board, where applicable.

All expenditures by the Corporation are classified as either capital or operating expenditures. The intention of these classifications is to allocate costs across accounting periods in a manner that appropriately matches those costs with the related current and future economic benefits. The amount to be capitalized is the cost to acquire or construct a capital asset, including any

³² MFR - Identification of any Asset Retirement Obligations and associated depreciation, accretion expense

³³ MFR - Identification of historical depreciation practice and proposal for test year. Variances from half- year rule.

³⁴ MFR - Copy of depreciation/amortization policy, or equivalent written description; summary of changes to depreciation/amortization policy since last CoS

³⁵ MFR - Explanation of any deviations from the practice of depreciating significant parts or components of PP&E separately

³⁶ MFR - For any depreciation expense policy or asset service lives changes since its last rebasing application:

- identification of the changes and detailed explanation for the causes of the changes, including any changes subsequent to those made by January 1, 2013

-use of Kinectrics study or another study to justify changes in useful life

- list detailing all asset service lives tied to USoA, detail differences in TUL from Kinectrics and explain differences outside of minimum and maximum TUL range from Kinectrics; Appendix 2-BB

-File applicable depreciation appendices as provided in Chapter 2 MIFRS Appendices (Appendix 2-CA to 2-CK)

1 ancillary costs incurred to place a capital asset into its intended state of operation. CHEI does
2 not currently capitalize interest on funds used for construction.

3 CHEI's adherence to the capitalization policy can be described as follows;

4 ✓ Assets that are intended to be used on an on-going basis and are expected to provide
5 future economic benefit (generally considered to be greater than one year) will be
6 capitalized.

7 ✓ General Plant items with an estimated useful life greater than one year and valued at
8 greater than \$500 will be capitalized.

9 ✓ Expenditures that create a physical betterment or improvement of the asset (i.e. there is
10 a significant increase in the physical output or service capacity, or the useful life of the
11 capital asset is extended) will be capitalized.

12 ✓ With respect to vehicles, please note that CHEI does not own any vehicles.

13 ✓ Maintenance services are contracted out.

14 Indirect overhead costs, such as general and administration costs that are not directly
15 attributable to an asset, are not, nor have they ever been capitalized.

16

Table 23 - Depreciation Rates

Account	Description	Pre 2013	2013 and beyond
1611	Computer Software (Formally known as Account 1925)	5	5
1820	Distribution Station Equipment <50 kV	30	55
1830	Poles, Towers & Fixtures	25	40
1835	Overhead Conductors & Devices	25	60
1845	Underground Conductors & Devices	25	35
1850	Line Transformers	25	40
1855	Services (Overhead & Underground)	25	40
1860	Meters	25	25
1860	Meters (Smart Meters)	25	15
1915	Office Furniture & Equipment (10 years)	10	10
1920	Computer Equipment - Hardware	5	5
1935	Stores Equipment	10	10
1940	Tools, Shop & Garage Equipment	10	10
1945	Measurement & Testing Equipment	10	10

1995	Contributions & Grants	25	40
------	------------------------	----	----

1

2 4.9 TAXES & PAYMENTS IN LIEU OF TAXES (PILS)

3 4.9.1 OVERVIEW OF PILS

4 CHEI is required to make payments in lieu of income taxes ("taxes") based on its taxable income.
5 CHEI files Federal/Provincial tax returns annually.

6 There have been no special circumstances that would require specific tax planning measures to
7 minimize taxes payable. There are no outstanding audits, reassessments or disputes relating the
8 tax returns filed by CHEI.

9 There are no non-utility activities included in CHEI's financial results. Therefore the entire
10 amount of PILs payable is considered in the proposed allowance to be included in the revenue
11 requirement.

12 CHEI has used the OEB PILs Tax Work Form model to calculate the amount of taxes for inclusion
13 in its 2015 rates. PILs have been calculated under MIFRS accounting policies. The PILS model
14 was completed by CHEI's external auditor BDO to ensure that the current and proposed tax
15 rates have been applied, that the amount of PILS calculated appears reasonable and that the
16 integrity checks established in the Boards Minimum Filing Requirements have been adhered to.

17 CHEI's taxes for the 2018 Test Year. Under the new accounting policies, CHEI's PILs amount to
18 \$4,630.

19 The income tax sheet from the Revenue Requirement Work form is presented on the next page,
20 and the PILs model is being filed in conjunction with this application.³⁷ Actual Most recent
21 federal and provincial tax returns are presented in Attachment 1 of this Exhibit. ³⁸ .

³⁷ MFR - Completed version of the PILs model (PDF and Excel); derivation of adjustments for historical, bridge, test years

³⁸ MFR - Most recent federal and provincial tax returns

1 There are no other taxes than the PILs presented in this Exhibit.³⁹

2

³⁹ MFR - Explanation of how taxes other than income taxes or PILS (e.g. property taxes) are derived

1

Table 24 - Tax Provision for the Test Year

<i>Particulars</i>	<i>Application</i>
<i>Determination of Taxable Income</i>	
<i>Utility net income before taxes</i>	\$165,233
<i>Adjustments required to arrive at taxable utility income</i>	(\$138,995)
<i>Taxable income</i>	\$26,239
<i>Calculation of Utility income Taxes</i>	
<i>Income taxes</i>	\$3,936
<i>Capital taxes</i>	\$ -
<i>Total taxes</i>	\$3,936
<i>Gross-up of Income Taxes</i>	\$695
<i>Grossed-up Income Taxes</i>	\$4,630
<i>PILs / tax Allowance (Grossed-up Income taxes + Capital taxes)</i>	\$4,630
<i>Other tax Credits</i>	\$ -
<i>Tax Rates</i>	
<i>Federal tax (%)</i>	10.50%
<i>Provincial tax (%)</i>	4.50%
<i>Total tax rate (%)</i>	15.00%

2

3 The utility's latest tax return is presented at the Attachment 1 of this Exhibit.

4 CHEI is not claiming Apprenticeship Training Tax Credits because the utility outsources all its

5 capital work to a third-party service.

- 1 CHEI confirms that it has use of the stand-alone principle when determining PILs amounts. Its
2 auditors BDO confirm the following information;
- 3 ✓ it has exercised sound tax planning and that for rate setting purposes, it maximized tax
4 credits and take the maximum deductions allowed if it made sense for the utility to do
5 so.
 - 6 ✓ It has excluded from PILs calculations both when they were created, and when they were
7 collected, regardless of the actual tax treatment accorded those amounts.
 - 8 ✓ A copy of the most recent Federal and Provincial tax is presented in Attachment 2 of this
9 Exhibit. ⁴⁰
 - 10 ✓ Detailed calculations of Income Tax or PILs are presented in the OEB PILs model filed
11 along with this application.
 - 12 ✓ There were no adjustments (e.g., Tax credits⁴¹, CCA adjustments) for the Historical, Bridge
13 and Test Years and as such, no supporting schedules and calculations and explanations
14 for "other additions" and "other deductions" were required. ⁴²

⁴⁰ MFR - Financial Statements included with tax returns if different from those filed with application

⁴¹ MFR - Calculation of Tax Credits; redact where required (filing of unredacted versions is not required)

⁴² MFR - Supporting schedules and calculations identifying reconciling items

1 **4.10 NON- RECOVERABLE AND DISALLOWED EXPENSES⁴³**

2 CHEI confirms that expenses that are deemed non-recoverable in the revenue requirement (e.g.
3 certain charitable donations) or disallowed for regulatory purposes have been excluded from the
4 regulatory tax calculation.

⁴³ MFR - Exclude from regulatory tax calculation any non-recoverable or disallowed expenses

4.11 PILS INTERGRITY CHECK ⁴⁴

CHEI and its external auditors confirm to the best of their knowledge that the following integrity checks have been completed in its application. In completing the PILs model, Collins Barrow attests that:

- ✓ the depreciation and amortization added back in the application's PILs model agree with the numbers disclosed in the rate base section of the application;
- ✓ the capital additions and deductions in the UCC/ CCA Schedule 8 agree with the rate base section for historical, bridge and test years;
- ✓ Schedule 8 of the most recent federal T2 tax return filed with the application has a closing December 31st historic year UCC that agrees with the opening bridge year UCC at January 1st;
- ✓ The CCA deductions in the application's PILs tax model for historical, bridge and test years agree with the numbers in the UCC schedules for the same years filed in the application;
- ✓ Loss carry-forwards, if any, from the tax returns (Schedule 4) agree with those disclosed in the application;
- ✓ CCA is maximized even if there are tax loss carry-forwards; and
- ✓ A statement is included in the application as to when the losses, if any, will be fully utilized.

⁴⁴ MFR - Completion of Integrity checks listed on p.41; statement confirming completion

4.12 CONSERVATION AND DEMAND MANAGEMENT

4.12.1 CONSERVATION AND DEMAND MANAGEMENT OVERVIEW

Conservation and Demand Management (“CDM”) programs for electricity distributors were first approved by the OEB in 2004, and have expanded since becoming a more important part of the energy policy in Ontario. The Board developed and issued the CDM Code for Electricity Distributors (the “CDM Code”) on September 16, 2010, to support the CDM framework. The CDM Code sets out the obligations along with requirements, with which electricity distributors must comply in relation to the CDM targets set out in their licenses for January 1, 2011, to December 31, 2014, CDM target period. The CDM Code was created in response to a Directive dated March 31, 2010, by the Minister of Energy and Infrastructure pursuant to sections 27.1 and 27.2 of the Ontario Energy Board Act, 1998. Section 12 of the Directive states that lost revenues that result from CDM programs should not act as a disincentive to a distributor. The Board issued detailed guidelines on the lost revenue adjustment mechanism (“LRAM”) related to CDM programs implemented under the CDM code. CHEI calculated the LRAM Variance Account balance (“LRAMVA”) in compliance with the requirements set out in the following guidelines issued by the Board:

Guideline for Electricity Distributor Conservation and Demand Management (EB-2012-0003 – the “2012 CDM Guidelines”), dated April 26, 2012, describes the mechanism to capture the difference between the results of actual verified impacts of authorized CDM activities undertaken by the distributor between 2011 and 2014 and the level of activities embedded into rates through the distributor’s load forecast. This guideline also describes the establishment of the LRAM Variance Account and the method to record the related lost revenues.

The *Conservation and Demand Management Requirement Guidelines for Electricity Distributors* (EB-2014-0278 – the “2015 CDM Guidelines”), issued by the OEB on December 19, 2014, are applicable to CDM programs beginning January 1, 2015. These guidelines require distributors to continue to rely on the LRAMVA to track and dispose of lost revenues that result from approved CDM programs between 2015 and 2020.

The Report of the OEB: *Updated Policy for the Lost Revenue Adjustment Mechanism Calculation:*

1 *Lost Revenues and Peak Demand Savings from Conservation and Demand Management*
2 *Programs* (EB-2016-0182 – the “LRAMVA Report”), issued on May 19, 2016, outlines the
3 OEB’s policy with respect to the treatment of peak demand savings for the LRAM Variance
4 Account calculation for demand billed customers.

5 CHEI began delivering CDM programs in 2011 to meet the mandated targets. The emphasis has
6 been on Independent Electricity System Operator (IESO) Contracted Province-Wide Programs to
7 residential and general service customers. CHEI has not sought approval for Board-approved
8 CDM programs. CHEI has filed its CDM Strategy with the OEB in accordance with the CDM Code
9 for Electricity Distributors in the fall of 2010.

10 The IESO provides funding for CHEI’s CDM programs. CHEI’s funding portfolio for 2011 to 2014
11 was approximate \$242,000 and \$525,743 for the 2015-2020 period. Funding and expenditures
12 for the delivery of IESO Contracted Province-Wide Programs are kept separate and tracked in
13 Non-Distribution Revenue Accounts in accordance with the guidance in Chapter 5, Accounting
14 Treatment of the CDM Code. Therefore, CDM activities are not included in the calculation
15 revenue requirement or revenue offsets.

16 CHEI’s intent is to meet demand and energy reduction requirements by delivering IESO-
17 Contracted Province-Wide programs. CHEI will not be applying for any OM&A costs related to
18 the administration and delivery of CDM programs to be recovered through the revenue
19 requirement.

20

1 4.12.2 LRAM VARIANCE ACCOUNT (LRAMVA)⁴⁵

2 On March 31, 2010, the Minister of Energy and Infrastructure issued a directive (the "Directive")
3 to the Board regarding electricity CDM targets to be met by licensed electricity distributors. The
4 Directive required that the Board amend the licenses of distributors to add, as a condition of the
5 license, the requirement for distributors to achieve reductions in electricity demand through the
6 delivery of CDM programs over a four-year period beginning January 1, 2011. Section 12 of the
7 Directive required that the Board have regard to the objective that lost revenues that result from
8 CDM Programs should not act as a disincentive to a distributor. On April 26, 2012, the Board
9 issued Guidelines for Electricity Distributor Conservation and Demand Management ("CDM
10 Guidelines"). In keeping with the Directive, the Board adopted a mechanism to capture the
11 difference between the results of actual, verified impacts of authorized CDM activities
12 undertaken by distributors between 2011 and 2014 and the level of activities embedded into
13 rates through the distributor's load forecast in an LRAM variance account.

14 Distributors must continue to track the variances between the OEB approved CDM adjustment
15 to their load forecasts and the actual CDM results in the LRAMVA for the 2015 - 2020 period.

16 Table 25 below shows the total LRAMVA recovery sought by the utility.

⁴⁵ MFR - LRAMVA - disposition of balance. Distributors must provide new LRAMVA Workform in a working Excel file and provide the following:

- statement indicating use of most recent input assumptions when calculating lost revenue
- statement indicating reliance on most recent CDM evaluation report from IESO; copy of report
- Tables for each rate class showing lost revenue by year; list of programs applicable to rate class. Within each separate rate class table, a list of all the CDM programs/initiatives applicable to that rate class and the energy savings (kWh) and peak demand (kW) savings assigned to those programs/initiatives.. For peak demand (kW) savings, the monthly multiplier amount used to convert the peak demand (kW) savings value included in the IESO's final results report into an annual value for each program
- lost revenue calculations - energy savings by class and OEB-approved variable charge
- statement that indicates if carrying charges are requested

1
2

Table 25 - Summary of Requested LRAM Amounts

<i>Description</i>	Residential	General Service < 50 kW	General Service 50 - 4999 kW	Sentinel Lights	Street Lighting	Unmetered Loads	Total
<i>2011 Forecast</i>	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
<i>2011 Actuals</i>	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
<i>Amount Cleared</i>							
<i>2012 Forecast</i>	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
<i>2012 Actuals</i>	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
<i>Amount Cleared</i>							(\$3,855.00)
<i>2013 Forecast</i>	(\$328.96)	(\$109.45)	(\$19.09)	\$0.00	(\$2.28)	(\$0.32)	(\$460.11)
<i>2013 Actuals</i>	\$739.23	\$2,733.23	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$3,472.46
<i>Amount Cleared</i>							
<i>2014 Forecast</i>	(\$344.92)	(\$102.66)	(\$69.27)	\$0.00	(\$8.04)	(\$1.15)	(\$526.05)
<i>2014 Actuals</i>	\$1,921.86	\$3,539.96	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$5,461.83
<i>Amount Cleared</i>							
<i>2015 Forecast</i>	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
<i>2015 Actuals</i>	\$3,420.31	\$3,168.22	\$42.69	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$6,631.22
<i>Amount Cleared</i>							
<i>Carrying Charges</i>	\$60.62	\$167.90	(\$1.71)	\$0.00	(\$0.23)	(\$0.03)	\$226.56
<i>Total LRAMVA Balance</i>	\$5,468.14	\$9,397.20	(\$47.39)	\$0.00	(\$10.55)	(\$1.50)	\$10,950.91

3

4 CHEI has used the most recent input assumptions when calculating lost revenue and has relied
5 on the most recent final evaluation report from the Independent Electricity System Operator
6 (IESO) in support of its LRAM calculation for its contracted province-wide CDM programs ("IESO
7 Programs") for 2013-2015. Lost revenues are based on Board approved variable charges and
8 carrying charges through to April 30, 2015, up until 2014 are requested. (CHEI changed its rate
9 year to January 1 in its 2014 Cost of Service)

10 CHEI is not currently requesting recovery of lost revenue resulting from Board-approved
11 programs. The IESO-Contracted Province-Wide CDM Programs Final 2015 Results are provided
12 in Attachment 2 to this Exhibit.

13 None of the estimated CDM load reductions were factored into the load forecast underpinning
14 CHEI's 2013, 2014, and 2015 rates. CHEI has calculated any carrying charges for the applicable
15 periods using the quarterly rates prescribed by the Board.

1 For further details, please refer to the enclosed Excel OEB LRAM Work form and IESO 2015 Final
2 Report.

3

4

5 **APPENDICES**

6

Appendix A	IESO Report
Appendix B	PDF of Income Tax
Appendix C	PILs

7

1

Appendix A – 2015 Final IESO report

2



**Independent Electricity System Operator
Conservation & Demand Management Status Report**
Q4 2015 Preliminary Results Update
Cooperative Hydro Embrun Inc.

Unverified IESO-Contracted Province-Wide CDM Program Progress at a Glance

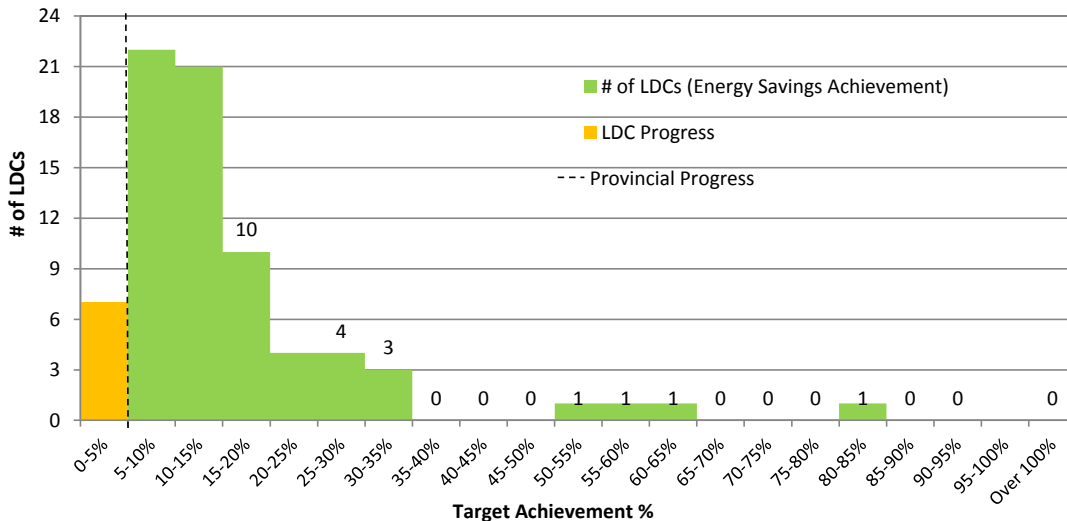
Progress to Targets	Verified Progress to Target 2011-2014 Conservation Framework		Unverified 2015 - 2020 Conservation First Framework Progress			
	Savings	%	Incremental Q4- 2015	2015 Year-to- Date Results	%	Rank (of 76)
Net Peak Demand Savings (MW)	0.2	64%	0.0	0.0		
Net Energy Savings (GWh)	1.5	137%	0.0	0.1	3%	73

Program-to-Date Progress Towards Target: The 2015 Q4 report reflects the most up-to-date inputs from the 2014 program evaluations.

Rank: Sorts each LDC by % of energy target achieved in the 2015-2020 Framework. Results are preliminary and unverified

Comparison: LDC Achievement vs. LDC Community Achievement

2015-2020 LDC Energy Target (%) Achievement Comparison



Questions? Please check the "About this Report" Section and "Reporting Methodology" section.
More Questions? Please contact LDC.Support@ieso.ca

Message from the Vice President

Collaboration between the IESO and LDCs has led to strong performance in the first year of the Conservation First Framework (CFF). Results indicate that 1.1 TWh in energy savings has been achieved, representing 108% of the annual target. Over 3,700 Retrofit projects were completed in Q4 2015 alone and 15 Process & Systems projects came in-service contributing to 203 GWh of savings.

The momentum is encouraging for 2016 and new programs and pilots are continuing to be developed to support customer needs. To date, six local or regional programs have been approved and over 14 LDC pilots are currently underway.

To provide LDCs with more frequent updates on the status of CDM efforts, the preliminary quarterly results update will be replaced by a monthly update.

Highlights from 2015:

- LDCs have achieved 15% (over 1 TWh) toward the 7 TWh 2020 CFF energy savings target
- 4.4 million measures were redeemed across the province through the Save on Energy Coupons program, with over 99% of the redeemed measures focused on lighting
- In 2015, Save on Energy Business and Industrial programs saved over 1 TWh of energy savings which is the equivalent to powering over 100,000 homes
- The successful procurement of a vendor for the new Conservation Demand Management Information Solution in Q4 will provide the functionality necessary for the effective management and administration of CDM programs in CFF

Please continue to share your success stories and challenges with our team. If you have any questions regarding this report please contact your IESO Conservation Business Manager or email LDC.Support@ieso.ca.

Sincerely,

Terry Young

About this Report

This report contains:

- Peak demand and energy savings for IESO-Contracted Province-Wide programs (does not include Ontario Energy Board (OEB) approved CDM programs or other LDC conservation efforts)
- Progress as of the end of Q4 2015 using unverified quarterly results for 2015.
- Program activity data (i.e. projects completed, appliances picked up) completed on or before December 31st, 2015 and received and entered to the IESO processing systems per the dates specified in Table 5
- Updates to the previous Q1 2015, Q2 2015, Q3 2015 participation with additional data received
- Information to assist the LDC in reconciling internal data sources with the data contained in this report. Table 4 contains:
 - 1 The date in which savings are considered to 'start';
 - 2 The point at which the data becomes available to the IESO;
 - 3 The expected probability and magnitude of updates to the data as more information becomes available.
- iCON CRM Post Stage Retrofit Report data queried on January 14th, 2015

2015-2020 Summary: Net Energy Savings Achieved (GWh)

This section provides a portfolio level view of net energy savings procured to date through LDC programs.

Table 1 below presents net annual energy savings results from 2015 to date listed by implementation period, status (i.e. final or reported). This table also presents the net annual energy savings expected to persist in each year between 2015 and 2020 based on program activity completed to date. At the bottom of the table a comparison is made between reported results (unverified) and final results (verified) for 2015-2020.

Table 1: Net Energy Savings at the End-User Level (GWh)

#	Implementation Period	Energy Savings (GWh)						2015-2020 Conservation First Framework
		2015-2020 Conservation Framework						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	
1	2015	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
2	2016							
3	2017							
4	2018							
5	2019							
6	2020							
Net Energy Savings		0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
Unverified Net Annual Energy Savings:								0.0
2015-2020 Annual Energy Savings Target:								2
Unverified Net Annual Energy Savings Target Achieved (%):								3%
Incremental Reported (Unverified)		0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	
Incremental Final (Verified)		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	

Persisting savings noted in Table 1 above and in the 2015-2020 LDC Energy Target (%) Achievement graph below are estimated based on the methodology described in Table 4

2015-2020 LDC Energy Target (%) Achievement

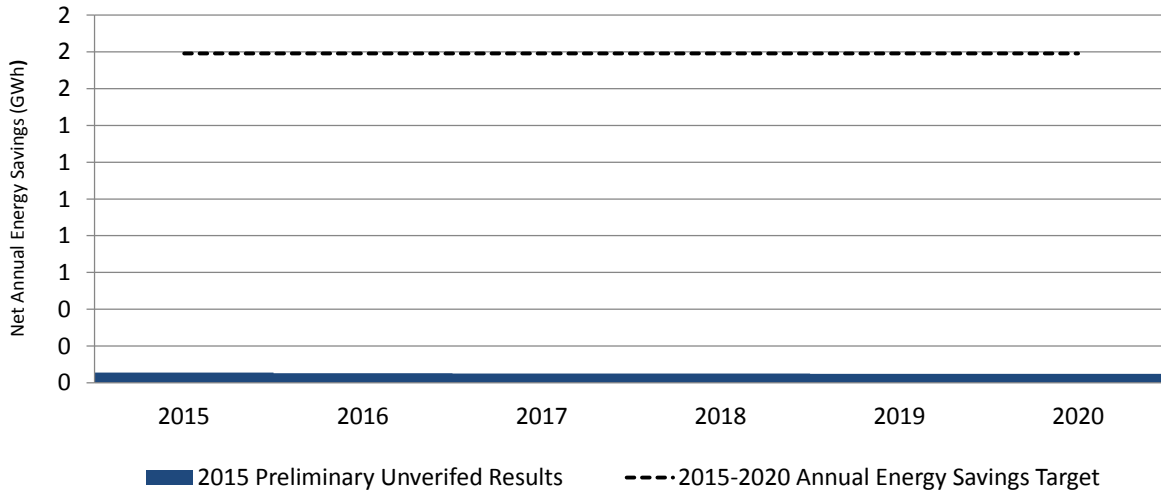


Table 2B: LDC Initiative and Program Level Savings towards 2015-2020 Conservation First Framework

#	Initiative	Unit	Incremental Activity (new program activity occurring within the specified reporting period)					Net Incremental Peak Demand Savings (kW) (new peak demand savings from activity within the specified reporting period)					Net Incremental Energy Savings (kWh) (new energy savings from activity within the specified reporting period)				
			Q1 2015	Q2 2015	Q3 2015	Q4 2015	Total	Q1 2015	Q2 2015	Q3 2015	Q4 2015	Total	Q1 2015	Q2 2015	Q3 2015	Q4 2015	Total
Consumer Program																	
1	Appliance Retirement	Appliances	0	0	1	1	2	0	0	0	0	0	16	5	511	518	1,050
2	HVAC Incentives	Equipment	2	12	8	2	24	1	2	1	1	5	1,231	4,346	2,576	1,217	9,370
3	Conservation Instant Coupon Booklet	Measures	138	140	201	75	554	0	0	0	0	1	2,090	2,150	3,109	1,163	8,512
4	LDC Coded Coupons	Measures	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Bi-Annual Retailer Event	Measures	2	783	47	683	1,516	0	1	0	1	2	31	11,876	770	10,807	23,484
6	Retailer Co-op	Items	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	Residential New Construction	Homes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Consumer Program Total								1	3	2	1	7	3,368	18,377	6,966	13,705	42,416
Business Program																	
8	Retrofit	Projects	-	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	13,849	-	13,849
9	Direct Install Lighting	Projects	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Building Commissioning	Buildings	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	New Construction	Buildings	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	Energy Audit	Audits	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Business Program Total								-	-	-	-	-	-	-	13,849	-	13,849
Industrial Program																	
13	Process & System Upgrades	Projects	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Monitoring & Targeting	Projects	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	Energy Manager	Projects	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Industrial Program Total								-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Home Assistance Program																	
16	Home Assistance Program	Homes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Home Assistance Program Total								-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Adjustment to Previous Year's Results																	
Energy Efficiency Total								1	3	2	1	7	3,368	18,377	20,815	13,705	56,265
Demand Response Total								-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IESO-Contracted LDC Portfolio Total								1	3	2	1	7	3,368	18,377	20,815	13,705	56,265

Table 3: Province-Wide Initiative and Program Level Savings towards 2015-2020 Conservation First Framework

#	Initiative	Unit	Incremental Activity (new program activity occurring within the specified reporting period)					Net Incremental Peak Demand Savings (kW) (new peak demand savings from activity within the specified reporting period)					Net Incremental Energy Savings (kWh) (new energy savings from activity within the specified reporting period)				
			Q1 2015	Q2 2015	Q3 2015	Q4 2015	Total	Q1 2015	Q2 2015	Q3 2015	Q4 2015	Total	Q1 2015	Q2 2015	Q3 2015	Q4 2015	Total
Consumer Program																	
1	Appliance Retirement	Appliances	5,096	1,736	2,185	5,507	14,524	353	129	149	374	1,004	2,137,975	722,354	941,711	2,350,615	6,152,654
2	Appliance Exchange	Appliances					-										
3	HVAC Incentives	Equipment	21,143	32,832	29,385	16,669	100,029	4,955	5,408	5,103	3,847	19,312	9,392,009	9,616,784	9,174,618	7,269,589	35,453,001
4	Conservation Instant Coupon Booklet	Measures	279,833	284,068	405,954	152,022	1,121,877	271	283	412	151	1,118	4,228,613	4,350,052	6,290,496	2,353,419	17,222,580
5	LDC Coded Coupons	Measures	58,003	69,569	63,758	49,868	241,197	59	81	72	53	265	898,898	1,111,723	1,006,834	800,038	3,817,493
6	Bi-Annual Retailer Event	Measures	4,300	1,584,356	95,759	1,382,532	3,066,946	4	1,834	134	1,379	3,350	63,232	24,029,460	1,558,060	21,867,904	47,518,656
7	Retailer Co-op	Items					-										
8	Residential New Construction	Homes	942	237	1,113	542	2,834	191	26	279	77	573	1,190,620	254,128	1,672,548	1,057,748	4,175,044
Consumer Program Total								5,832	7,761	6,148	5,881	25,622	17,911,347	40,084,501	20,644,267	35,699,313	114,339,427
Business Program																	
9	Retrofit	Projects	3,611	3,667	3,648	3,731	14,657	19,740	18,483	21,220	26,370	85,813	154,629,701	131,669,001	163,192,033	186,145,085	635,635,821
10	Direct Install Lighting	Projects	3,925	4,206	4,760	4,462	17,353	3,743	3,866	4,317	4,242	16,168	13,611,299	14,034,030	15,646,628	15,241,710	58,533,667
11	Building Commissioning	Buildings	-	-	2	7	9	-	-	100	214	314	-	-	237,306	682,169	919,475
12	New Construction	Buildings	26	16	13	9	64	1,013	793	5,549	59	7,415	4,003,769	23,177,913	482,406	208,478	27,872,565
13	Energy Audit	Audits	65	91	68	21	245	869	1,217	909	281	3,276	4,242,782	5,939,895	4,438,603	1,370,745	15,992,025
Business Program Total								25,365	24,359	32,095	31,166	112,985	176,487,551	174,820,839	183,996,975	203,648,187	738,953,552
Industrial Program																	
13	Process & System Upgrades	Projects	5	1	2	15	23	1,164	3,160	2,593	25,524	32,442	10,278,920	25,135,621	22,639,696	202,862,919	260,917,156
14	Monitoring & Targeting	Projects	1	-	-	-	1	200	-	-	-	200	1,239,000	-	-	-	1,239,000
15	Energy Manager	Projects	166	54	78	26	324	1,462	2,337	363	264	4,426	7,466,006	8,692,205	2,203,547	2,435,986	20,797,744
Industrial Program Total								2,826	5,498	2,957	25,788	37,068	18,983,927	33,827,826	24,843,242	205,298,905	282,953,900
Home Assistance Program																	
16	Home Assistance Program	Homes	3,251	5,383	3,006	1,842	13,482	407	392	483	318	1,600	3,285,487	3,587,989	3,389,024	2,057,942	12,320,442
Home Assistance Program Total								407	392	483	318	1,600	3,285,487	3,587,989	3,389,024	2,057,942	12,320,442
Adjustment to Previous Year's Results																	
Energy Efficiency Total								34,430	38,009	41,683	63,152	177,275	216,668,311	252,321,155	232,873,507	446,704,347	1,148,567,321
Demand Response Total								-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IESO-Contracted LDC Portfolio Total								34,430	38,009	41,683	63,152	177,275	216,668,311	252,321,155	232,873,507	446,704,347	1,148,567,321

Table 4: Equations used to tabulate preliminary unverified results within this report. All results are at the end-user level (not including transmission and distribution losses)

Equations	
Prescriptive, Engineered and Custom Projects	Gross Savings = Activity * Per Unit Assumption Net Savings = Gross Savings * Net-to-Gross Ratio All savings are annualized (i.e. the savings are the same regardless of time of year a project was completed or measure installed)
Unverified 2015 - 2020 Conservation First Framework Progress	Annualized Energy Savings*Average Program Persistence to 2020 Average program persistence to 2020 is derived by calculating the average persistence decay of each LDC and initiative based on the 2014 verified impact results. If LDC level average persistence decay is unavailable, province-wide initiative level persistence decay is substituted.

Table 5: Data Qualifiers for Initiatives Currently In-Market & Likelihood of Additional Data

Data included in the Q4 2015 report includes all program activity completed (as per the savings 'start' date) on or before December 31st, 2015.

Initiative	Savings 'start' Date	Data Available	Additional Data Likely
Consumer Program			
Appliance Retirement	Pick-up date	When database is queried. Up to date information is available.	Moderate
HVAC Incentives	Installation date	Rebate Status = Approved, Cheque Issued and Cheque Cashied; Typically 1 - 4 months	High
Conservation Instant Coupon Booklet	Coupon redemption year	Once data is submitted to the IESO by retailers and undergoes QA/QC by IESO staff. Typically 3 - 6 months to receive and process all data.	High
Bi-Annual Retailer Event	Year and quarter of the event		High
Residential New Construction	Project completion	Preliminary Billing Report submitted to IESO	Low
Business (Commercial & Institutional) Program			
Retrofit	Actual project completion date	In the "Post Project Submission" Stage (excluding "Payment Denied by LDC", "Returned for Edit(s) by Participant" and "Participant Incentive Not Approved by LDC") within iCON CRM as of January 14th, 2015	Low
Direct Installed Lighting	Retrofit date	Work-order: invoiced, approved and paid to LDC. Typically 1.5 - 2 months delay. Any projects that are flagged as duplicates will not appear in reports until duplicates have been resolved.	High
Building Commissioning	Hand off date	Preliminary Billing Report submitted to IESO and reviewed	Moderate
New Construction	Actual project completion date	Preliminary Billing Report submitted to IESO and reviewed	Moderate
Energy Audit	Audit completion date	Preliminary Billing Report submitted to IESO and reviewed	Moderate
Industrial Program			
Process & System Upgrades	In-service date	Preliminary Billing Report submitted to IESO and reviewed	Low
Monitoring & Targeting	Project completion date	Preliminary Billing Report submitted to IESO and reviewed	Low
Energy Manager (EEM or REM)	Project completion date	Completed, non-incented projects submitted quarterly by Energy Manager.	High
Home Assistance Program			
Home Assistance Program	Project completion date	Preliminary Billing Report submitted to IESO and reviewed	High

Reporting Glossary

Annual: the peak demand or energy savings that occur in a given year (includes resource savings from new program activity in a given year and resource savings persisting from previous years).

Cumulative Energy Savings: represents the sum of the annual energy savings that accrue over a defined period (in the context of this report the defined period is 2011 - 2014). This concept does not apply to peak demand savings.

Current Reporting Period: the calendar quarter specified on page 1 of this report.

Effective Useful Life: determines the persistence of savings for a given technology or initiative. Factors that may effect the useful life of a technology are typical use and operating hours, upcoming code changes, etc. Demand response resources are assumed to have a persistence of 1 year.

End-User Level: resource savings in this report are measured at the customer level as opposed to the generator level (the difference being line losses). All savings presented in this report are at the end-user level.

Final or Verified Savings: savings achieved that have undergone annual Evaluation, Measurement & Verification (EM&V) and thus have had activity audited and savings assumptions measured and verified.

Implementation Period: the particular calendar quarter or calendar year that conservation activity is achieved based on when the savings are considered to 'start' (please see table 5).

Incremental: the new resource savings attributable to activity procured in a particular reporting period based on when the savings are considered to 'start' (please see table 5). Incremental savings for Demand Response resources represent the savings from all active facilities contracted since January 1, 2011 (i.e. Incremental = Annual for demand response only).

Initiative: a Conservation & Demand Management offering focusing on a particular opportunity or customer end-use (i.e. Retrofit, Fridge & Freezer Pickup).

Net Energy Savings (MWh): energy savings attributable to conservation and demand management activities net of free-riders, etc. Please refer to the webinars in the "Reporting Methodology" section for more information.

Net Peak Demand Savings (MW): peak demand savings attributable to conservation and demand management activities net of free-riders, etc. Please refer to the webinars in the "Reporting Methodology" section for more information.

Program-to-Date: the reporting period from January 1, 2011 until the end of the Current Reporting Period.

Program: a group of initiatives that target a particular market sector (i.e. Consumer, Industrial).

Reported or Unverified Savings: savings achieved that are based on reported activity and forecasted or best available savings assumptions. These savings are not verified, i.e. have not undergone the Evaluation, Measurement & Verification processes.

Unit: for a specific initiative, the relevant type of activity acquired in the market place (i.e. appliances picked up, projects completed, coupons redeemed).

Reporting Methodology (Quarterly, Unverified results):

There are several resources on reporting that are available to LDCs:

- Reporting Policy & FAQ Document found on the iCON Portal in the "Other Program Materials" under "Reporting Tools"
- LDC Consumer Program Tracking Tool found on the iCON Portal in "Other Program Materials" under "Reporting Tools"
- Webinars (available at the following link: http://www.snwebcastcenter.com/custom_events/opa-20111781/site/index.php)

1

Appendix B – Most Recent federal and provincial tax returns

2

BDO CANADA LLP
991 Chemin Limoges RD
Embrun ON K0A 1W0
Tél.: (613) 443-5201
Télec. : (613) 443-2538

18 mars 2017

PERSONNEL ET CONFIDENTIEL

Benoit Lamarche
Manager
Cooperative Hydro Embrun inc.
821 Notre-Dame
Suite 200
Embrun ON K0A 1W1


Monsieur Lamarché,

Instructions relatives à la production des déclarations de revenus des sociétés


T2 - DÉCLARATION DE REVENUS DES SOCIÉTÉS (FÉDÉRAL)

Les déclarations de revenus fédérales des sociétés seront transmises à l'ARC par voie électronique. Afin de nous autoriser à transmettre par voie électronique la déclaration de revenus de votre société, vous devez nous retourner un exemplaire signé du formulaire T183CORP, *Déclaration de renseignements des sociétés pour la transmission électronique*. Veuillez prendre note que la déclaration de revenus de votre société ne sera transmise par voie électronique que lorsque nous aurons reçu une copie signée dudit formulaire.

Signature

 Le formulaire T183CORP, *Déclaration de renseignements des sociétés pour la transmission électronique*, doit être rempli et signé.

Envoi

 Veuillez nous retourner une copie signée du formulaire T183CORP dans l'enveloppe-réponse ci-jointe, le plus tôt possible afin que la déclaration de revenus de la société puisse être produite dans les délais prescrits. La copie du formulaire T183 peut également nous être retournée par télécopieur, à l'attention de Nathalie Laplante, au numéro (613) 443-2538.

Remboursement

Un remboursement de **6,060** \$ a été demandé et, par conséquent, aucun montant n'est à payer pour l'année d'imposition 2016.

Acomptes provisionnels

Un tableau joint à la présente indique les acomptes à effectuer pour l'année d'imposition se terminant le 31 décembre 2017.

BDO CANADA LLP

Consentement de l'entreprise

Représentants

Vous pouvez obtenir l'accès aux renseignements d'entreprise de vos clients plus rapidement en remplissant cette autorisation en ligne. Pour ce faire, allez à arc.gc.ca/ouverturesession et ouvrez une session dans le portail « Représenter un client ». À partir de la page d'accueil, accédez au menu « Réviser et mettre à jour » puis sélectionnez votre « ID Rep », « ID Groupe », ou « Entreprise ». Ouvrez l'onglet « Gérer des clients », cliquez sur « Demande d'autorisation » et suivez les instructions.

Propriétaires d'entreprise

Vous pouvez permettre à vos représentants d'accéder instantanément à vos renseignements d'entreprise en remplissant cette autorisation en ligne. Pour ce faire, allez à arc.gc.ca/ouverturesession et ouvrez une session dans le portail « Mon dossier d'entreprise ». Dans le menu « Gérer » de la page d'accueil, cliquez sur « Les représentants » et suivez les instructions.

Lisez **toutes** les instructions avant de remplir ce formulaire.

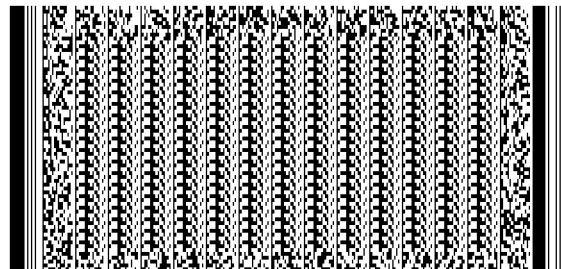
Utilisez ce formulaire soit pour autoriser la divulgation des renseignements confidentiels de vos comptes d'entreprise soit pour les modifier, d'après le niveau d'autorisation que vous aurez choisi, pour le représentant désigné ou pour annuler l'autorisation d'un représentant actuel. Pour en savoir plus sur les deux niveaux d'autorisation, lisez les instructions de la partie 3.

Une fois rempli, envoyez ce formulaire à votre centre fiscal (voir les instructions). Vous pouvez également consulter, donner ou annuler une autorisation en ligne en utilisant « Mon dossier d'entreprise » à arc.gc.ca/mondossierentreprise. Les représentants peuvent gérer leurs propres autorisations à arc.gc.ca/representants.

N'utilisez pas ce formulaire **si toutes** les conditions suivantes s'appliquent :

- vous êtes une institution financière désignée particulière (IFDP) aux fins de la TPS/TVH ou aux fins de la TVQ, ou les deux;
- vous avez un compte de programme RT qui contient des renseignements concernant la TVQ.

Utilisez plutôt le formulaire RC7259, *Consentement de l'entreprise pour les institutions financières désignées particulières*. Pour en savoir plus, y compris la définition de IFDP pour la TPS/TVH et aux fins de la TVQ, allez à arc.gc.ca/ifdp.



Partie 1 – Renseignements sur l'entreprise

Remplissez cette partie pour identifier votre entreprise. Vous **devez** remplir tous les champs.

100 Nom de l'entreprise : <u>Cooperative Hydro Embrun inc.</u>	105	Numéro d'entreprise (NE) <u>891479412</u>
--	-----	--

Partie 2 – Autoriser un représentant

Remplissez (a) ou (b).

200 (a) Autoriser l'accès par téléphone et par la poste

Si vous donnez l'autorisation à un particulier, inscrivez son nom au complet. Si vous donnez l'autorisation à une entreprise, inscrivez son nom et son NE. Si vous voulez que nous fassions affaire avec un particulier désigné de cette entreprise, inscrivez son nom **ainsi** que le nom et le NE de l'entreprise. Si vous n'identifiez pas un particulier de l'entreprise, vous autorisez alors l'ARC à faire affaire avec tous particuliers de cette entreprise.

Remarque : Si vous autorisez un représentant (particulier, groupe ou entreprise), fournissez son numéro de téléphone.

210 Prénom du particulier : _____ 211 Nom de famille du particulier : _____

215 Numéro de téléphone : _____ 216 Poste : _____

220 Nom de l'entreprise : _____ 225 NE : _____

ou

230 (b) Autoriser l'accès en ligne (qui comprend l'accès par téléphone et par la poste)

Vous pouvez autoriser votre représentant à faire affaire avec nous au moyen de notre service en ligne pour les représentants. Le particulier, le groupe ou l'entreprise que vous autorisez doit d'abord s'inscrire à notre service en ligne « Représenter un client » à arc.gc.ca/representants avant que vous puissiez lui autoriser l'accès en ligne. Notre service en ligne **n'a pas l'option** qui permet de choisir un exercice en particulier donc votre représentant aura **accès à tous les exercices**.

Vous **devez** inscrire tous les renseignements pour **seulement l'une** des options suivantes :

- le ID Rep, le nom du particulier et leur numéro de téléphone;
- le ID Groupe, le nom du groupe et le numéro de téléphone;
- le NE, le nom de l'entreprise et le numéro de téléphone.

240 ID Rep : 244 Prénom du particulier : _____

ou 245 Nom de famille du particulier : _____

246 Numéro de téléphone : _____ 247 Poste : _____

250 ID Groupe : 255 Nom du groupe : _____

ou 256 Numéro de téléphone : _____ 257 Poste : _____

260 NE : 265 Nom de l'entreprise : BDO CANADA LLP

266 Numéro de téléphone : (613) 443-5201 267 Poste : _____

Partie 3 – Sélectionner les comptes de programme, les exercices et le niveau d'autorisation

Sélectionnez les comptes de programme, le niveau d'autorisation **et** les périodes auxquels le particulier, le groupe ou l'entreprise est autorisé à accéder (identifié dans la partie 2 ci-dessus). Vous pouvez aussi faire en sorte que l'autorisation expire automatiquement en inscrivant une date d'expiration. Pour en savoir plus, lisez la partie 3 des instructions.

Choisissez **seulement l'une** des trois options suivantes. Cochez **une** case soit (a), (b) ou (c) et inscrivez les renseignements, si nécessaire.

- 300 (a) Le niveau d'autorisation 1 appliqué à **tous** les comptes de programme **et à tous** les exercices. L'autorisation du niveau 1 permet à l'ARC de **transmettre seulement** des renseignements sur vos comptes de programme.
- ou 305 Date d'expiration (AAAA-MM-JJ)
- 310 (b) Le niveau d'autorisation 2 appliqué à **tous** les comptes de programme **et à tous** les exercices. L'autorisation du niveau 2 permet à l'ARC de transmettre des renseignements **et d'accepter des changements** apportés à vos comptes de programme.
- ou 315 Date d'expiration (AAAA-MM-JJ)
- 320 (c) **Comptes de programme précis**. L'autorisation s'applique seulement aux comptes de programme, aux niveaux d'autorisation et aux exercices que vous choisissez. Si vous choisissez cette option, vous **devez** remplir la partie « Détails des comptes de programme et exercices ».

Détails des comptes de programme et exercices

Remplissez cette section **seulement** si vous avez coché la case (c).

Vous **devez** fournir au moins un identificateur de programme et remplir la rangée (lisez les instructions pour la partie 3).

- Inscrivez un identificateur de programme à deux lettres de la liste des comptes de programme acceptés.
- Choisissez une option. Soit cochez la case « Tous les numéros de référence » pour cet identificateur de programme **soit** inscrivez un numéro de référence précis.
- Inscrivez le niveau d'autorisation. Cochez **soit** la case « Niveau d'autorisation 1 » pour permettre à l'ARC de **transmettre seulement** des renseignements **soit** la case « Niveau d'autorisation 2 » pour lui permettre de transmettre des renseignements **et d'accepter des changements** apportés à votre compte de programme.
- Choisissez une option. Soit cochez la case « Tous les exercices » pour permettre un accès illimité à tous les exercices **soit** indiquez un exercice en particulier. Si vous choisissez l'option (b) de la partie 2 pour l'accès en ligne ci-dessus, l'autorisation d'un exercice en particulier **ne sera pas disponible**.
- Facultatif**. Vous pouvez aussi entrer une date d'expiration pour annuler automatiquement une autorisation.

Pour ajouter d'autres autorisations ou si vous avez plus de quatre comptes de programme, remplissez d'autres formulaires RC59.

Identificateur de programme (deux lettres)	Tous les numéros de référence	ou	Numéro de référence précis (quatre derniers chiffres)	Niveau d'autorisation (cochez 1 ou 2)		Tous les exercices	ou	Exercice en particulier (non disponible pour l'accès en ligne) Fin d'année (AAAA-MM-JJ)	Date d'expiration (AAAA-MM-JJ)
				330	340				
<input type="text"/>	<input type="checkbox"/>	ou	<input type="text"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	ou	<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="checkbox"/>	ou	<input type="text"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	ou	<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="checkbox"/>	ou	<input type="text"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	ou	<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="checkbox"/>	ou	<input type="text"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	ou	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Partie 4 – Faire annuler une ou plusieurs autorisations

Remplissez cette section **seulement** pour faire **annuler** des autorisations. Pour en savoir plus, lisez les instruction pour la partie 4.

- 400 A. Annuler **toutes** les autorisations pour **tous** les comptes.
- 410 B. Annuler **toutes** les autorisations, seulement pour le particulier, le groupe ou l'entreprise identifiée ci-dessous.
- 420 C. Annuler **toutes** les autorisations pour ce compte de programme :
- 425 Identificateur de programme : 426 Numéro de référence :
- 430 D. Annuler l'autorisation pour le particulier, le groupe ou l'entreprise identifié ci-dessous pour ce compte de programme :
- 435 Identificateur de programme : 436 Numéro de référence :
- 440 ID Rep : 444 Prénom du particulier : _____
- ou 445 Nom de famille du particulier : _____
- 450 ID Groupe : 455 Nom du groupe : _____
- ou 460 NE : 465 Nom de l'entreprise : _____

Partie 5 – Attestation

Vous **devez signer et dater** ce formulaire. L'ARC **doit** recevoir ce formulaire **dans les six mois** suivant la date à laquelle il a été signé sinon il ne sera pas traité. **Seul** un particulier autorisé de l'entreprise peut signer ce formulaire. Il s'agit d'un propriétaire, d'un associé d'une société de personnes, d'un administrateur de sociétés, d'un dirigeant d'une société, d'un agent d'un organisme à but non lucratif, d'un fiduciaire d'une succession ou d'un particulier avec délégation de pouvoir. Un **représentant autorisé ne peut pas** signer ce formulaire **à moins** qu'il ait une **délégation de pouvoir**. Si le nom du particulier qui signe ce formulaire ne correspond pas **exactement** aux renseignements des dossiers de l'ARC, ce formulaire **ne sera pas** traité. Les formulaires qui ne peuvent pas être traités, pour une raison quelconque, seront renvoyés à l'entreprise. Pour éviter les retards de traitement, vous **devez** vous assurer que les dossiers de l'ARC contiennent tous les renseignements valides sur votre entreprise **avant** de signer ce formulaire.

En **signant et en datant** ce formulaire, vous autorisez l'ARC à faire affaire avec le particulier, le groupe, ou l'entreprise figurant à la partie 2 de ce formulaire selon le niveau d'autorisation prévu à la partie 3, **ou** à annuler l'autorisation indiquée à la partie 4. Nous pouvons vous contacter pour confirmer les renseignements que vous nous avez fournis. Pour en savoir plus, voir les instructions pour la partie 5.


500 Le particulier qui signe cette partie est :

- | | | | |
|---|--|--|---|
| <input type="checkbox"/> un propriétaire | <input type="checkbox"/> un associé d'une société de personnes | <input type="checkbox"/> un administrateur de sociétés | <input type="checkbox"/> un dirigeant d'une société |
| <input type="checkbox"/> un agent d'un organisme à but non lucratif | <input type="checkbox"/> un fiduciaire d'une succession | <input type="checkbox"/> un délégué | |

510 Prénom : Benoit **520** Nom de famille : Lamarche

530 Titre : Manager **540** Numéro de téléphone : (613) 443-5110 **541** Poste :

J'atteste que les renseignements fournis dans ce formulaire sont exacts et complets.

Signature :  _____ **550** Date (AAAA-MM-JJ) : 2017-03-18

Loi sur la protection des renseignements personnels, fichier de renseignements personnels ARC PPU 047

Acomptes provisionnels du fédéral

Acomptes provisionnels du fédéral

Fin de l'année d'imposition 2017-12-31

Numéro d'entreprise 89147 9412 RC0001

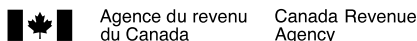
La liste ci-dessous représente les acomptes provisionnels pour l'année d'imposition courante; la dernière colonne précise les acomptes payables à Revenu Canada. Ils doivent être versés à chacune des dates indiquées ci-dessous afin d'éviter les frais d'intérêts non déductibles. Les paiements peuvent être effectués par chèque ou par mandat-poste à l'ordre du Receveur général et doivent être soit présentés à un établissement financier autorisé, soit envoyés avec **la pièce de versement appropriée à l'adresse suivante** :

Agence du revenu du Canada
875, chemin Heron
Ottawa ON K1A 1B1

Veillez noter que vous pourriez également être en mesure d'effectuer vos paiements par téléphone ou par service bancaire sur Internet. Consultez le *Guide des acomptes provisionnels pour les sociétés* pour obtenir plus de renseignements à ce sujet.

Tableau des versements mensuels

Date	Acomptes mensuels	Remboursement transféré aux acomptes provisionnels	Acomptes versés	Différence cumulative	Acomptes à payer
2017-01-31	1 129				1 129
2017-02-28	1 129				1 129
2017-03-31	1 129				1 129
2017-04-30	1 129				1 129
2017-05-31	1 129				1 129
2017-06-30	1 129				1 129
2017-07-31	1 129				1 129
2017-08-31	1 129				1 129
2017-09-30	1 129				1 129
2017-10-31	1 129				1 129
2017-11-30	1 129				1 129
2017-12-31	1 121				1 121
Totaux	13 540				13 540



Déclaration de renseignements des sociétés pour la transmission électronique

- Vous devez remplir cette déclaration pour chaque déclaration de revenus des sociétés T2 initiale et modifiée transmise par voie électronique à l'Agence du revenu du Canada (ARC) en votre nom.
- En remplissant la section 2 et en signant la section 3, vous reconnaissez que, selon la *Loi de l'impôt sur le revenu*, vous devez conserver tous les documents utilisés pour remplir votre déclaration de revenus des sociétés et nous les fournir sur demande.
- La section 4 doit être remplie par vous ou par le spécialiste en transmission qui transmet votre déclaration de revenus des sociétés.
- Donnez l'original signé de cette déclaration au spécialiste en transmission et conservez-en une copie dans vos dossiers pendant six ans.
- **N'envoyez pas** ce formulaire à l'ARC à moins que nous vous le demandions.
- Nous sommes responsables de la confidentialité de vos renseignements fiscaux produits par voie électronique seulement après que nous les avons acceptés.

Conservez cette déclaration dans vos dossiers. Ne l'envoyez pas à moins que nous vous la demandions.

Section 1 – Identification

Nom de la société Cooperative Hydro Embrun inc.			Numéro d'entreprise 89147 9412 RC0001		
Année d'imposition ▶	De		À		Est-ce une déclaration modifiée? <input type="checkbox"/> Oui <input checked="" type="checkbox"/> Non
	A	M	J	A	
	2016-01-01		2016-12-31		

Section 2 – Déclaration

Inscrivez les montants suivants, tels qu'ils figurent, selon le cas, dans votre déclaration de revenus des sociétés pour l'année d'imposition mentionnée ci-dessus :

Revenu net ou perte nette aux fins de l'impôt sur le revenu, selon l'annexe 1, les états financiers ou l'IGRF (ligne 300)	90 263
Impôt de la partie I à payer (ligne 700)	9 478
Surtaxe de la partie II à payer (ligne 708)	
Impôt de la partie III.1 à payer (ligne 710)	
Impôt de la partie IV à payer (ligne 712)	
Impôt de la partie IV.1 à payer (ligne 716)	
Impôt de la partie VI à payer (ligne 720)	
Impôt de la partie VI.1 à payer (ligne 724)	
Impôt de la partie XIV à payer (ligne 728)	
Impôt provincial ou territorial net à payer (ligne 760)	4 062

Section 3 – Attestation et autorisation

Je, Lamarche Benoit Manager,
Nom Prénom Poste ou titre

suis un signataire autorisé de la société. J'atteste que j'ai examiné la déclaration de revenus T2 de la société, y compris les annexes et les états ci-joints, et que les renseignements fournis dans la déclaration T2 et cette déclaration de renseignements T183 Corp sont, à ma connaissance, exacts et complets. De plus, j'atteste que la méthode utilisée pour calculer le revenu de l'année d'imposition visée est la même que celle qui a été utilisée l'année précédente, sauf exceptions expressément mentionnées dans un état joint à la présente.

J'autorise le spécialiste en transmission indiqué dans la section 4 à transmettre par voie électronique la déclaration de revenus de la société indiquée dans la section 1 et à modifier les renseignements produits initialement en réponse à toute erreur décelée par l'Agence du revenu du Canada. Cette autorisation expire lorsque le ministre du Revenu national accepte la déclaration transmise par voie électronique telle que produite.

2017-03-18 (613) 443-5110
Date (aaaa/mm/jj) Signature du signataire autorisé de la société Numéro de téléphone

Section 4 – Identification du spécialiste en transmission

Le spécialiste en transmission nommé ci-dessous a transmis par voie électronique la déclaration de revenus de la société indiquée dans la section 1.

<u>BDO CANADA LLP</u>	<u>A3590</u>
Nom de la personne ou de l'entreprise	Numéro du déclarant par voie électronique

Énoncé de confidentialité

Les renseignements personnels sont recueillis selon la *Loi de l'impôt sur le revenu* afin d'administrer les programmes fiscaux, de prestations et autres. Ils peuvent également être utilisés pour toute fin liée à l'application ou à l'exécution de la *Loi* telle que la vérification, l'observation et le recouvrement des sommes dues à l'État. Les renseignements peuvent être transmis à une autre institution gouvernementale fédérale, provinciale ou territoriale, ou vérifiés auprès de celles-ci, dans la mesure où la loi l'autorise. Cependant, le défaut de fournir ces renseignements pourrait entraîner des intérêts à payer, des pénalités ou d'autres mesures. Les particuliers ont le droit, selon la *Loi sur la protection des renseignements personnels*, d'accéder à leurs renseignements personnels et de demander une modification, s'il y a des erreurs ou omissions. Consultez Info Source en allant à www.arc.gc.ca/gncy/tp/nfsrc/nfsrc-fra.html et le Fichier de renseignements personnels ARC PPU 047.

T2 – Déclaration de revenus des sociétés

Utilisez ce formulaire comme déclaration de revenus fédérale et provinciale ou territoriale, sauf si la société est située au Québec ou en Alberta. Si la société est située dans l'une de ces provinces, vous devez produire une déclaration de revenus provinciale distincte.

Les renvois législatifs mentionnés dans cette déclaration visent la *Loi de l'impôt sur le revenu* et le *Règlement de l'impôt sur le revenu* fédéraux. Il se peut que cette déclaration tienne compte de modifications qui n'avaient pas été adoptées au moment de la publication.

Faites parvenir une copie dûment remplie de cette déclaration, y compris les annexes et l'*Index général des renseignements financiers (IGRF)*, à votre centre fiscal ou bureau des services fiscaux. Vous devez produire la déclaration dans les six mois suivant la fin de l'année d'imposition de la société.

Pour en savoir plus, visitez le arc.gc.ca ou consultez le guide T4012, Guide T2 - Déclaration de revenus des sociétés.

055 N'inscrivez rien ici

Identification	
Numéro d'entreprise (NE) 001 89147 9412 RC0001	
Nom de la société 002 Cooperative Hydro Embrun inc.	
Adresse du siège social L'adresse a-t-elle changé depuis la dernière fois que nous avons été avisés? 010 1 Oui <input type="checkbox"/> 2 Non <input checked="" type="checkbox"/> (Si oui, remplissez les lignes 011 à 018.)	
011 821 Notre-Dame	012 Suite 200
Ville 015 Embrun	Province, territoire ou État 016 ON
Pays (autre que le Canada) 017	Code postal 018 KOA 1W1
Adresse postale (si elle diffère de l'adresse du siège social) L'adresse a-t-elle changé depuis la dernière fois que nous avons été avisés? 020 1 Oui <input type="checkbox"/> 2 Non <input checked="" type="checkbox"/> (Si oui, remplissez les lignes 021 à 028.)	
021 a/s de	022 821 Notre-Dame
023 Suite 200	025 Embrun
Ville	Province, territoire ou État 026 ON
Pays (autre que le Canada) 027	Code postal 028 KOA 1W1
Emplacement des livres comptables (s'il diffère de celui du siège social) L'emplacement des livres comptables a-t-il changé depuis la dernière fois que nous avons été avisés? 030 1 Oui <input type="checkbox"/> 2 Non <input checked="" type="checkbox"/> (Si oui, remplissez les lignes 031 à 038.)	
031 821 Notre-Dame	032 Suite 200
Ville	Province, territoire ou État 036 ON
Pays (autre que le Canada) 037	Code postal 038 KOA 1W1
040 Genre de société à la fin de l'année d'imposition	
1 <input checked="" type="checkbox"/> Société privée sous contrôle canadien (SPCC)	4 <input type="checkbox"/> Société contrôlée par une société publique
2 <input type="checkbox"/> Autre société privée	5 <input type="checkbox"/> Autre société (précisez, ci-dessous)
3 <input type="checkbox"/> Société publique	
Si le genre de société a changé durant l'année d'imposition, indiquez la date d'entrée en vigueur du changement 043 Année Mois Jour	
N'inscrivez rien ici	
095	096
095	098
Quelle est l'année d'imposition visée par cette déclaration?	
Début de l'année d'imposition Année Mois Jour 060 2016-01-01	Fin de l'année d'imposition Année Mois Jour 061 2016-12-31
Y a-t-il eu acquisition de contrôle qui a entraîné l'application du paragraphe 249(4) depuis le début de l'année d'imposition inscrit à la ligne 060? . . . 063 1 Oui <input type="checkbox"/> 2 Non <input checked="" type="checkbox"/>	
Si oui, donnez la date d'acquisition de contrôle 065 Année Mois Jour	
La date à la ligne 061 est-elle une fin d'année d'imposition réputée selon le paragraphe 249(3.1)? 066 1 Oui <input type="checkbox"/> 2 Non <input checked="" type="checkbox"/>	
S'agit-il d'une société professionnelle associée d'une société de personnes? 067 1 Oui <input type="checkbox"/> 2 Non <input checked="" type="checkbox"/>	
Est-ce la première année pour laquelle une déclaration est produite après une : constitution en société? 070 1 Oui <input type="checkbox"/> 2 Non <input checked="" type="checkbox"/> fusion? 071 1 Oui <input type="checkbox"/> 2 Non <input checked="" type="checkbox"/>	
Si oui, remplissez les lignes 030 à 038 et joignez l'annexe 24.	
Y a-t-il eu liquidation d'une filiale selon l'article 88 durant l'année d'imposition courante? 072 1 Oui <input type="checkbox"/> 2 Non <input checked="" type="checkbox"/>	
Si oui, remplissez et joignez l'annexe 24.	
Est-ce la dernière année d'imposition avant une fusion? 076 1 Oui <input type="checkbox"/> 2 Non <input checked="" type="checkbox"/>	
Est-ce la dernière déclaration jusqu'à la dissolution de la société? 078 1 Oui <input type="checkbox"/> 2 Non <input checked="" type="checkbox"/>	
Si un choix a été fait selon l'article 261, inscrivez la monnaie fonctionnelle utilisée 079	
La société est-elle résidente du Canada? 080 1 Oui <input checked="" type="checkbox"/> 2 Non <input type="checkbox"/>	
Si non, indiquez le pays de résidence à la ligne 081 et remplissez et joignez l'annexe 97.	
081	
Est-ce que la société non-résidente demande une exonération d'impôt selon une convention fiscale? 082 1 Oui <input type="checkbox"/> 2 Non <input checked="" type="checkbox"/>	
Si oui, remplissez et joignez l'annexe 91.	
Si la société est exonérée selon l'article 149, cochez une des cases suivantes :	
085 1 <input type="checkbox"/>	Exonérée selon l'alinéa 149(1)e) ou f)
2 <input type="checkbox"/>	Exonérée selon l'alinéa 149(1)j)
3 <input type="checkbox"/>	Exonérée selon l'alinéa 149(1)k)
4 <input type="checkbox"/>	Exonérée selon un autre alinéa de l'article 149

Annexes et formulaires à joindre

Renseignements des états financiers : utilisez les annexes 100, 125 et 141 de l'IGRF.

Annexes – Répondez aux questions suivantes. Pour chaque réponse affirmative, **joignez** l'annexe indiquée, à moins d'avis contraire.

	Oui	annexe
La société est-elle liée à une autre société?	<input type="checkbox"/>	9
La société est-elle une SPCC associée?	<input type="checkbox"/>	23
La société est-elle une SPCC associée qui demande la limite de dépenses?	<input type="checkbox"/>	49
La société a-t-elle au moins un actionnaire non-résident qui détient des actions avec droit de vote?	<input type="checkbox"/>	19
La société a-t-elle effectué des opérations, y compris des transferts selon l'article 85, avec ses actionnaires, ses cadres ou ses employés, sauf les opérations effectuées dans le cours normal des activités de l'entreprise? N'incluez pas les opérations avec lien de dépendance effectuées avec des non-résidents	<input type="checkbox"/>	11
Si vous avez répondu oui à la question ci-dessus et que l'opération a été effectuée entre sociétés ayant un lien de dépendance, la société cédante a-t-elle disposé de la totalité ou presque des biens en faveur de la société cessionnaire?	<input type="checkbox"/>	44
La société a-t-elle versé des redevances, des honoraires de gestion ou d'autres paiements semblables à des résidents du Canada?	<input type="checkbox"/>	14
La société demande-t-elle une déduction pour les paiements versés à un régime de prestations aux employés?	<input type="checkbox"/>	15
La société déduit-elle une perte ou une somme relative à un abri fiscal?	<input type="checkbox"/>	T5004
La société est-elle associée d'une société de personnes à laquelle un numéro de compte a été attribué?	<input type="checkbox"/>	T5013
La société, une société étrangère affiliée contrôlée par la société, une autre société ou une fiducie avec laquelle la société avait un lien de dépendance a-t-elle eu un droit de bénéficiaire sur une fiducie non-résidente à pouvoir discrétionnaire (sans tenir compte de l'article 94)?	<input type="checkbox"/>	22
La société détenait-elle des actions dans une ou plusieurs sociétés étrangères affiliées durant l'année d'imposition?	<input type="checkbox"/>	25
La société a-t-elle fait des paiements à des non-résidents du Canada selon les paragraphes 202(1) et/ou 105(1) du Règlement de l'impôt sur le revenu?	<input type="checkbox"/>	29
La société a-t-elle plus de 1 000 000 \$ d'opérations à déclarer avec des non-résidents avec lesquels elle a un lien de dépendance?	<input type="checkbox"/>	T106
Pour les sociétés privées : la société a-t-elle au moins un actionnaire qui détient 10 % ou plus des actions ordinaires et/ou privilégiées de la société?	<input type="checkbox"/>	50
La société a-t-elle fait des paiements ou reçu des montants provenant d'une convention de retraite au cours de l'année?	<input type="checkbox"/>	
La société a-t-elle gagné un revenu d'au moins une page ou un site Web sur Internet?	<input type="checkbox"/>	88
Le revenu net (perte nette) indiqué dans les états financiers diffère-t-il du revenu net (perte nette) pour l'impôt sur le revenu?	<input checked="" type="checkbox"/>	1
La société a-t-elle fait des dons de bienfaisance, des dons de biens culturels, écosensibles ou de médicaments?	<input type="checkbox"/>	2
La société a-t-elle reçu des dividendes ou payé des dividendes imposables pour un remboursement au titre de dividendes?	<input type="checkbox"/>	3
La société déduit-elle des pertes quelconques?	<input type="checkbox"/>	4
La société demande-t-elle un crédit d'impôt provincial ou territorial ou a-t-elle un établissement stable dans plus d'une administration?	<input checked="" type="checkbox"/>	5
La société a-t-elle réalisé des gains en capital ou subi des pertes en capital durant l'année d'imposition?	<input type="checkbox"/>	6
(i) La société demande-t-elle la déduction accordée aux petites entreprises et déclare-t-elle des revenus tirés de : a) biens (autres que les dividendes déductibles à la ligne 320), b) une société de personnes, c) une entreprise à l'étranger ou d) une entreprise de prestation de services personnels; ou (ii) la société a-t-elle inscrit un revenu de placement total à la ligne 440?	<input type="checkbox"/>	7
La société a-t-elle des biens qui donnent droit à la déduction pour amortissement?	<input checked="" type="checkbox"/>	8
La société a-t-elle des biens qui sont des immobilisations admissibles?	<input checked="" type="checkbox"/>	10
La société demande-t-elle des déductions pour ressources?	<input type="checkbox"/>	12
La société demande-t-elle des réserves déductibles (autres que la provision transitoire selon l'article 34.2)?	<input type="checkbox"/>	13
La société demande-t-elle une déduction pour ristournes?	<input type="checkbox"/>	16
La société est-elle une caisse de crédit qui demande une déduction pour répartitions proportionnelles à l'importance des emprunts ou un crédit supplémentaire pour caisses de crédit?	<input type="checkbox"/>	17
La société est-elle une société de placement ou une société de placement à capital variable?	<input type="checkbox"/>	18
La société a-t-elle exploité une entreprise au Canada pendant qu'elle était une société non-résidente?	<input type="checkbox"/>	20
La société demande-t-elle un crédit fédéral, provincial ou territorial pour impôt étranger, ou un crédit fédéral pour impôt sur les opérations forestières?	<input type="checkbox"/>	21
La société a-t-elle des bénéfices de fabrication et de transformation au Canada?	<input type="checkbox"/>	27
La société demande-t-elle un crédit d'impôt à l'investissement?	<input type="checkbox"/>	31
La société demande-t-elle une déduction pour des dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental (RS&DE)?	<input type="checkbox"/>	T661
Est-ce que le total du capital imposable utilisé au Canada d'une société et de ses sociétés liées est de plus de 10 000 000 \$?	<input type="checkbox"/>	33/34/35
Est-ce que le total du capital imposable utilisé au Canada d'une société et de ses sociétés associées est de plus de 10 000 000 \$?	<input type="checkbox"/>	
La société demande-t-elle un crédit de surtaxe?	<input type="checkbox"/>	37
La société est-elle assujettie à l'impôt brut de la partie VI sur le capital des institutions financières?	<input type="checkbox"/>	38
La société demande-t-elle un crédit d'impôt de la partie I?	<input type="checkbox"/>	42
La société est-elle assujettie à l'impôt de la partie IV.1 sur les dividendes reçus sur des actions privilégiées ou à l'impôt de la partie VI.1 sur les dividendes payés?	<input type="checkbox"/>	43
La société a-t-elle conclu un accord concernant l'obligation de payer l'impôt de la partie VI.1?	<input type="checkbox"/>	45
La société est-elle assujettie à l'impôt de la partie II, c.-à-d. à la surtaxe des fabricants de tabac?	<input type="checkbox"/>	46
Pour les institutions financières : la société est-elle membre d'un groupe lié d'institutions financières dont un ou plusieurs membres sont assujettis à l'impôt brut de la partie VI?	<input type="checkbox"/>	39
La société demande-t-elle un remboursement du crédit d'impôt pour production cinématographique ou magnétoscopique canadienne?	<input type="checkbox"/>	T1131
La société demande-t-elle un remboursement du crédit d'impôt pour services de production cinématographique ou magnétoscopique?	<input type="checkbox"/>	T1177
La société est-elle assujettie à l'impôt de la partie XIII.1? (Démontrez vos calculs sur une feuille que vous intitulerez Annexe 92.)	<input type="checkbox"/>	92

Annexes et formulaires à joindre – suite de la page 2

		Oui	annexe
La société a-t-elle été affiliée à des sociétés étrangères durant l'année d'imposition?	271	<input type="checkbox"/>	T1134
La société a-t-elle possédée ou détenue des biens étrangers déterminés dont le coût indiqué total, à un moment quelconque de l'année, a dépassé 100 000 \$CAN?	259	<input type="checkbox"/>	T1135
La société a-t-elle transféré ou prêté des biens à une fiducie non-résidente?	260	<input type="checkbox"/>	T1141
La société a-t-elle reçu, au cours de l'année, un intérêt dans une fiducie non-résidente ou a-t-elle été débitrice d'une telle fiducie?	261	<input type="checkbox"/>	T1142
La société a-t-elle une convention pour attribuer de l'aide pour la RS&DE effectuée au Canada?	262	<input type="checkbox"/>	T1145
La société a-t-elle une convention pour transférer des dépenses admissibles engagées dans le cadre de contrats de RS&DE?	263	<input type="checkbox"/>	T1146
La société a-t-elle une convention avec des sociétés associées pour attribuer les salaires d'employés déterminés pour la RS&DE?	264	<input type="checkbox"/>	T1174
La société a-t-elle payé des dividendes imposables (autres que des dividendes sur les gains en capital) durant l'année d'imposition?	265	<input type="checkbox"/>	55
La société a-t-elle fait un choix selon le paragraphe 89(11) de ne pas être une SPCC?	266	<input type="checkbox"/>	T2002
La société a-t-elle révoqué un choix précédent fait selon le paragraphe 89(11)?	267	<input type="checkbox"/>	T2002
La société [SPCC ou compagnie d'assurance dépôts (CAD)] a-t-elle payé des dividendes déterminés ou son compte de revenu à taux général (CRTG) a-t-il changé au cours de l'année d'imposition?	268	<input type="checkbox"/>	53
La société (autre qu'une SPCC ou CAD) a-t-elle payé des dividendes déterminés ou son compte de revenu à taux réduit (CRTR) a-t-il changé au cours de l'année d'imposition?	269	<input type="checkbox"/>	54

Renseignements supplémentaires

La société a-t-elle utilisé les normes internationales d'information financière (IFRS) dans la préparation de ses états financiers?	270	1 Oui <input checked="" type="checkbox"/>	2 Non <input type="checkbox"/>
La société est-elle inactive?	280	1 Oui <input type="checkbox"/>	2 Non <input checked="" type="checkbox"/>
Quelle est la principale activité productive de recettes commerciales de la société? 221122 Distribution d'électricité			
Précisez les principaux produits qui sont extraits d'une mine, fabriqués, vendus ou construits, ou les services fournis.	284	Hydro distribution	285 100,000 %
Indiquez le pourcentage approximatif que chaque produit ou service représente par rapport au total des recettes.	286		287 %
	288		289 %
La société a-t-elle immigré au Canada au cours de l'année d'imposition?	291	1 Oui <input type="checkbox"/>	2 Non <input checked="" type="checkbox"/>
La société a-t-elle émigré du Canada au cours de l'année d'imposition?	292	1 Oui <input type="checkbox"/>	2 Non <input checked="" type="checkbox"/>
Désirez-vous verser des acomptes provisionnels trimestriels, si vous êtes admissible?	293	1 Oui <input type="checkbox"/>	2 Non <input checked="" type="checkbox"/>
Si la société était admissible à verser des acomptes provisionnels trimestriels pour une partie de l'année d'imposition, indiquez la date à partir de laquelle la société n'était plus admissible	294	Année Mois Jour	
Si l'activité principale de votre société est la construction, avez-vous eu des sous-traitants pendant l'année d'imposition?	295	1 Oui <input type="checkbox"/>	2 Non <input type="checkbox"/>

Revenu imposable

Revenu net ou perte nette aux fins de l'impôt sur le revenu, selon l'annexe 1, les états financiers ou l'IGRF	300	90 263	A
Moins :			
Dons de bienfaisance (annexe 2)	311		
Dons de biens culturels (annexe 2)	313		
Dons de biens écosensibles (annexe 2)	314		
Dons de médicaments (annexe 2)	315		
Dividendes imposables déductibles selon les articles 112 ou 113 ou le paragraphe 138(6) (annexe 3)	320		
Déduction de l'impôt de la partie VI.1*	325		
Pertes autres que des pertes en capital des années d'imposition précédentes (annexe 4)	331		
Pertes en capital nettes des années d'imposition précédentes (annexe 4)	332		
Pertes agricoles restreintes des années d'imposition précédentes (annexe 4)	333		
Pertes agricoles des années d'imposition précédentes (annexe 4)	334		
Pertes comme commanditaire des années d'imposition précédentes (annexe 4)	335		
Gains en capital imposables ou dividendes imposables répartis par une caisse de crédit centrale	340		
Actions de prospecteur ou de commanditaire en prospection	350		
Total partiel			B
Total partiel (montant A moins montant B) (si négatif, inscrivez « 0 »)		90 263	C
Ajouts selon l'article 110.5 ou le sous-alinéa 115(1)a)(vii)	355		D
Revenu imposable (montant C plus montant D)	360	90 263	
Revenu exonéré selon l'alinéa 149(1)†	370		
Revenu imposable pour les sociétés ayant un revenu exonéré selon l'alinéa 149(1)† (ligne 360 moins ligne 370)		90 263	Z
Revenu imposable pour l'année provenant d'une entreprise de prestation de services personnels**			Z.1

* Ce montant est égal à 3,5 fois l'impôt de la partie VI.1 à payer (ligne 724, page 9).

** Pour une année d'imposition qui se termine après 2015.

Déduction accordée aux petites entreprises

Société qui, pendant toute l'année d'imposition, était une société privée sous contrôle canadien (SPCC)

Revenu provenant d'une entreprise exploitée activement au Canada (annexe 7)	400	90 263	A
Revenu imposable de la ligne 360 (page 3), moins 100/28 3,57143 du montant de la ligne 632* (page 8), moins 4 fois le montant de la ligne 636** (page 8), et moins tout montant exonéré de l'impôt de la partie I selon une loi fédérale	405	90 263	B
Plafond des affaires (lisez les remarques 1 et 2 ci-dessous)	410	500 000	C

Remarques :

1. S'il s'agit d'une SPCC qui n'était pas associée, inscrivez 500 000 \$. Toutefois, si l'année d'imposition de la société compte moins de 51 semaines, multipliez ce montant par le nombre de jours dans l'année d'imposition divisé par 365. Inscrivez le résultat à la ligne 410.
2. Si la SPCC était associée à d'autres sociétés, utilisez l'annexe 23 pour calculer le montant à inscrire à la ligne 410.

Réduction du plafond des affaires :

Montant C	500 000	x	415 ***	D	=	11 250	E	
Plafond des affaires réduit (montant C moins montant E) (si négatif, inscrivez « 0 »)						425	500 000	F
Plafond des affaires que la SPCC attribue selon le paragraphe 125(3.2) (montant O ci-dessous)							500 000	G
Montant F moins montant G							<u>500 000</u>	H

Déduction accordée aux petites entreprises

Le moins élevé des montants A, B, C ou H	90 263	x	Nombre de jours dans l'année d'imposition avant le 1 ^{er} janvier 2016	366	x	17 % =	1		
Le moins élevé des montants A, B, C ou H	90 263	x	Nombre de jours dans l'année d'imposition après le 31 décembre 2015	366	x	17,5 % =	15 796		
Total des montants 1 et 2 (inscrivez le montant I à la ligne J, page 8)							430	<u>15 796</u>	I

* Calculez le montant du crédit pour impôt étranger sur le revenu non tiré d'une entreprise qui serait déductible à la ligne 632, sans tenir compte de l'impôt remboursable sur le revenu de placement des SPCC (ligne 604) ni des réductions de l'impôt des sociétés (article 123.4).

** Calculez le montant du crédit pour impôt étranger qui s'applique au revenu d'entreprise et qui serait déductible à la ligne 636, sans tenir compte des réductions de l'impôt des sociétés (article 123.4).

***** Les grandes sociétés**

- Si la société n'était pas associée à d'autres sociétés dans l'année d'imposition courante et qu'elle ne l'était pas dans l'année d'imposition précédente, le montant à inscrire à la ligne 415 est (le total du capital imposable utilisé au Canada pour son année d'imposition **précédente** moins 10 000 000 \$) x 0,225 %.
- Si la société n'est pas associée à d'autres sociétés dans l'année d'imposition courante, mais qu'elle l'était dans l'année d'imposition précédente, le montant à inscrire à la ligne 415 est (le total du capital imposable utilisé au Canada pour son année d'imposition **courante** moins 10 000 000 \$) x 0,225 %.
- Si la société est associée à d'autres sociétés dans l'année d'imposition courante, lisez les règles spéciales indiquées à l'annexe 23.

Revenu de société déterminé et attribution selon le paragraphe 125(3.2)

J Nom de la société qui reçoit le revenu et le montant attribué	K Numéro d'entreprise de la société	L Revenu pour la déduction accordée aux petites entreprises donné à la société inscrite dans la colonne J [selon la division 125(1)a)(i)(B)] ³	M Plafond des affaires attribué à la société inscrite dans la colonne J ⁴
1.			

Remarques :

3. Ce montant est [tel que défini dans le paragraphe 125(7) **revenu de société déterminé** a)(i)] le total des sommes dont chacune est un montant de revenu de la société pour l'année provenant d'une entreprise exploitée activement qui provient de la fourniture de biens ou services à une société privée (directement ou indirectement, de quelque manière que ce soit), si les énoncés ci-après se vérifient :

- (A) à un moment donné de l'année, la société (ou l'un de ses actionnaires) ou une personne qui a un lien de dépendance avec la société (ou avec l'un de ses actionnaires) détient une participation directe ou indirecte dans la société privée,
- (B) il ne s'avère pas que la totalité ou la presque totalité de son revenu pour l'année provenant d'une entreprise exploitée activement provient de la fourniture de biens ou services :
 - (I) soit à des personnes (sauf la société privée) avec lesquelles elle n'a aucun lien de dépendance,
 - (II) soit à des sociétés de personnes avec lesquelles elle n'a aucun lien de dépendance, sauf une société de personnes dans laquelle une personne qui a un lien de dépendance avec la société détient une participation directe ou indirecte.

4. Le montant du plafond des affaires que vous attribuez ne peut être plus élevé que le montant dans la colonne L.

Réduction d'impôt générale pour les sociétés privées sous contrôle canadien

Société privée sous contrôle canadien pendant toute l'année d'imposition

Revenu imposable de la page 3 (ligne 360 ou montant Z, selon le cas)	90 263	A
Montant le moins élevé : B9 ou H9 de la section 9 de l'annexe 27		B
Montant K13 de la section 13 de l'annexe 27		C
Revenu provenant d'une entreprise de prestation de services personnels	432	D
Montant utilisé pour calculer la déduction pour caisse de crédit (montant F, annexe 17)		E
Montant le moins élevé : ligne 400, 405, 410 ou montant H (page 4)	90 263	F
Revenu de placement total (ligne 440, page 6)*		G
Total partiel (additionnez les montants B à G)		<u>90 263</u>	H
Montant A moins montant H (si négatif, inscrivez « 0 »)		I
Réduction d'impôt générale pour les sociétés privées sous contrôle canadien – Montant I multiplié par	13 %	J

Inscrivez le montant J à la ligne 638, page 8.

* Sauf pour une société qui est, tout au long de l'année, une société coopérative [selon le paragraphe 136(2)] ou une caisse de crédit.

Réduction d'impôt générale

Ne remplissez pas cette section si vous êtes une société privée sous contrôle canadien, une société de placement, une société de placement hypothécaire, une société de placement à capital variable ou une société qui a un revenu imposable non assujéti au taux d'impôt de 38 %.

Revenu imposable de la page 3 (ligne 360 ou montant Z, selon le cas)		K
Montant le moins élevé : B9 ou H9 de la section 9 de l'annexe 27		L
Montant K13 de la section 13 de l'annexe 27		M
Revenu provenant d'une entreprise de prestation de services personnels	434	N
Montant utilisé pour calculer la déduction pour caisse de crédit (montant F, annexe 17)		O
Total partiel (additionnez les montants L à O)		<u>.....</u>	P
Montant K moins montant P (si négatif, inscrivez « 0 »)		Q
Réduction d'impôt générale – Montant Q multiplié par	13 %	R

Inscrivez le montant R à la ligne 639, page 8.

Fraction remboursable de l'impôt de la partie I

Société privée sous contrôle canadien durant toute l'année d'imposition

Revenu de placement total (annexe 7)	440		A
Montant A _____ x $\frac{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition avant le 1er janvier 2016}}{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition}}$	366	x 26 2 / 3 % =	1
Montant A _____ x $\frac{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition après le 31 décembre 2015}}{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition}}$	366	x 30 2 / 3 % =	2
Total partiel (montant 1 plus montant 2) _____			B
Revenu de placement étranger (annexe 7)	445		C
Montant C _____ x $\frac{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition avant le 1er janvier 2016}}{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition}}$	366	x 9 1 / 3 % =	3
Montant C _____ x $\frac{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition après le 31 décembre 2015}}{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition}}$	366	x 8 % =	4
Total partiel (montant 3 plus montant 4) _____			D
Crédit pour impôt étranger sur le revenu non tiré d'une entreprise (ligne 632, page 8) moins montant D (si négatif, inscrivez « 0 »)			E
Montant B moins montant E (si négatif, inscrivez « 0 »)			F
Crédit pour impôt étranger sur le revenu non tiré d'une entreprise (ligne 632, page 8)			G
$\frac{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition avant le 1er janvier 2016}}{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition}}$ x 35 =	366		5
$\frac{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition après le 31 décembre 2015}}{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition}}$ x 38 2 / 3 =	366		6
Total partiel (montant 5 plus montant 6) _____			38,6667 H
Montant G _____ x $\frac{100}{H}$ =	38,6667		I
Revenu imposable (ligne 360, page 3)			J
Moins :			
Montant le moins élevé : ligne 400, 405, 410 ou montant H (page 4) ...			K
Montant I			L
Crédit pour impôt étranger sur le revenu d'entreprise (ligne 636, page 8)		x 4 =	M
Total partiel (total des montants K à M) _____			N
Total partiel (montant J moins montant N) _____			O
Montant O _____ x $\frac{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition avant le 1er janvier 2016}}{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition}}$	366	x 26 2 / 3 % =	7
Montant O _____ x $\frac{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition après le 31 décembre 2015}}{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition}}$	366	x 30 2 / 3 % =	8
Total partiel (montant 7 plus montant 8) _____			P
Impôt de la partie I à payer moins le remboursement du crédit d'impôt à l'investissement (ligne 700 moins ligne 780, page 9)			Q
Fraction remboursable de l'impôt de la partie I – Montant le moins élevé : F, P ou Q	450		R

Impôt en main remboursable au titre de dividendes

Impôt en main remboursable au titre de dividendes à la fin de l'année d'imposition précédente	..	460	
Moins :			
Remboursement au titre de dividendes pour l'année d'imposition précédente	465	
			▶ _____ A
Plus le total des montants suivants :			
Fraction remboursable de l'impôt de la partie I (ligne 450, page 6)		B
Total de l'impôt de la partie IV à payer (annexe 3)		C
Montant net de l'impôt en main remboursable au titre de dividendes transféré d'une société remplacée après une fusion ou la liquidation d'une filiale	480	
			▶ _____ D
Impôt en main remboursable au titre de dividendes à la fin de l'année d'imposition – Montant A plus montant D	485	

Remboursement au titre de dividendes

Société privée ou assujettie au moment du paiement des dividendes imposables dans l'année d'imposition			
Dividendes imposables payés dans l'année d'imposition (ligne 460, page 3 de l'annexe 3)		E
Montant E	$\times \frac{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition avant le 1er janvier 2016}}{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition}}$	$\times 33 \frac{1}{3} \% =$	1
			366
Montant E	$\times \frac{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition après le 31 décembre 2015}}{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition}}$	$\times 38 \frac{1}{3} \% =$	2
			366
		Total partiel (montant 1 plus montant 2)	▶ _____ F
Impôt en main remboursable au titre de dividendes à la fin de l'année d'imposition (ligne 485 ci-dessus)		G
Remboursement au titre de dividendes – Montant le moins élevé : F ou G		H

Inscrivez le montant H à la ligne 784, page 9.

Impôt de la partie I

Montant de base de l'impôt de la partie I : revenu imposable de la page 3 (ligne 360 ou montant Z, selon le cas) multiplié par 38 %*	550	34 300	A
Impôt sur le revenu provenant d'une entreprise de services personnels (article 123.5)			
Revenu imposable provenant d'une entreprise de services personnels	555	$\frac{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition après le 31 décembre 2015}}{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition}} \times 5\% =$	560 B
Récupération du crédit d'impôt à l'investissement (annexe 31)	602		C
Calcul de l'impôt remboursable sur le revenu de placement des sociétés privées sous contrôle canadien (SPCC) (pour les sociétés qui, durant toute l'année d'imposition, étaient des SPCC)			
Revenu de placement total (ligne 440, page 6)			D
Revenu imposable (ligne 360, page 3)			E
Moins :			
Montant le moins élevé : ligne 400, 405, 410 ou montant H (page 4)			F
Montant net (montant E moins montant F)			G
Montant le moins élevé : D ou G		$\frac{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition avant le 1er janvier 2016}}{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition}} \times 6 \frac{2}{3}\% =$	1
Montant le moins élevé : D ou G		$\frac{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition après le 31 décembre 2015}}{\text{Nombre de jours dans l'année d'imposition}} \times 10 \frac{2}{3}\% =$	2
Impôt remboursable sur le revenu de placement pour les sociétés privées sous contrôle canadien (montant 1 plus montant 2)	604		H
		Total partiel (additionnez les montants A, B, C et H)	34 300 I
Moins :			
Déduction accordée aux petites entreprises (ligne 430, page 4)		15 796	J
Abattement d'impôt fédéral	608	9 026	
Déduction pour bénéficiaires de fabrication et de transformation (annexe 27)	616		
Déduction pour société de placement	620		
Gains en capital imposés	624		
Déduction supplémentaire – caisses de crédit (annexe 17)	628		
Crédit fédéral pour impôt étranger sur le revenu non tiré d'une entreprise (annexe 21)	632		
Crédit fédéral pour impôt étranger sur le revenu d'entreprise (annexe 21)	636		
Réduction d'impôt générale pour les SPCC (montant J, page 5)	638		
Réduction d'impôt générale (montant R, page 5)	639		
Crédit fédéral pour impôt sur les opérations forestières (annexe 21)	640		
Déduction pour banque canadienne admissible selon l'article 125.21	641		
Crédit d'impôt fédéral d'une fiducie pour l'environnement admissible	648		
Crédit d'impôt à l'investissement (annexe 31)	652		
		Total partiel	24 822 K
Impôt de la partie I à payer – Montant I moins montant K			9 478 L
Inscrivez le montant L à la ligne 700, page 9.			

Énoncé de confidentialité

Les renseignements personnels sont recueillis selon la *Loi de l'impôt sur le revenu* afin d'administrer les programmes fiscaux, de prestations et autres. Ils peuvent également être utilisés pour toute fin liée à l'application ou à l'exécution de la *Loi* telle que la vérification, l'observation et le recouvrement des sommes dues à l'État. Les renseignements peuvent être transmis à une autre institution gouvernementale fédérale, provinciale ou territoriale, ou vérifiés auprès de celles-ci, dans la mesure où la loi l'autorise. Cependant, le défaut de fournir ces renseignements pourrait entraîner des intérêts à payer, des pénalités ou d'autres mesures. Les particuliers ont le droit, selon la *Loi sur la protection des renseignements personnels*, d'accéder à leurs renseignements personnels et de demander une modification, s'il y a des erreurs ou omissions. Consultez Info Source en allant à arc.gc.ca/gncy/tp/nfsrc/nfsrc-fra.html et le Fichier de renseignements personnels ARC PPU 047.

Sommaire de l'impôt et des crédits

Impôt fédéral

Impôt de la partie I à payer (montant L, page 8)	700	9 478
Surtaxe de la partie II à payer (annexe 46)	708	
Impôt de la partie III.1 à payer (annexe 55)	710	
Impôt de la partie IV à payer (annexe 3)	712	
Impôt de la partie IV.1 à payer (annexe 43)	716	
Impôt de la partie VI à payer (annexe 38)	720	
Impôt de la partie VI.1 à payer (annexe 43)	724	
Impôt de la partie XIII.1 à payer (annexe 92)	727	
Impôt de la partie XIV à payer (annexe 20)	728	
Total de l'impôt fédéral		9 478

Plus l'impôt provincial ou territorial :

Administration provinciale ou territoriale	750	ON
(s'il y en a plus d'une, inscrivez « multiples » et remplissez l'annexe 5)		
Impôt provincial ou territorial net à payer (sauf Québec et Alberta)	760	4 062
Total de l'impôt à payer	770	13 540 A

Moins autres crédits :

Remboursement du crédit d'impôt à l'investissement (annexe 31)	780	
Remboursement au titre de dividendes (montant H, page 7)	784	
Remboursement fédéral au titre des gains en capital (annexe 18)	788	
Remboursement du crédit d'impôt fédéral d'une fiducie pour l'environnement admissible	792	
Remboursement du crédit d'impôt pour production cinématographique ou magnétoscopique canadienne (formulaire T1131)	796	
Remboursement du crédit d'impôt pour services de production cinématographique ou magnétoscopique (formulaire T1177)	797	
Impôt retenu à la source	800	
Montant total sur lequel l'impôt a été retenu	801	
Remboursement provincial ou territorial au titre des gains en capital (annexe 18)	808	
Remboursement des crédits d'impôt provinciaux et territoriaux (annexe 5)	812	
Impôt payé par acomptes provisionnels	840	19 600
Total des crédits	890	19 600 B
Code de remboursement 894 1	Trop-payé	6 060
Solde (montant A moins montant B)		-6 060

Demande de dépôt direct

Pour que le remboursement soit déposé directement dans le compte bancaire de la société au Canada, ou pour corriger les renseignements déjà fournis, veuillez fournir les renseignements suivants :

Commencer Corriger les renseignements

910 _____ Numéro de succursale

914 _____ **918** _____

Numéro de l'institution Numéro de compte

Si le résultat est positif, vous avez un **solde impayé**.
Si le résultat est négatif, vous avez un **trop-payé**.
Inscrivez le montant à l'endroit approprié. En général, une différence de 2 \$ ou moins n'est ni exigée, ni remboursée.

Solde impayé _____

Pour en savoir plus sur les modes de paiement, allez à arc.gc.ca/paiements.

Si la société était une société privée sous contrôle canadien durant toute l'année d'imposition, a-t-elle droit au délai d'un mois suivant la date d'exigibilité du solde? **896** 1 Oui 2 Non

Si la déclaration a été préparée par un spécialiste en déclarations moyennant des frais, inscrivez son numéro de TED .. **920** A3590

L'INFORMATION A ÉTÉ ÉTABLIE UNIQUEMENT À DES FINS FISCALES À PARTIR DES RENSEIGNEMENTS FOURNIS PAR LE CONTRIBUABLE. ELLE N'A PAS FAIT L'OBJET D'UNE VÉRIFICATION OU D'UN EXAMEN.

Attestation

Je, **950** Lamarche **951** Benoit **954** Manager

Nom Prénom Poste ou titre

suis un signataire autorisé de la société. J'atteste que j'ai examiné cette déclaration, y compris les annexes et les états ci-joints, et que les renseignements fournis sont, à ma connaissance, exacts et complets. De plus, j'atteste que la méthode utilisée pour calculer le revenu de l'année d'imposition visée par cette déclaration est la même que celle qui a été utilisée l'année précédente, sauf exceptions expressément mentionnées dans un état joint à la présente.

955 2017-03-18 **956** (613) 443-5110

Date (aaaa/mm/jj) Signature du signataire autorisé de la société Numéro de téléphone

La personne à contacter est-elle la même que le signataire autorisé? Si non, fournissez les renseignements ci-dessous **957** 1 Oui 2 Non

958 _____ **959** _____

Nom de l'autre personne autorisée Numéro de téléphone

Langue de correspondance – Language of correspondence

Indiquez votre langue de correspondance en inscrivant **2** pour français ou **1** pour anglais. **990** 1 2

Indicate your language of correspondence by entering **2** for French or **1** for English.

Tableau des acomptes provisionnels

Nom du représentant désigné _____

Numéro de téléphone _____

Date d'entrée en vigueur des intérêts	Description (versement d'acompte, paiement fractionné, crédit par cotisation)	Montant du crédit
2016-12-31	instalments	19 600
Total des acomptes provisionnels indiqués (reportez le résultat à la ligne 840 de la déclaration T2)		<u>19 600</u> A
Total des acomptes crédités pour l'année selon le T9		<u>19 600</u> B

Transfert

Numéro de compte	Fin de l'année d'imposition	Montant	Date d'entrée en vigueur de l'intérêt	Description
Du : _____	_____	_____	_____	_____
Au : _____	_____	_____	_____	_____
Du : _____	_____	_____	_____	_____
Au : _____	_____	_____	_____	_____
Du : _____	_____	_____	_____	_____
Au : _____	_____	_____	_____	_____
Du : _____	_____	_____	_____	_____
Au : _____	_____	_____	_____	_____
Du : _____	_____	_____	_____	_____
Au : _____	_____	_____	_____	_____

INDEX GÉNÉRAL DES RENSEIGNEMENTS FINANCIERS – IGRF

Numéro du formulaire 100

Nom de la société Cooperative Hydro Embrun inc.	Numéro d'entreprise 89147 9412 RC0001	Fin de l'année d'imposition Année Mois Jour 2016-12-31
--	--	--

Renseignements du bilan

Compte	Description	IGRF	Année courante	Année précédente
Actif				
	Total de l'actif à court terme	1599 +	2 323 801	2 527 733
	Total des immobilisations	2008 +	6 049 705	5 611 661
	Total de l'amortissement cumulé des immobilisations	2009 -	1 947 092	1 797 853
	Total de l'actif incorporel	2178 +		158 352
	Total de l'amortissement cumulé de l'actif incorporel	2179 -		158 352
	Total de l'actif à long terme	2589 +	277 954	246 589
	* Actif détenu en fiducie	2590 +		
	Total de l'actif (poste obligatoire)	2599 =	6 704 368	6 588 130
Passif				
	Total du passif à court terme	3139 +	897 316	882 046
	Total du passif à long terme	3450 +	1 382 767	1 408 762
	* Dettes de second rang	3460 +		
	* Sommes détenues en fiducie	3470 +		
	Total du passif (poste obligatoire)	3499 =	2 280 083	2 290 808
Capitaux propres				
	Total des capitaux propres (poste obligatoire)	3620 +	4 424 285	4 297 322
	Total du passif et des capitaux propres	3640 =	6 704 368	6 588 130
Bénéfices non répartis				
	Bénéfices non répartis/déficit – fin de l'exercice (poste obligatoire)	3849 =	1 546 741	1 420 528

* Poste générique

INDEX GÉNÉRAL DES RENSEIGNEMENTS FINANCIERS – IGRF

Numéro du formulaire 125

Nom de la société Cooperative Hydro Embrun inc.	Numéro d'entreprise 89147 9412 RC0001	Fin de l'année d'imposition Année Mois Jour 2016-12-31
--	--	--

Renseignements de l'état des résultats

Description	IGRF
Nom commercial	0001
Description de l'activité	0002
Numéro de séquence	0003 01

Compte	Description	IGRF	Année courante	Année précédente
--------	-------------	------	----------------	------------------

Renseignements de l'état des résultats

Total des ventes de biens et services	8089 +	824 857	793 208
Coût des ventes	8518 -		
Profit brut/perte brute	8519 =	824 857	793 208
Coût des ventes	8518 +		
Total des frais d'exploitation	9367 +	747 576	754 072
Total des dépenses (poste obligatoire)	9368 =	747 576	754 072
Total des revenus (poste obligatoire)	8299 +	887 329	869 083
Total des dépenses (poste obligatoire)	9368 -	747 576	754 072
Revenu non agricole net	9369 =	139 753	115 011

Renseignements de l'état du revenu agricole

Total des revenus agricoles (poste obligatoire)	9659 +		
Total des dépenses agricoles (poste obligatoire)	9898 -		
Total des revenus agricoles nets	9899 =		

Revenu net/perte nette avant impôts et éléments extraordinaires	9970 =	139 753	115 011
--	---------------	---------	---------

Total-autres revenus étendus	9998 =		
---	---------------	--	--

Éléments extraordinaires et revenu (liés à l'annexe 140)

Éléments extraordinaires	9975 -		
Règlements juridiques	9976 -		
Profits/pertes non matérialisés	9980 +		
Éléments inhabituels	9985 -		
Impôts sur le revenu exigibles de l'exercice	9990 -	13 540	23 044
Provision pour impôts sur le revenu futurs (différés)	9995 -		
Total-autres revenus étendus	9998 +		
Revenu net/perte nette après impôts et éléments extraordinaires (poste obligatoire)	9999 =	126 213	91 967

Liste de contrôle des notes

Nom de la société Cooperative Hydro Embrun inc.	Numéro d'entreprise 89147 9412 RC0001	Fin de l'année d'imposition Année Mois Jour 2016-12-31
--	--	--

- Les sections 1, 2 et 3 de cette annexe doivent être remplies de la perspective de la personne (désignée dans ces sections comme le **comptable**) qui a préparé ou établi les états financiers. Si la personne qui prépare la déclaration de revenus n'est pas le comptable tel que mentionné plus haut, elle doit quand même remplir les sections 1, 2, 3 et 4, s'il y a lieu.
- Pour plus de précisions, consultez le guide RC4088, *Index général des renseignements financiers (IGRF)*, et le guide T4012, *Guide T2 – Déclaration de revenus des sociétés*.
- Remplissez cette annexe et joignez-en une copie à votre déclaration T2 avec les autres annexes de l'IGRF.

Section 1 – Renseignements sur le comptable qui a préparé ou établi les états financiers

Le comptable a-t-il un titre professionnel?	095	1 Oui <input checked="" type="checkbox"/>	2 Non <input type="checkbox"/>
Le comptable est-il rattaché* à la société?	097	1 Oui <input type="checkbox"/>	2 Non <input checked="" type="checkbox"/>

Remarque :

Si le comptable n'a aucun titre professionnel **ou** s'il est rattaché à la société, vous n'avez pas à remplir les sections 2 et 3 de cette annexe. Cependant, vous **devez** remplir la section 4, s'il y a lieu.

* Une personne est rattachée à une société lorsqu'elle est l'un des suivants : (i) un actionnaire de la société qui possède plus de 10 % des actions ordinaires; (ii) un administrateur, un cadre ou un employé de la société; (iii) une personne ayant un lien de dépendance avec la société.

Section 2 – Type de participation aux états financiers

Choisissez l'énoncé qui représente le plus haut degré de participation du comptable :	198	
Remettre un rapport d'un vérificateur	1	<input checked="" type="checkbox"/>
Remettre un rapport de mission d'examen	2	<input type="checkbox"/>
Préparer une mission de compilation	3	<input type="checkbox"/>

Section 3 – Réserves

Si vous avez choisi 1 ou 2 sous **Type de participation aux états financiers** ci-dessus, répondez à la question suivante :

Le comptable a-t-il formulé une réserve?	099	1 Oui <input type="checkbox"/>	2 Non <input checked="" type="checkbox"/>
--	------------	--------------------------------	---

Section 4 – Autres renseignements

Si vous avez un titre professionnel et n'êtes pas le comptable associé aux états financiers dans la section 1 ci-dessus, choisissez une des options suivantes :	110		
Vous avez préparé la déclaration de revenus (les états financiers ont été préparés par le client)	1	<input type="checkbox"/>	
Vous avez préparé la déclaration de revenus et l'information financière qu'elle contient (les états financiers n'ont pas été préparés) ..	2	<input type="checkbox"/>	
Des notes afférentes aux états financiers ont-elles été préparées?	101	1 Oui <input checked="" type="checkbox"/>	2 Non <input type="checkbox"/>
Si vous avez répondu oui à la ligne 101, répondez aux lignes 104 à 107 ci-dessous :			
Un événement postérieur à la clôture de l'exercice est-il indiqué dans les notes?	104	1 Oui <input type="checkbox"/>	2 Non <input checked="" type="checkbox"/>
La réévaluation d'éléments d'actif est-elle mentionnée dans les notes?	105	1 Oui <input type="checkbox"/>	2 Non <input checked="" type="checkbox"/>
Y a-t-il des renseignements sur des éléments de passif éventuel dans les notes?	106	1 Oui <input checked="" type="checkbox"/>	2 Non <input type="checkbox"/>
Y a-t-il des renseignements sur les engagements de la société dans les notes?	107	1 Oui <input checked="" type="checkbox"/>	2 Non <input type="checkbox"/>
La société a-t-elle des placements dans des coentreprises ou des sociétés de personnes?	108	1 Oui <input type="checkbox"/>	2 Non <input checked="" type="checkbox"/>

Section 4 – Autres renseignements (suite)

Baisse de valeur et changements de la juste valeur

Est-ce qu'un montant a été comptabilisé dans le revenu net ou dans les autres éléments du résultat étendu à la suite d'une perte liée à une baisse de valeur au cours de l'année d'imposition, de la reprise d'une perte liée à une baisse de valeur comptabilisée dans une année d'imposition antérieure ou d'un changement de la juste valeur au cours de l'année d'imposition, pour un des biens suivants?

200 1 Oui 2 Non

Si **oui**, inscrivez le montant comptabilisé :

	Au revenu net Augmentation (diminution)	Aux autres éléments du résultat étendu Augmentation (diminution)
Immobilisations corporelles	210	211
Immobilisations incorporelles	215	216
Immeubles de placement	220	
Actifs biologiques	225	
Instruments financiers	230	231
Autre	235	236

Instruments financiers

Est-ce que la société a radié du bilan un ou des instruments financiers au cours de l'année d'imposition (autre que les comptes clients)?

250 1 Oui 2 Non

Est-ce que la société a utilisé une comptabilité de couverture au cours de l'année d'imposition?

255 1 Oui 2 Non

Est-ce que la société a cessé d'utiliser une comptabilité de couverture au cours de l'année d'imposition?

260 1 Oui 2 Non

Redressements au solde d'ouverture des capitaux propres

Est-ce qu'un montant a été inclus dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis ou des capitaux propres, afin de corriger une erreur, de constater un changement dans la politique comptable ou d'adopter une nouvelle norme comptable durant l'année d'imposition courante?

265 1 Oui 2 Non

Si **oui**, un rapprochement des comptes distinct doit être tenu.

Revenu net (perte nette) aux fins de l'impôt sur le revenu

Annexe 1

Nom de la société Cooperative Hydro Embrun inc.	Numéro d'entreprise 89147 9412 RC0001	Fin de l'année d'imposition Année Mois Jour 2016-12-31
--	--	--

- Cette annexe est utilisée pour effectuer le rapprochement entre le revenu net (la perte nette) de la société selon les états financiers et le revenu net (la perte nette) aux fins de l'impôt sur le revenu. Pour en savoir plus, consultez le *Guide T2 – Déclaration de revenus des sociétés*.
- Les renvois législatifs visent la *Loi de l'impôt sur le revenu*.

Montant calculé à la ligne 9999 selon l'annexe 125 126 213 A

Additionnez :

Provision pour impôts – courants	101	13 540	
Amortissement des biens corporels	104	124 120	
Perte sur disposition d'actifs	111	11 858	
		<u>149 518</u>	149 518

Autres ajouts :

Ajouts divers :

1 Description	2 Montant		
605	295		
Total de la colonne 2		296	
		Total partiel	0
		Total des additions	<u>149 518</u>
			149 518 B

Montant A plus montant B 275 731 C

Déduisez :

Déduction pour amortissement selon l'annexe 8	403	170 556	
Déduction pour montant cumulé des immobilisations admissibles selon l'annexe 10	405	2 550	
		<u>173 106</u>	173 106

Autres déductions :

Déductions diverses :

	1 Description	2 Montant		
	705	395		
1	Couts de transitions capitalisés pour états financiers	12 362		
	Total de la colonne 2	12 362	396	12 362
			Total partiel	12 362
			Total des déductions	<u>185 468</u>
				185 468 D

Revenu net (perte nette) aux fins de l'impôt sur le revenu (montant C moins montant D) 90 263 E

Inscrivez le montant E à la ligne 300 de la déclaration T2.

Calcul supplémentaire de l'impôt – Sociétés

Nom de la société Cooperative Hydro Embrun inc.	Numéro d'entreprise 89147 9412 RC0001	Fin de l'année d'imposition Année Mois Jour 2016-12-31
--	--	--

- Utilisez cette annexe si, au cours de l'année d'imposition, la société remplit l'une des conditions suivantes :
 - elle avait un établissement stable dans plus d'une administration (si elle n'a pas de revenu imposable, remplissez seulement les colonnes A, B et D dans la section 1);
 - elle demande des crédits ou des dégrèvements d'impôt provinciaux ou territoriaux (lisez la section 2);
 - elle doit payer des impôts, autre que l'impôt sur le revenu, à Terre-Neuve-et-Labrador ou à l'Ontario (lisez la section 2).
- Les renvois législatifs mentionnés dans cette annexe renvoient au *Règlement de l'impôt sur le revenu*.
- Pour en savoir plus, consultez le Guide T2 – *Déclaration de revenus des sociétés*.
- Inscrivez le numéro d'article pertinent du *Règlement* à la case 100 de la section 1.

Section 1 – Répartition du revenu imposable

100		Inscrivez l'article du <i>Règlement</i> qui s'applique (402 à 413).			
A	B	C	D	E	F
Administration Cochez oui si la société avait un établissement stable dans l'administration au cours de l'année d'imposition. *	Total des traitements et salaires payés dans l'administration	(B x revenu imposable) / G	Revenu brut	(D x revenu imposable) / H	Répartition du revenu imposable (C + E) x 1/2** (Si G ou H est zéro, ne multipliez pas par 1/2)
Terre-Neuve- et-Labrador	003 1 Oui <input type="checkbox"/>	103	143		
Zone extracôtière de Terre-Neuve- et-Labrador	004 1 Oui <input type="checkbox"/>	104	144		
Île-du-Prince- Édouard	005 1 Oui <input type="checkbox"/>	105	145		
Nouvelle- Écosse	007 1 Oui <input type="checkbox"/>	107	147		
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	008 1 Oui <input type="checkbox"/>	108	148		
Nouveau- Brunswick	009 1 Oui <input type="checkbox"/>	109	149		
Québec	011 1 Oui <input type="checkbox"/>	111	151		
Ontario	013 1 Oui <input type="checkbox"/>	113	153		
Manitoba	015 1 Oui <input type="checkbox"/>	115	155		
Saskatchewan	017 1 Oui <input type="checkbox"/>	117	157		
Alberta	019 1 Oui <input type="checkbox"/>	119	159		
Colombie- Britannique	021 1 Oui <input type="checkbox"/>	121	161		
Yukon	023 1 Oui <input type="checkbox"/>	123	163		
Territoires du Nord-Ouest	025 1 Oui <input type="checkbox"/>	125	165		
Nunavut	026 1 Oui <input type="checkbox"/>	126	166		
Extérieur du Canada	027 1 Oui <input type="checkbox"/>	127	167		
Total	129	G	169	H	

* « Établissement stable » est défini au paragraphe 400(2).

** Pour les sociétés autres que celles visées par l'article 402, utilisez le calcul approprié indiqué aux articles du *Règlement* afin de répartir le revenu imposable.

Remarques :

- Après avoir déterminé la répartition du revenu imposable, vous devez calculer l'impôt provincial ou territorial à payer de la société. Pour savoir comment calculer l'impôt de chaque province ou territoire, consultez le *Guide T2 – Déclaration de revenus des sociétés* pour obtenir les instructions sur la façon de remplir l'annexe 5.
- Si la société doit payer l'impôt provincial ou territorial, remplissez la section 2.
- Si la société est un associé d'une société de personnes et que la société avait un établissement stable dans une administration, cochez l'administration dans la colonne A et indiquez votre part proportionnelle des traitements et salaires et des recettes brutes de la société de personnes dans les colonnes B et D, respectivement.

Section 2 – Ontario – Impôt à payer, crédits et dégrèvements d'impôt

Revenu imposable	Revenu admissible à la déduction accordée aux petites entreprises	Répartition du revenu imposable provincial ou territorial	Impôt provincial ou territorial à payer avant les crédits
90 263	90 263	90 263	4 062
Impôt de base sur le revenu de l'Ontario – annexe 500			270 10 380
Moins : Déduction ontarienne accordée aux petites entreprises – annexe 500			402 6 318
Total partiel			<u>4 062</u> ▶ 4 062 A6
Plus :			
Impôt supplémentaire de l'Ontario visant les redevances de la Couronne – annexe 504			274
Débits d'impôt transitoires de l'Ontario – annexe 506			276
Récupération du crédit d'impôt de l'Ontario pour la recherche et le développement – annexe 508			277
Total partiel			▶ B6
Total partiel (montant A6 plus montant B6)			<u>4 062</u> C6
Moins :			
Crédit d'impôt pour ressources de l'Ontario – annexe 504			404
Crédit d'impôt de l'Ontario pour la fabrication et la transformation – annexe 502			406
Crédit pour impôt étranger de l'Ontario – annexe 21			408
Crédit d'impôt de l'Ontario pour caisses populaires – annexe 500			410
Crédit d'impôt de l'Ontario pour contributions politiques – annexe 525			415
Total partiel			▶ D6
Total partiel (montant C6 moins montant D6) (si négatif, inscrivez « 0 »)			<u>4 062</u> E6
Moins : Crédit d'impôt de l'Ontario pour la recherche et le développement – annexe 508			416
Impôt sur le revenu des sociétés de l'Ontario à payer avant le crédit d'impôt minimum des sociétés de l'Ontario et le crédit d'impôt aux agriculteurs pour dons à un programme alimentaire communautaire de l'Ontario (montant E6 moins ligne 416) (si négatif, inscrivez « 0 »)			4 062 F6
Moins :			
Crédit d'impôt minimum des sociétés de l'Ontario – annexe 510			418
Crédit d'impôt aux agriculteurs pour dons à un programme alimentaire communautaire de l'Ontario – annexe 2			420
Impôt sur le revenu des sociétés de l'Ontario à payer (montant F6 moins ligne 418 et ligne 420) (si négatif, inscrivez « 0 »)			4 062 G6
Plus :			
Impôt minimum des sociétés de l'Ontario – annexe 510			278
Impôt supplémentaire spécial de l'Ontario des compagnies d'assurance-vie – annexe 512			280
Total partiel			▶ H6
Total de l'impôt de l'Ontario à payer avant les crédits remboursables (montant G6 plus montant H6)			<u>4 062</u> I6
Moins :			
Crédit d'impôt au titre des fiducies pour l'environnement de l'Ontario			450
Crédit d'impôt de l'Ontario pour l'éducation coopérative – annexe 550			452
Crédit d'impôt de l'Ontario pour la formation en apprentissage – annexe 552			454
Crédit d'impôt de l'Ontario pour les effets spéciaux et l'animation informatiques – annexe 554			456
Crédit d'impôt pour la production cinématographique et télévisuelle ontarienne – annexe 556			458
Crédit d'impôt de l'Ontario pour les services de production – annexe 558			460
Crédit d'impôt de l'Ontario pour les produits multimédias interactifs numériques – annexe 560			462
Crédit d'impôt de l'Ontario pour l'enregistrement sonore – annexe 562			464
Crédit d'impôt de l'Ontario pour les maisons d'édition – annexe 564			466
Crédit d'impôt à l'innovation de l'Ontario – annexe 566			468
Crédit d'impôt de l'Ontario pour les entreprises parrainant les instituts de recherche – annexe 568			470
Total partiel			▶ J6
Impôt net de l'Ontario à payer ou crédit remboursable (montant I6 moins montant J6)			290 4 062 K6
(s'il s'agit d'un crédit, inscrivez un montant négatif). Incluez ce montant à la ligne 255.			

Sommaire

Inscrivez le total des impôts nets ou crédits remboursables pour toutes les provinces et tous les territoires à la ligne 255.

Impôts nets provinciaux et territoriaux à payer ou crédits remboursables **255** 4 062

Si le montant de la ligne 255 est positif, inscrivez l'impôt net provincial et territorial à payer à la ligne 760 de la déclaration T2.

Si le montant de la ligne 255 est négatif, inscrivez le crédit remboursable net provincial et territorial à la ligne 812 de la déclaration T2.

Déduction pour amortissement (DPA)

Nom de la société Cooperative Hydro Embrun inc.	Numéro d'entreprise 89147 9412 RC0001	Fin de l'année d'imposition Année Mois Jour 2016-12-31
--	--	--

Pour plus de renseignements, voir la rubrique intitulée « Déduction pour amortissement » dans le *Guide T2 – Déclaration de revenus des sociétés*.

La société fait-elle un choix selon le *Règlement 1101(5q)*? **101** 1 Oui 2 Non

1 Numéro de catégorie (Voir Remar- que)	2 Description	3 Fraction non amortie du coût en capital au début de l'année (montant selon la colonne 12 de l'annexe de DPA de l'année précédente)	4 Coût des acquisitions dans l'année (le nouveau bien doit être prêt à être mis en service)*	5 Rajustements et transferts**	6 Produit de disposition durant l'année (ne doit pas dépasser le coût en capital)	7 Règle de 50 % (1/2 x l'excédent éventuel du coût net des acquisitions sur la colonne 5)***	8 Fraction non amortie du coût en capital après réduction	9 Taux de la DPA % ****	10 Récupération de la déduction pour amortissement ***** (ligne 107 de l'annexe 1)	11 Perte finale (ligne 404 de l'annexe 1)	12 Déduction pour amortissement (pour la méthode de l'amortissement dégressif, colonne 7 multiplié par la colonne 8 ou un montant inférieur) (ligne 403 de l'annexe 1)*****	13 Fraction non amortie du coût en capital à la fin de l'année (colonne 6 plus colonne 7 moins colonne 11)
200		201	203	205	207	211		212	213	215	217	220
1.	1	1 233 247			0		1 233 247	4	0	0	49 330	1 183 917
2.	8	11 631	8 978		0	4 489	16 120	20	0	0	3 224	17 385
3.	10	99			0		99	30	0	0	30	69
4.	45	Computer equipment	34		0		34	45	0	0	15	19
5.	50	Computer	14 988	3 525	0	1 763	16 750	55	0	0	9 213	9 300
6.	47	Electrical	1 124 829	452 592	0	226 296	1 351 125	8	0	0	108 090	1 469 331
7.	12	Computer Softwares	654		0		654	100	0	0	654	
	Totaux	2 385 482	465 095			232 548	2 618 029				170 556	2 680 021

Remarque : Les catégories suivies d'une lettre indiquent le taux de base de la catégorie en tenant compte de la déduction additionnelle permise.

Catégorie 1a : 4 % + 6 % = 10 % (catégorie 1 à 10 %), catégorie 1b : 4 % + 2 % = 6 % (catégorie 1 à 6 %).

- * Inclure tous les biens acquis dans les années précédentes qui sont maintenant prêts à être mis en service. Ces biens auraient auparavant dû être exclus de la colonne 3. Inscrire séparément toute acquisition qui n'est pas assujettie à la règle du 50 %. Voir les *Règlements* 1100(2) et (2.2).
- ** Inscrivez dans la colonne 4, « Rajustements et transferts », les montants qui font augmenter ou diminuer la fraction non amortie du coût en capital. Les éléments qui font **augmenter** la fraction non amortie du coût en capital comprennent les montants transférés aux termes de l'article 85 ou transférés au moment de la fusion ou de la liquidation d'une filiale. Les éléments qui font diminuer la fraction non amortie du coût en capital comprennent l'aide gouvernementale que vous avez reçue ou êtes en droit de recevoir au cours de l'année, et la réduction du coût en capital après l'application de l'article 80. Consultez le Guide T2 – Déclaration de revenus des sociétés, pour d'autres exemples de rajustements et de transferts à inclure dans la colonne 4.
- *** Le coût net des acquisitions correspond au coût des acquisitions (colonne 3) **plus** ou **moins** certains rajustements de la colonne 4. Pour connaître les exceptions à la règle du 50 %, ainsi que la façon de calculer les montants à inscrire à la colonne 6 dans ces cas, lisez le bulletin d'interprétation IT-285, *Déduction pour amortissement – Généralités*.
- **** Inscrivez un taux seulement si vous utilisez la méthode de l'amortissement dégressif. Pour toute autre méthode (p. ex. la méthode de l'amortissement linéaire, selon laquelle les calculs sont toujours faits à partir du coût d'acquisition), inscrivez s/o. Puis, inscrivez dans la colonne 11 le montant que vous demandez.
- ***** Pour chaque entrée dans la colonne 9, « Récupération de la déduction pour amortissement », il doit y avoir une entrée correspondante dans la colonne 5, « Produit de disposition durant l'année ». Les règles de récupération et de perte finale ne s'appliquent pas aux voitures de tourisme de la catégorie 10.1.
- ***** Si l'année d'imposition compte moins de 365 jours, calculer la DPA au prorata, sauf pour certaines catégories. Pour plus de renseignements à ce sujet, consulter le *Guide T2 – Déclaration de revenus des sociétés*.

T2 SCH 8 (14)

Canada

DÉDUCTION POUR MONTANT CUMULATIF DES IMMOBILISATIONS ADMISSIBLES

Raison sociale	Numéro d'entreprise	Fin de l'année d'imposition
Cooperative Hydro Embrun inc.	89147 9412 RC0001	Année Mois Jour 2016-12-31

- À l'usage des sociétés qui ont des immobilisations admissibles. Pour plus de renseignements, consultez le *Guide T2 – Déclaration de revenus des sociétés*.
- Le montant cumultif des immobilisations admissibles doit être comptabilisé dans un compte distinct pour chaque entreprise.

Section 1 – Calcul de la déduction de l'année courante et du report à une année suivante

Montant cumulatif des immobilisations admissibles – Solde à la fin de l'année d'imposition précédente
(si le montant est négatif, inscrivez « 0 ») **200** 36 424 A

Plus : Coût des immobilisations admissibles acquises
durant l'année **222**

Autres rajustements **226**

Total partiel (ligne 222 plus ligne 226) x 3 / 4 = B

Partie non imposable du gain qu'a réalisé un
cédant ayant un lien de dépendance avec la
société à l'occasion de la disposition d'une
immobilisation admissible après le
20 décembre 2002 **228** x 1 / 2 = C

Montant B moins montant C (si négatif, inscrivez « 0 ») D

Transfert après la fusion ou la liquidation d'une filiale **224** E

Total partiel (additionnez les montants A, D et E) **230** 36 424 F

Moins : Produits de disposition (moins les dépenses qui ne sont pas déductibles
par ailleurs) des immobilisations admissibles effectuées au cours de
l'année d'imposition **242** G

Montant brut de la réduction relative au montant remis sur la dette
selon le paragraphe 80(7) **244** H

Autres rajustements **246** I

(additionnez les montants G, H et I) x 3 / 4 = **248** J

Solde du montant cumulatif des immobilisations admissibles (montant F moins montant J)
(si le montant K est négatif, inscrivez « 0 » à la ligne M et passez à la section 2) 36 424 K

Montant cumulatif des immobilisations admissibles d'un bien n'appartenant plus à la société
à la suite de l'arrêt de l'exploitation de cette entreprise **249**

montant K 36 424

moins montant de la ligne 249

Déduction pour l'année courante 36 424 x 7,00 % = **250** 2 550 *

(ligne 249 plus ligne 250) (inscrivez ce montant à la ligne 405 de l'annexe 1) 2 550 2 550 L

Solde du montant cumulatif des immobilisations admissibles – Solde de fermeture
(montant K moins montant L) (si négatif, inscrivez « 0 ») **300** 33 874 M

* Vous pouvez demander un montant quelconque jusqu'à concurrence de la déduction maximale de 7 %. La déduction ne peut pas dépasser le montant maximal calculée au prorata par le nombre de jours dans l'année d'imposition divisé par 365.

Section 2 – Montant à inclure dans le revenu provenant de la disposition

(remplissez cette section seulement si le montant à la ligne K est négatif)

Montant de la ligne K (inscrivez comme montant positif)		N
Total des déductions du revenu pour montant cumulatif des immobilisations admissibles (MCIA) pour les années d'imposition commençant après le 30 juin 1988	400	1
Total des montants qui ont réduit le MCIA dans l'année courante ou dans les années précédentes selon le paragraphe 80(7)	401	2
Total des déductions pour MCIA demandées pour les années d'imposition commençant avant le 1 ^{er} juillet 1988	402	3
Soldes négatifs inclus dans le revenu du compte du MCIA pour les années d'imposition commençant avant le 1 ^{er} juillet 1988	408	4
Ligne 3 moins ligne 4 (si négatif, inscrivez « 0 »)	▶	5
Total des lignes 1, 2 et 5		6
Montants compris dans le revenu selon l'alinéa 14(1)b), dans sa version applicable aux années d'imposition se terminant après le 30 juin 1988 et avant le 28 février 2000, dans la mesure où il s'agit d'un montant visé à la ligne 400		7
Montants à la ligne T de l'annexe 10 des années d'imposition précédentes se terminant après le 27 février 2000		8
Total partiel (ligne 7 plus ligne 8)	409	▶ 9
Ligne 6 moins ligne 9 (si négatif, inscrivez « 0 »)		▶ O
Ligne N moins ligne O (si négatif, inscrivez « 0 »)		P
	Ligne 5	x 1 / 2 = Q
Ligne P moins ligne Q (si négatif, inscrivez « 0 »)		R
	Montant R	x 2 / 3 = S
Le montant le moins élevé entre N et O		T
Montant à inclure dans le revenu (montant S plus montant T) (inscrivez ce montant à la ligne 108 de l'annexe 1)	410	



Calcul de l'impôt de l'Ontario pour les sociétés

Nom de la société	Numéro d'entreprise	Fin de l'année d'imposition
Cooperative Hydro Embrun inc.	89147 9412 RC0001	Année Mois Jour 2016-12-31

- Utilisez cette annexe si la société avait un établissement stable (au sens défini à l'article 400 du *Règlement de l'impôt sur le revenu fédéral*) en Ontario à un moment donné de l'année d'imposition et qu'elle a gagné un revenu imposable durant l'année en Ontario.
- Tous les renvois législatifs visent la *Loi de l'impôt sur le revenu fédérale* et le *Règlement de l'impôt sur le revenu fédéral*.
- Cette annexe n'est qu'une feuille de travail. Vous n'avez pas à la joindre à votre *T2 – Déclaration de revenus des sociétés*.

Section 1 – Calcul du taux d'impôt de base de l'Ontario pour l'année

Taux d'impôt de base de l'Ontario pour l'année	11,5 % A
--	----------

Section 2 – Calcul de l'impôt de base sur le revenu de l'Ontario

Revenu imposable gagné en Ontario *	90 263 B
Impôt de base sur le revenu de l'Ontario : montant B multiplié par le taux d'impôt de base de l'Ontario pour l'année (taux A de la section 1)	10 380 C

Si la société a un établissement stable dans plus d'une administration, ou qu'elle demande un crédit d'impôt de l'Ontario en plus de l'impôt de base sur le revenu de l'Ontario, ou qu'elle doit payer l'impôt minimum des sociétés de l'Ontario ou l'impôt supplémentaire spécial des compagnies d'assurance-vie de l'Ontario, inscrivez le montant C à la ligne 270 de l'annexe 5, *Calcul supplémentaire de l'impôt – Sociétés*. Autrement, inscrivez le montant à la ligne 760, de la déclaration T2.

* Si la société a un établissement stable en Ontario seulement, inscrivez le montant de la ligne 360 ou le montant Z, selon le cas, de la déclaration T2. Autrement, inscrivez le revenu imposable attribué à l'Ontario de la colonne F, de la section 1, de l'annexe 5.

Section 3 – Déduction ontarienne accordée aux petites entreprises (DOAPE)

Remplissez cette section si la société a demandé la déduction fédérale accordée aux petites entreprises selon le paragraphe 125(1) ou qu'elle l'aurait demandée si le paragraphe 125(5.1) ne s'appliquait pas dans l'année d'imposition.

Revenu provenant d'une entreprise exploitée activement au Canada (montant de la ligne 400 de la déclaration T2)	90 263	1
Revenu imposable fédéral moins rajustement pour crédit pour impôt étranger (montant de la ligne 405 de la déclaration T2)	90 263	2
Plafond des affaires fédéral avant l'application du paragraphe 125(5.1) (montant de la ligne 410 de la déclaration T2)	500 000	3

Réduction du plafond des affaires en Ontario :

Montant de la ligne 3 500 000 a

Moins :

Montant de la ligne E de la déclaration T2	x	<table border="0"> <tr> <td>Nombre de jours dans l'année d'imposition après le 1^{er} mai 2014</td> <td>366</td> <td>=</td> <td>b</td> </tr> <tr> <td>Nombre de jours dans l'année d'imposition</td> <td>366</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	Nombre de jours dans l'année d'imposition après le 1 ^{er} mai 2014	366	=	b	Nombre de jours dans l'année d'imposition	366		
Nombre de jours dans l'année d'imposition après le 1 ^{er} mai 2014	366	=	b							
Nombre de jours dans l'année d'imposition	366									

Plafond des affaires en Ontario réduit (montant a moins montant b) (si négatif, inscrivez « 0 ») 500 000 c

Plafond des affaires que la SPCC attribue selon le paragraphe 125(3.2) LIR d

Montant c moins montant d 500 000 ► 500 000 4

Inscrivez le moins élevé des montants 1, 2, 3 ou 4 90 263 D

Coefficient de revenu ontarien (CRO) : $\frac{\text{Revenu imposable gagné en Ontario}^*}{\text{Revenu imposable gagné dans toutes les provinces et tous les territoires}^{**}}$ = $\frac{90\,263,00}{90\,263}$ = 1,00000 E

Montant D x CRO (ligne E) 90 263 e

Revenu imposable gagné en Ontario (montant B de la section 2) 90 263 f

Revenu tiré d'une petite entreprise exploitée en Ontario (le moins élevé du montant e et du montant f) 90 263 F

Taux de DOAPE pour l'année 7 % G

Déduction ontarienne accordée aux petites entreprises : montant F multiplié par taux G 6 318 H

Inscrivez le montant H à la ligne 402 de l'annexe 5.

* Inscrivez le montant B de la section 2.

** Cela comprend les zones extracôtières de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve-et-Labrador.

Section 4 – Revenu rajusté tiré d'une petite entreprise exploitée en Ontario

Remplissez cette section si la société était une société privée sous contrôle canadien tout au long de l'année d'imposition et qu'elle demande le crédit d'impôt de l'Ontario pour la fabrication et la transformation ou le crédit d'impôt de l'Ontario pour caisses populaires.

Revenu rajusté tiré d'une petite entreprise exploitée en Ontario (le moins élevé du montant D et du montant d de la section 3) 90 263 I

Inscrivez le montant I à la ligne K dans la section 5 de cette annexe ou à la ligne B dans la section 2 de l'annexe 502, *Crédit d'impôt de l'Ontario pour la fabrication et la transformation*, selon le cas.

Section 5 – Calcul du crédit d'impôt pour caisses populaires

Remplissez cette section et l'annexe 17, *Déductions pour caisses de crédit*, si la société était une caisse populaire tout au long de l'année d'imposition.

Montant D de la section 3 de l'annexe 17 _____ J

Moins :

Revenu rajusté tiré d'une petite entreprise exploitée en Ontario (montant I de la section 4) _____ K

Total partiel (montant J **moins** montant K) (si négatif, inscrivez « 0 ») _____ L

Montant L **multiplié** par taux G de la section 3 _____ M

Coefficient de revenu ontarien (ligne E de la section 3) 1,00000 N

Crédit d'impôt de l'Ontario pour caisses populaires (montant M **multiplié** par CRO de la ligne N) _____ O

Inscrivez le montant O à la ligne 410 de l'annexe 5.

**DÉCLARATION ANNUELLE DES SOCIÉTÉS DE L'ONTARIO SELON
LA LOI SUR LES RENSEIGNEMENTS EXIGÉS DES PERSONNES MORALES**

Raison sociale Cooperative Hydro Embrun inc.	Numéro d'entreprise 89147 9412 RC0001	Fin de l'année d'imposition Année Mois Jour 2016-12-31
---	--	--

- Cette annexe doit être remplie par une personne morale qui est constituée, prorogée ou fusionnée en Ontario au sens de la *Loi sur les sociétés par actions* de l'Ontario ou de la *Loi sur les personnes morales* de l'Ontario, à l'exception des organismes de bienfaisance enregistrés au sens de la *Loi de l'impôt sur le revenu* fédérale. Cette annexe remplie est considérée comme une déclaration annuelle selon la *Loi sur les renseignements exigés des personnes morales* de l'Ontario.
- Remplissez les sections 1 à 4. Remplissez les sections 5 à 7 seulement pour indiquer des changements aux renseignements enregistrés au dossier public du ministère des Services gouvernementaux (MSG) de l'Ontario.
- Cette annexe doit énoncer les renseignements requis sur la société à la date à laquelle cette annexe est fournie.
- Une déclaration annuelle dûment remplie, selon la *Loi sur les renseignements exigés des personnes morales* de l'Ontario, doit être reçue au plus tard six mois après la fin de l'année d'imposition de la société. Le MSG considère la déclaration annuelle comme étant reçue à la date à laquelle elle est présentée à l'Agence du revenu du Canada (ARC) avec la déclaration de revenus des sociétés.
- La société doit s'assurer que les renseignements indiqués au dossier public du MSG sont exacts et à jour. Vous pouvez demander le rapport du profil de la société pour vérifier les renseignements indiqués au dossier public tenu par le MSG. Visitez www.serviceontario.ca pour en savoir plus.
- Cette annexe contient des renseignements non fiscaux recueillis selon la *Loi sur les renseignements exigés des personnes morales* de l'Ontario. Ces renseignements seront transmis au ministère des Services gouvernementaux pour enregistrement au dossier public tenu par le MSG.

Section 1 – Identification

100 Raison sociale (exactement comme elle est indiquée au dossier public du MSG) Cooperative Hydro Embrun inc.			
Jurisdiction constituée, prorogée ou fusionnée selon la date la plus récente Ontario	110 Date de constitution ou de fusion (selon la date la plus récente)	Année Mois Jour 2000-11-01	120 Numéro matricule de la personne morale en Ontario 1416210

Section 2 – Adresse du siège social ou enregistrée (une C.P. n'est pas acceptée comme adresse autonome)

200 Aux soins de (s'il y a lieu)			
210 Numéro civique 821	220 Rue/route rurale/numéro de terrain et de la concession Notre Dame	230 Numéro du local	
240 Autres renseignements sur l'adresse, s'il y a lieu (la ligne 220 doit être remplie en premier)			
250 Municipalité (ville, village, etc.) Embrun	260 Province/État ON	270 Pays CA	280 Code postal/ZIP K0A 1W1

Section 3 – Indicateur de changements

Y a-t-il eu des changements aux renseignements les plus récents fournis au dossier public tenu par le MSG pour la société quant aux noms, domiciles élus, date de nomination et date de cessation, s'il y a lieu, des administrateurs et des cinq dirigeants les plus anciens, adresse postale de la société ou langue de préférence? Vous pouvez demander le rapport du profil de la société pour vérifier les renseignements indiqués au dossier public tenu par le MSG. Pour en savoir plus, visitez www.serviceontario.ca.

300 1 S'il n'y a pas eu de changements, inscrivez **1** dans cette case et remplissez la « Section 4 – Attestation ». S'il y a eu des changements, inscrivez **2** dans cette case et remplissez les sections appropriées de la page suivante et remplissez ensuite la « Section 4 – Attestation ».

Section 4 – Attestation

J'atteste que tous les renseignements fournis dans cette déclaration annuelle selon la *Loi sur les renseignements exigés des personnes morales* sont vrais, exacts et complets.

450 Lamarche **451** Benoit
Nom de famille Prénom

454 _____,
Autre(s) prénom(s)

460 3 Pour la personne indiquée ci-dessus, inscrivez le code qui s'applique : **1** pour administrateur, **2** pour dirigeant ou **3** pour un autre particulier qui est au courant des activités de la personne morale. Si vous êtes un administrateur et un dirigeant, inscrivez **1** ou **2**.

Remarque : Les articles 13 et 14 de la *Loi sur les renseignements exigés des personnes morales* de l'Ontario prévoient des pénalités en cas de déclaration fautive ou trompeuse, ou d'omission.

Remplissez les sections appropriées pour indiquer des changements aux renseignements enregistrés au dossier public du MSG.

Section 5 – Adresse postale

500 <input type="checkbox"/>	Inscrivez l'un des codes suivants dans cette case :	1 – N'indiquez pas d'adresse postale au dossier public du MSG.	
		2 – L'adresse postale de la société est la même que celle enregistrée pour le siège social à la section 2 de cette annexe.	
		3 – L'adresse postale de la société est la suivante (indiquer l'adresse complète) :	
510	Aux soins de (s'il y a lieu)		
520	530	540	
Numéro civique	Rue/route rurale/numéro de terrain et de la concession	Numéro du local	
550	Autres renseignements sur l'adresse, s'il y a lieu (la ligne 530 doit être remplie en premier)		
560	570	580	590
Municipalité (ville, village, etc.)	Province/État	Pays	Code postal/ZIP

Section 6 – Langue de préférence

600 <input type="checkbox"/>	Indiquez votre langue de préférence en inscrivant 2 pour le français ou 1 pour l'anglais. Il s'agit de la langue de préférence enregistrée au dossier public du MSG pour les communications avec la société. Cette information peut être différente de celle de la ligne 990 de la déclaration T2.
-------------------------------------	--

1

Appendix C – PDF of PILs Model

2



Ontario Energy Board

Income Tax/PILs Workform for 2017 Filers

No inputs required on this worksheet.



Income Tax/PILs Workform for 2017 Filers

		Test Year	Bridge Year	
Rate Base	S	\$ 4,704,825	\$ 4,182,547	
Return on Ratebase				
Deemed ShortTerm Debt %	T	\$ 188,193		$W = S * T$
Deemed Long Term Debt %	U	\$ 2,634,702		$X = S * U$
Deemed Equity %	V	\$ 1,881,930		$Y = S * V$
Short Term Interest Rate	Z	\$ 3,312		$AC = W * Z$
Long Term Interest	AA	\$ 76,406		$AD = X * AA$
Return on Equity (Regulatory Income)	AB	\$ 165,233		$AE = Y * AB$ I1
Return on Rate Base		\$ 244,952		$AF = AC + AD + AE$

Questions that must be answered

	Historical Year	Bridge Year	Test Year
1. Does the applicant have any Investment Tax Credits (ITC)?	No	No	No
2. Does the applicant have any SRED Expenditures?	No	No	No
3. Does the applicant have any Capital Gains or Losses for tax purposes?	No	No	No
4. Does the applicant have any Capital Leases?	No	No	No
5. Does the applicant have any Loss Carry-Forwards (non-capital or net capital)?	No	No	No
6. Since 1999, has the applicant acquired another regulated applicant's assets?	No	No	No
7. Did the applicant pay dividends? <i>If Yes, please describe what was the tax treatment in the manager's summary.</i>	No	No	No
8. Did the applicant elect to capitalize interest incurred on CWIP for tax purposes?	No	No	No



Income Tax/PILs Workform for 2017 Filers

Tax Rates

**Federal & Provincial
As of May 16, 2016**

	Effective January 1, 2012	Effective January 1, 2013	Effective January 1, 2014	Effective January 1, 2015	Effective January 1, 2016	Effective January 1, 2017
Federal income tax						
General corporate rate	38.00%	38.00%	38.00%	38.00%	38.00%	38.00%
Federal tax abatement	-10.00%	-10.00%	-10.00%	-10.00%	-10.00%	-10.00%
Adjusted federal rate	28.00%	28.00%	28.00%	28.00%	28.00%	28.00%
Rate reduction	-13.00%	-13.00%	-13.00%	-13.00%	-13.00%	-13.00%
Federal Income Tax	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%
Ontario income tax	11.50%	11.50%	11.50%	11.50%	11.50%	11.50%
Combined federal and Ontario	26.50%	26.50%	26.50%	26.50%	26.50%	26.50%
Federal & Ontario Small Business						
Federal small business threshold	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000
Ontario Small Business Threshold	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000
Federal small business rate	11.00%	11.00%	11.00%	11.00%	10.50%	10.50%
Ontario small business rate	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%

Notes

1. The Ontario Energy Board's proxy for taxable capital is rate base.
2. Regarding the small business deduction, if applicable,
 - a. If taxable capital exceeds \$15 million, the small business rate will not be applicable.
 - b. If taxable capital is below \$10 million, the small business rate would be applicable.
 - c. If taxable capital is between \$10 million and \$15 million, the appropriate small business rate will be calculated.



Income Tax/PILs Workform for 2017 Filers

PILs Tax Provision - Historical Year

Note: Input the actual information from the tax returns for the historical year.

Regulatory Taxable Income
Combined Tax Rate and PILs

Ontario Tax Rate (Maximum 11.5%)
Federal tax rate (Maximum 15%)
Combined tax rate (Maximum 26.5%)

4.50% B
10.50% C

H1

Wires Only

\$ 102,625 A

15.00% D = B+C

Total Income Taxes

Investment Tax Credits
Miscellaneous Tax Credits

Total Tax Credits

\$ 15,394 E = A * D

F

G

\$ - H = F + G

Corporate PILs/Income Tax Provision for Historical Year

\$ 15,394 I = E - H



Income Tax/PILs Workform for 2017 Filers

Adjusted Taxable Income - Historical Year

	T2S1 line #	Total for Legal Entity	Non-Distribution Eliminations	Historic Wires Only
Income before PILs/Taxes	A	139,753		139,753
Additions:				
Interest and penalties on taxes	103			0
Amortization of tangible assets	104	124,120		124,120
Amortization of intangible assets	106			0
Recapture of capital cost allowance from Schedule 8	107			0
Gain on sale of eligible capital property from Schedule 10	108			0
Income or loss for tax purposes- joint ventures or partnerships	109			0
Loss in equity of subsidiaries and affiliates	110			0
Loss on disposal of assets	111	11,858		11,858
Charitable donations	112			0
Taxable Capital Gains	113			0
Political Donations	114			0
Deferred and prepaid expenses	116			0
Scientific research expenditures deducted on financial statements	118			0
Capitalized interest	119			0
Non-deductible club dues and fees	120			0
Non-deductible meals and entertainment expense	121			0
Non-deductible automobile expenses	122			0
Non-deductible life insurance premiums	123			0
Non-deductible company pension plans	124			0
Tax reserves deducted in prior year	125			0
Reserves from financial statements- balance at end of year	126			0
Soft costs on construction and renovation of buildings	127			0
Book loss on joint ventures or partnerships	205			0
Capital items expensed	206			0
Debt issue expense	208			0
Development expenses claimed in current year	212			0
Financing fees deducted in books	216			0
Gain on settlement of debt	220			0
Non-deductible advertising	226			0
Non-deductible interest	227			0
Non-deductible legal and accounting fees	228			0
Recapture of SR&ED expenditures	231			0
Share issue expense	235			0
Write down of capital property	236			0
Amounts received in respect of qualifying environment trust per paragraphs 12(1)(z.1) and 12(1)(z.2)	237			0
Other Additions				
Interest Expensed on Capital Leases	290			0
Realized Income from Deferred Credit Accounts	291			0
Pensions	292			0
Non-deductible penalties	293			0
	294			0
	295			0
ARO Accretion expense				0
Capital Contributions Received (ITA 12(1)(x))				0
Lease Inducements Received (ITA 12(1)(x))				0
Deferred Revenue (ITA 12(1)(a))				0
Prior Year Investment Tax Credits received				0

		0		0
				0
				0
				0
				0
				0
				0
				0
				0
				0
				0
Total Additions		135,978	0	135,978
Deductions:				
Gain on disposal of assets per financial statements	401			0
Dividends not taxable under section 83	402			0
Capital cost allowance from Schedule 8	403	170,556		170,556
Terminal loss from Schedule 8	404			0
Cumulative eligible capital deduction from Schedule 10	405	2,550		2,550
Allowable business investment loss	406			0
Deferred and prepaid expenses	409			0
Scientific research expenses claimed in year	411			0
Tax reserves claimed in current year	413			0
Reserves from financial statements - balance at beginning of year	414			0
Contributions to deferred income plans	416			0
Book income of joint venture or partnership	305			0
Equity in income from subsidiary or affiliates	306			0
<i>Other deductions: (Please explain in detail the nature of the item)</i>				
Interest capitalized for accounting deducted for tax	390			0
Capital Lease Payments	391			0
Non-taxable imputed interest income on deferral and variance accounts	392			0
	393			0
	394			0
ARO Payments - Deductible for Tax when Paid				0
ITA 13(7.4) Election - Capital Contributions Received				0
ITA 13(7.4) Election - Apply Lease Inducement to cost of Leaseholds				0
Deferred Revenue - ITA 20(1)(m) reserve				0
Principal portion of lease payments				0
Lease Inducement Book Amortization credit to income				0
Financing fees for tax ITA 20(1)(e) and (e.1)				0
		0		0
				0
				0
				0
				0
				0
				0
				0
				0
Total Deductions		173,106	0	173,106
Net Income for Tax Purposes		102,625	0	102,625
Charitable donations from Schedule 2	311			0
Taxable dividends deductible under section 112 or 113, from Schedule 3 (item 82)	320			0
Non-capital losses of preceding taxation years from Schedule 4	331			0
Net-capital losses of preceding taxation years from Schedule 4 (Please include explanation and calculation in Manager's summary)	332			0
Limited partnership losses of preceding taxation years from Schedule 4	335			0
				0
				0
TAXABLE INCOME		102,625	0	102,625



Income Tax/PIEs Workform for 2017 Filers

Schedule 7-1 Loss Carry Forward - Historical

Corporation Loss Continuity and Application

	Total	Non-Distribution Portion	Utility Balance
Non-Capital Loss Carry Forward Deduction			
Actual Historical			0

B4

	Total	Non-Distribution Portion	Utility Balance
Net Capital Loss Carry Forward Deduction			
Actual Historical			0

B4



Income Tax/PILs Workform for 2017 Filer

Schedule 10 CEC - Historical Year

Cumulative Eligible Capital 36,424

Additions

Cost of Eligible Capital Property Acquired during Test Year				
Other Adjustments	0			
Subtotal	0	$\times 3/4 =$	0	
Non-taxable portion of a non-arm's length transferor's gain realized on the transfer of an ECP to the Corporation after Friday, December 20, 2002	0	$\times 1/2 =$	0	
			0	0
Amount transferred on amalgamation or wind-up of subsidiary	0			0
Subtotal			36,424	

Deductions

Proceeds of sale (less outlays and expenses not otherwise deductible) from the disposition of all ECP during Test Year				
Other Adjustments	0			
Subtotal	0	$\times 3/4 =$	0	

Cumulative Eligible Capital Balance 36,424

Current Year Deduction 36,424 $\times 7\% =$ 2,550

Cumulative Eligible Capital - Closing Balance 33,874



Income Tax/PILs Workform for 2

Schedule 13 Tax Reserves - Historical

Continuity of Reserves

Description	Historical Balance as per tax returns	Non-Distribution Eliminations	Utility Only
Capital Gains Reserves ss.40(1)			0
Tax Reserves Not Deducted for accounting purposes			
Reserve for doubtful accounts ss. 20(1)(l)			0
Reserve for goods and services not delivered ss. 20(1)(m)			0
Reserve for unpaid amounts ss. 20(1)(n)			0
Debt & Share Issue Expenses ss. 20(1)(e)			0
Other tax reserves			0
			0
			0
			0
			0
Total	0	0	0
Financial Statement Reserves (not deductible for Tax Purposes)			
General Reserve for Inventory Obsolescence (non-specific)			0
General reserve for bad debts			0
Accrued Employee Future Benefits:			0
- Medical and Life Insurance			0
-Short & Long-term Disability			0
-Accumulated Sick Leave			0
- Termination Cost			0
- Other Post-Employment Benefits			0
Provision for Environmental Costs			0
Restructuring Costs			0
Accrued Contingent Litigation Costs			0
Accrued Self-Insurance Costs			0
Other Contingent Liabilities			0
Bonuses Accrued and Not Paid Within 180 Days of Year-End ss. 78(4)			0
Unpaid Amounts to Related Person and Not Paid Within 3 Taxation Years ss. 78(1)			0
Other			0
			0
			0
			0
Total	0	0	0



Income Tax/PILs Workform for 2017 Filers

PILS Tax Provision - Bridge Year

Regulatory Taxable Income

	Tax Rate	Small Business Rate (If Applicable)	Taxes Payable	Effective Tax Rate	
Ontario (Max 11.5%)	11.5%	4.5%	\$ 1,771	4.5%	B
Federal (Max 15%)	15.0%	10.5%	\$ 4,131	10.5%	C
Combined effective tax rate (Max 26.5%)					

Total Income Taxes

Investment Tax Credits
Miscellaneous Tax Credits

Total Tax Credits

Corporate PILs/Income Tax Provision for Bridge Year

Wires Only

Reference **B1** \$ 39,347 **A**

15.00% **D = B + C**

\$ 5,902 **E = A * D**

F

G

\$ - **H = F + G**

\$ 5,902 **I = E - H**

Note:

1. This is for the derivation of Bridge year PILs income tax expense and should not be used for Test year revenue requirement calculations.



Income Tax/PILs Workform for 2017 Filers

Adjusted Taxable Income - Bridge Year

	T2S1 line #	Working Paper Reference	Total for Regulated Utility
Income before PILs/Taxes	A		140,000
Additions:			
Interest and penalties on taxes	103		
Amortization of tangible assets	104		145,817
Amortization of intangible assets	106		
Recapture of capital cost allowance from Schedule 8	107		
Gain on sale of eligible capital property from Schedule 10	108		
Income or loss for tax purposes- joint ventures or partnerships	109		
Loss in equity of subsidiaries and affiliates	110		
Loss on disposal of assets	111		
Charitable donations	112		
Taxable Capital Gains	113		
Political Donations	114		
Deferred and prepaid expenses	116		
Scientific research expenditures deducted on financial statements	118		
Capitalized interest	119		
Non-deductible club dues and fees	120		
Non-deductible meals and entertainment expense	121		
Non-deductible automobile expenses	122		
Non-deductible life insurance premiums	123		
Non-deductible company pension plans	124		
Tax reserves deducted in prior year	125	B13	0
Reserves from financial statements- balance at end of year	126	B13	0
Soft costs on construction and renovation of buildings	127		
Book loss on joint ventures or partnerships	205		
Capital items expensed	206		
Debt issue expense	208		
Development expenses claimed in current year	212		
Financing fees deducted in books	216		
Gain on settlement of debt	220		
Non-deductible advertising	226		
Non-deductible interest	227		
Non-deductible legal and accounting fees	228		
Recapture of SR&ED expenditures	231		
Share issue expense	235		
Write down of capital property	236		
Amounts received in respect of qualifying environment trust per paragraphs 12(1)(z.1) and 12(1)(z.2)	237		



Income Tax/PILs Workform for 2017 Filers

Adjusted Taxable Income - Bridge Year

Other Additions			
Interest Expensed on Capital Leases	290		
Realized Income from Deferred Credit Accounts	291		
Pensions	292		
Non-deductible penalties	293		
	294		
	295		
ARO Accretion expense			
Capital Contributions Received (ITA 12(1)(x))			
Lease Inducements Received (ITA 12(1)(x))			
Deferred Revenue (ITA 12(1)(a))			
Prior Year Investment Tax Credits received			0
Total Additions			145,817
Deductions:			
Gain on disposal of assets per financial statements	401		
Dividends not taxable under section 83	402		
Capital cost allowance from Schedule 8	403	B8	244,099
Terminal loss from Schedule 8	404		
Cumulative eligible capital deduction from Schedule 10	405	B10	2,371
Allowable business investment loss	406		
Deferred and prepaid expenses	409		
Scientific research expenses claimed in year	411		
Tax reserves claimed in current year	413	B13	0
Reserves from financial statements - balance at beginning of year	414	B13	0
Contributions to deferred income plans	416		
Book income of joint venture or partnership	305		
Equity in income from subsidiary or affiliates	306		
<i>Other deductions: (Please explain in detail the nature of the item)</i>			



Income Tax/PILs Workform for 2017 Filers

Adjusted Taxable Income - Bridge Year

Interest capitalized for accounting deducted for tax	390		
Capital Lease Payments	391		
Non-taxable imputed interest income on deferral and variance accounts	392		
	393		0
	394		
ARO Payments - Deductible for Tax when Paid			
ITA 13(7.4) Election - Capital Contributions Received			
ITA 13(7.4) Election - Apply Lease Inducement to cost of Leaseholds			
Deferred Revenue - ITA 20(1)(m) reserve			
Principal portion of lease payments			
Lease Inducement Book Amortization credit to income			
Financing fees for tax ITA 20(1)(e) and (e.1)			
Total Deductions		calculated	246,470
Net Income for Tax Purposes		calculated	39,347
Charitable donations from Schedule 2	311		
Taxable dividends deductible under section 112 or 113, from Schedule 3 (item 82)	320		
Non-capital losses of preceding taxation years from Schedule 4	331	B4	0
Net-capital losses of preceding taxation years from Schedule 4 (Please include explanation and calculation in Manager's summary)	332		
Limited partnership losses of preceding taxation years from Schedule 4	335		
TAXABLE INCOME		calculated	39,347



Income Tax/PILs Workform for 2017 Filers

Corporation Loss Continuity and Application

Schedule 4 Loss Carry Forward - Bridge Year

Non-Capital Loss Carry Forward Deduction		Total
Actual Historical	H4	0
Application of Loss Carry Forward to reduce taxable income in Bridge Year		
Other Adjustments Add (+) Deduct (-)	B1	0
Balance available for use in Test Year	calculated	0
Amount to be used in Bridge Year	B1	0
Balance available for use post Bridge Year	calculated	0

T4

Net Capital Loss Carry Forward Deduction		Total
Actual Historical	H4	0
Application of Loss Carry Forward to reduce taxable income in Bridge Year		
Other Adjustments Add (+) Deduct (-)		
Balance available for use in Test Year	calculated	0
Amount to be used in Bridge Year		
Balance available for use post Bridge Year	calculated	0

T4



Income Tax/PILs Workform for 2017 Filer

Schedule 10 CEC - Bridge Year

Cumulative Eligible Capital		Reference	33,874
		H10	
Additions			
Cost of Eligible Capital Property Acquired during Test Year			
Other Adjustments	0		
Subtotal	0	x 3/4 =	0
Non-taxable portion of a non-arm's length transferor's gain realized on the transfer of an ECP to the Corporation after Friday, December 20, 2002	0	x 1/2 =	0
			0
Amount transferred on amalgamation or wind-up of subsidiary	0		0
	Subtotal		33,874
Deductions			
Proceeds of sale (less outlays and expenses not otherwise deductible) from the disposition of all ECP during Test Year			
Other Adjustments	0		
	Subtotal	x 3/4 =	0
Cumulative Eligible Capital Balance			33,874
Current Year Deduction		33,874 x 7% =	2,371
Cumulative Eligible Capital - Closing Balance			31,503

Income Tax/PILs Workform for 2017 Filers

Schedule 13 Tax Reserves - Bridge Year
Continuity of Reserves

Description	Reference	Historical Utility Only	Eliminate Amounts Not Relevant for Bridge Year	Adjusted Utility Balance	Bridge Year Adjustments		Balance for Bridge Year	Change During the Year	Disallowed Expenses
					Additions	Disposals			
Capital Gains Reserves ss.40(1)	H13	0		0			0	T13	0
Tax Reserves Not Deducted for accounting purposes									
Reserve for doubtful accounts ss. 20(1)(l)	H13	0		0			0	T13	0
Reserve for goods and services not delivered ss. 20(1)(m)	H13	0		0			0	T13	0
Reserve for unpaid amounts ss. 20(1)(n)	H13	0		0			0	T13	0
Debt & Share Issue Expenses ss. 20(1)(e)	H13	0		0			0	T13	0
Other tax reserves	H13	0		0			0	T13	0
		0		0			0		0
		0		0			0		0
Total		0	0	0	B1	0	0	B1	0
Financial Statement Reserves (not deductible for Tax Purposes)									
General Reserve for Inventory Obsolescence (non-specific)	H13	0		0			0	T13	0
General reserve for bad debts	H13	0		0			0	T13	0
Accrued Employee Future Benefits:	H13	0		0			0	T13	0
- Medical and Life Insurance	H13	0		0			0	T13	0
- Short & Long-term Disability	H13	0		0			0	T13	0
- Accumulated Sick Leave	H13	0		0			0	T13	0
- Termination Cost	H13	0		0			0	T13	0
- Other Post-Employment Benefits	H13	0		0			0	T13	0
Provision for Environmental Costs	H13	0		0			0	T13	0
Restructuring Costs	H13	0		0			0	T13	0
Accrued Contingent Litigation Costs	H13	0		0			0	T13	0
Accrued Self-Insurance Costs	H13	0		0			0	T13	0
Other Contingent Liabilities	H13	0		0			0	T13	0
Bonuses Accrued and Not Paid Within 180 Days of Year-End ss. 78(4)	H13	0		0			0	T13	0
Unpaid Amounts to Related Person and Not Paid Within 3 Taxation Years ss. 78(1)	H13	0		0			0	T13	0
Other	H13	0		0			0	T13	0
		0		0			0		0
		0		0			0		0
Total		0	0	0	B1	0	0	B1	0



Income Tax/PILs Workform for 2017 Filers

PILs Tax Provision - Test Year

Regulatory Taxable Income

	Tax Rate	Small Business Rate (If Applicable)	Taxes Payable	Effective Tax Rate	
Ontario (Max 11.5%)	11.5%	4.5%	\$ 1,181	4.5%	B
Federal (Max 15%)	15.0%	10.5%	\$ 2,755	10.5%	C

Combined effective tax rate (Max 26.5%)

Total Income Taxes

Investment Tax Credits
Miscellaneous Tax Credits

Total Tax Credits

Corporate PILs/Income Tax Provision for Test Year

Corporate PILs/Income Tax Provision Gross Up ¹

Income Tax (grossed-up)

Wires Only

I1 \$ 26,239 **A**

15.00% **D = B + C**

\$ 3,936 **E = A * D**

F

G

\$ - **H = F + G**

\$ 3,936 **I = E - H** [S_Su](#)

85.00% **J = 1-D** \$ 695 **K = I/J-I**

\$ 4,630 **L = K + I** [S_Su](#)

Note:

1. This is for the derivation of revenue requirement and should not be used for sufficiency/deficiency calculations.



Income Tax/PILs Workform for 2017 File

Taxable Income - Test Year

		Working Paper Reference	Test Year Taxable Income
Net Income Before Taxes		A.	165,233
	T2 S1 line #		
Additions:			
Interest and penalties on taxes	103		
Amortization of tangible assets 2-4 ADJUSTED ACCOUNTING DATA P489	104		165,121
Amortization of intangible assets 2-4 ADJUSTED ACCOUNTING DATA P490	106		
Recapture of capital cost allowance from Schedule 8	107		
Gain on sale of eligible capital property from Schedule 10	108		
Income or loss for tax purposes- joint ventures or partnerships	109		
Loss in equity of subsidiaries and affiliates	110		
Loss on disposal of assets	111		
Charitable donations	112		
Taxable Capital Gains	113		
Political Donations	114		
Deferred and prepaid expenses	116		
Scientific research expenditures deducted on financial statements	118		
Capitalized interest	119		
Non-deductible club dues and fees	120		
Non-deductible meals and entertainment expense	121		
Non-deductible automobile expenses	122		
Non-deductible life insurance premiums	123		
Non-deductible company pension plans	124		
Tax reserves beginning of year	125	T13	0
Reserves from financial statements- balance at end of year	126	T13	0
Soft costs on construction and renovation of buildings	127		
Book loss on joint ventures or partnerships	205		
Capital items expensed	206		
Debt issue expense	208		
Development expenses claimed in current year	212		
Financing fees deducted in books	216		
Gain on settlement of debt	220		
Non-deductible advertising	226		
Non-deductible interest	227		
Non-deductible legal and accounting fees	228		
Recapture of SR&ED expenditures	231		
Share issue expense	235		
Write down of capital property	236		

Amounts received in respect of qualifying environment trust per paragraphs 12(1)(z.1) and 12(1)(z.2)	237		
<i>Other Additions: (please explain in detail the nature of the item)</i>			
Interest Expensed on Capital Leases	290		
Realized Income from Deferred Credit Accounts	291		
Pensions	292		
Non-deductible penalties	293		
	294		
	295		
	296		
	297		
ARO Accretion expense			
Capital Contributions Received (ITA 12(1)(x))			
Lease Inducements Received (ITA 12(1)(x))			
Deferred Revenue (ITA 12(1)(a))			
Prior Year Investment Tax Credits received			
			0
Total Additions			165,121
Deductions:			
Gain on disposal of assets per financial statements	401		
Dividends not taxable under section 83	402		
Capital cost allowance from Schedule 8	403	T8	301,910
Terminal loss from Schedule 8	404		
Allowable business investment loss	406		
Deferred and prepaid expenses	409		
Scientific research expenses claimed in year	411		
Tax reserves end of year	413	T13	0
Reserves from financial statements - balance at beginning of year	414	T13	0
Contributions to deferred income plans	416		
Book income of joint venture or partnership	305		
Equity in income from subsidiary or affiliates	306		
<i>Other deductions: (Please explain in detail the nature of the item)</i>			
Interest capitalized for accounting deducted for tax	390		
Capital Lease Payments	391		

Non-taxable imputed interest income on deferral and variance accounts	392		
	393		0
	394		
	395		
	396		
	397		
ARO Payments - Deductible for Tax when Paid			
ITA 13(7.4) Election - Capital Contributions Received			
ITA 13(7.4) Election - Apply Lease Inducement to cost of Leaseholds			
Deferred Revenue - ITA 20(1)(m) reserve			
Principal portion of lease payments			
Lease Inducement Book Amortization credit to income			
Financing fees for tax ITA 20(1)(e) and (e.1)			
Total Deductions		calculated	304,116
NET INCOME FOR TAX PURPOSES		calculated	26,239
Charitable donations	311		
Taxable dividends received under section 112 or 113	320		
Non-capital losses of preceding taxation years from Schedule 7-1	331	I4	0
Net-capital losses of preceding taxation years (Please show calculation)	332		
Limited partnership losses of preceding taxation years from Schedule 4	335		
REGULATORY TAXABLE INCOME		calculated	26,239

I0



Income Tax/PILs Workform for 2017 Filers

Schedule 7-1 Loss Carry Forward - Test Year

Corporation Loss Continuity and Application

	Working Paper Reference	Total	Non-Distribution Portion	Utility Balance
Non-Capital Loss Carry Forward Deduction				
Actual/Estimated Bridge Year	B4	0	0	0
Other Adjustments Add (+) Deduct (-)	I1	0	0	0
Balance available for use in Future Years	calculated	0	0	0
Amount to be used in Test Year	I1	0	0	0
Balance available for use post Test Year	calculated	0	0	0

		Total	Non-Distribution Portion	Utility Balance
Net Capital Loss Carry Forward Deduction				
Actual/Estimated Bridge Year	B4	0	0	0
Other Adjustments Add (+) Deduct (-)		0	0	0
Balance available for use in Future Years	calculated	0	0	0
Amount to be used in Test Year		0	0	0
Balance available for use post Test Year	calculated	0	0	0

1/2 Year Rule {1/2 Additions Less Disposals}	Reduced UCC	Rate %	Test Year CCA		UCC End of Test Year
\$ -	\$ 1,136,560	4%	\$ 45,462		\$ 1,091,098
\$ -	\$ -	6%	\$ -		\$ -
\$ -	\$ -	6%	\$ -		\$ -
\$ 600	\$ 15,408	20%	\$ 3,082		\$ 12,926
\$ 750	\$ 2,073	30%	\$ 622		\$ 2,201
\$ -	\$ -	30%	\$ -		\$ -
\$ 1,500	\$ 3,750	100%	\$ 3,750		\$ 1,500
\$ -	\$ -		\$ -		\$ -
\$ -	\$ -		\$ -		\$ -
\$ -	\$ -		\$ -		\$ -
\$ -	\$ -		\$ -		\$ -
\$ -	\$ -		\$ -		\$ -
\$ -	\$ -	8%	\$ -		\$ -
\$ -	\$ -	12%	\$ -		\$ -
\$ -	\$ -	30%	\$ -		\$ -
\$ -	\$ -	50%	\$ -		\$ -
\$ -	\$ 10	45%	\$ 5		\$ 6
\$ -	\$ -	30%	\$ -		\$ -
\$ 72,253	\$ 3,056,033	8%	\$ 244,483		\$ 2,883,803
\$ -	\$ 4,185	55%	\$ 2,302		\$ 1,883
\$ -	\$ -	100%	\$ -		\$ -
\$ -	\$ -	0%	\$ -		\$ -
\$ -	\$ 31,503	7%	\$ 2,205		\$ 29,298
\$ -	\$ -	5%	\$ -		\$ -
\$ -	\$ -	0%	\$ -		\$ -
\$ -	\$ -	0%	\$ -		\$ -
\$ -	\$ -	0%	\$ -		\$ -
\$ -	\$ -	0%	\$ -		\$ -
\$ -	\$ -	0%	\$ -		\$ -
\$ -	\$ -	0%	\$ -		\$ -
\$ -	\$ -	0%	\$ -		\$ -
\$ -	\$ -	0%	\$ -		\$ -
\$ 75,103	\$ 4,249,523		\$ 301,910	I1	\$ 4,022,716

for first reading in the House of Commons. The PILS model reflect the removal of the Eligible Capital

Income Tax/PILs Workform for 2017 Filers

Schedule 13 Tax Reserves - Test Year

Continuity of Reserves

Description	Working Paper Reference	Bridge Year	Eliminate Amounts Not Relevant for Bridge Year	Adjusted Utility Balance	Test Year Adjustments		Balance for Test Year	Change During the Year	Disallowed Expenses
					Additions	Disposals			
Capital Gains Reserves ss.40(1)	B13	0		0			0	0	
Tax Reserves Not Deducted for accounting purposes									
Reserve for doubtful accounts ss. 20(1)(l)	B13	0		0	0	0	0	0	
Reserve for goods and services not delivered ss. 20(1)(m)	B13	0		0			0	0	
Reserve for unpaid amounts ss. 20(1)(n)	B13	0		0			0	0	
Debt & Share Issue Expenses ss. 20(1)(e)	B13	0		0			0	0	
Other tax reserves	B13	0		0			0	0	
		0		0			0	0	
		0		0			0	0	
Total		0	0	0	I1	0	0	I1	0
Financial Statement Reserves (not deductible for Tax Purposes)									
General Reserve for Inventory Obsolescence (non-specific)	B13	0		0			0	0	
General reserve for bad debts	B13	0		0			0	0	
Accrued Employee Future Benefits:	B13	0		0			0	0	
- Medical and Life Insurance	B13	0		0			0	0	
- Short & Long-term Disability	B13	0		0			0	0	
- Accumulated Sick Leave	B13	0		0			0	0	
- Termination Cost	B13	0		0			0	0	
- Other Post-Employment Benefits	B13	0		0			0	0	
Provision for Environmental Costs	B13	0		0			0	0	
Restructuring Costs	B13	0		0			0	0	
Accrued Contingent Litigation Costs	B13	0		0			0	0	
Accrued Self-Insurance Costs	B13	0		0			0	0	
Other Contingent Liabilities	B13	0		0			0	0	
Bonuses Accrued and Not Paid Within 180 Days of Year-End ss. 78(4)	B13	0		0			0	0	
Unpaid Amounts to Related Person and Not Paid Within 3 Taxation Years ss. 78(1)	B13	0		0			0	0	
Other	B13	0		0			0	0	
		0		0			0	0	
		0		0			0	0	
Total		0	0	0	I1	0	0	I1	0