

Performance – Résultats et perspectives

Table des matières

1 Performance interne5

2 Performance comparative9

2.1 Indice composite de l' Association Canadienne de l'Électricité9

2.2 Balisage10

 2.2.1 Balisage de First Quartile Consulting11

 2.2.2 Balisage de l'Association Canadienne de l'Électricité (ACÉ)14

3 Mesures d'efficacité et innovation technologique17

3.1 Améliorations dans la réalisation des projets17

3.2 Innovation technologique.....19

4 Suivis des décisions D-2019-047 et D-2019-060.....20

4.1 Indicateur Impact-IFD20

4.2 Réseau de transport22

 4.2.1 Sollicitation du réseau de transport22

 4.2.2 Prédiction des marges disponibles du réseau de transport24

4.3 Ressources dédiées à la maintenance préventive et corrective.....25

4.4 IF par type d'emplacement.....26

4.5 Taux de risque en maintenance par famille d'équipements28

4.6 Indicateur des interruptions et indisponibilités de service aux interconnexions30

Annexe 1 Participants au balisage (PA Consulting et First Quartile Consulting).....31

Liste des tableaux

Tableau 1 Indicateurs de performance.....7

Tableau 2 Balisage de PA Consulting / First Consulting – Résultats 2016 et 2017 des indicateurs de coûts.....12

Tableau 3 Balisage de l'ACÉ – Résultats 2016 et 2017 des indicateurs de coûts14

Tableau 4 Critères et poids pour le calcul de l'Impact-IFD.....21

Tableau 5 Simulation de l'Impact-IFD – 2013 à 201821

Tableau 6 Données de base soutenant la sollicitation du réseau de transport pour l'année 2018.....23

Tableau 7 Ressources dédiées à la maintenance préventive et corrective mesurées25

Tableau 8 Ressources dédiées à la maintenance préventive et corrective projetées26

Tableau 9 Calendrier de travail30

Liste des figures

Figure 1 Indicateur composite.....10

Figure 2 FQC – Dépenses totales par la valeur de l'actif – Contribution des lignes et postes12

Figure 3 FQC – Dépenses totales par mille de circuit – Contribution des lignes13

Figure 4 FQC – Dépenses totales par la valeur de l'actif – Contribution des postes13

Figure 5 FQC – Dépenses totales par MVA (transformateur installé) – Contribution des postes14

Figure 6 ACÉ – Coût d'exploitation, de maintenance et d'administration plus les coûts des investissements en pérennité par la valeur des immobilisations corporelles et des actifs incorporels.....15

Figure 7	ACÉ – Coût total (k\$) par la capacité à la pointe (MW).....	15
Figure 8	ACÉ – T-SAIDI (minutes par point de livraison).....	16
Figure 9	ACÉ – T-SAIFI-SI (interruption > 1 minute).....	16
Figure 10	ACÉ – T-SAIFI-MI (interruption durée 1 minute et moins)	17
Figure 11	Sollicitation du réseau de transport pour l'année réelle 2018	22
Figure 12	Indisponibilités forcées par type d'emplacement d'exploitation.....	27
Figure 13	Indisponibilités forcées par type d'emplacement d'exploitation.....	28
Figure 14	Proportion relative de chaque famille dans le taux de risque total en maintenance.....	29
Figure 15	Taux de risque en maintenance de chaque famille.....	29

1 Dans la présente pièce, le Transporteur présente sa performance évaluée sous divers
2 angles, soit sa performance interne avec ses indicateurs (section 1) et les résultats des
3 balisages externes (section 2). Il présente également les mesures et pistes d'efficiencia et
4 innovation technologique (section 3), de même que les suivis exigés par la Régie dans ses
5 décisions D-2019-047 et D-2019-060 (section 4) en lien avec sa performance.

1 Performance interne

6 Le Transporteur présente les résultats des indicateurs de performance.

Indicateurs de l'état des actifs

8 Les indicateurs de l'état des actifs (les indisponibilités forcées (« IF »)¹, le nombre
9 d'occurrences des indisponibilités forcées dues aux défaillances (« IFD »)², la tendance de
10 maintenance préventive et corrective³, le taux de risque mesuré en maintenance
11 conditionnelle) donnent au Transporteur une perspective des défis majeurs auxquels il doit
12 faire face pour maintenir sa performance malgré un parc d'équipements de plus en plus
13 âgé.

14 En 2018, leur mauvaise performance confirme les préoccupations du Transporteur
15 concernant les enjeux potentiels associés au vieillissement des actifs. En effet, la tendance
16 des heures associées à la maintenance préventive comparée à celle des heures associée à
17 la maintenance corrective, le taux de risque mesuré en maintenance conditionnelle et les
18 IFD occurrence sont à la hausse et demeurent largement au-dessus des valeurs
19 historiques. Ainsi, malgré les efforts du Transporteur et les ressources actuelles, ce dernier
20 n'a pas été en mesure de réaliser 100 % de sa stratégie de maintenance adaptée, tout
21 comme en 2017, augmentant ainsi l'accumulation du retard en maintenance qui est passé à
22 plus de 15 % en 2018.

23 Le Transporteur rappelle que le fait de cumuler un retard entraîne un effet d'enchaînement
24 (ou de spirale) dans lequel les heures prévues pour faire de la maintenance préventive
25 seront déviées vers des heures en maintenance corrective ou vers un remplacement en
26 urgence (bris majeur). Le Transporteur rappelle que la maintenance corrective ou le
27 remplacement en urgence (bris majeur) sont beaucoup plus coûteux et par conséquent,
28 moins d'équipement seront visités. Il rappelle également que la maintenance corrective et

1 Résultat présenté dans le tableau 1.

2 Résultat présenté dans le tableau 1.

3 Résultat présenté dans le tableau 7.

29 les bris majeurs entraînent des indisponibilités forcées d'appareils, ce qui entraîne des effets
30 perturbateurs, comme par exemple bousculer la planification des travaux et entraîner des
31 pertes de temps en maintenance préventive.

32 ***Indicateurs de la fiabilité du service***

33 Le Transporteur tient à préciser que les indicateurs de fiabilité ne reflètent pas l'état actuel
34 du réseau puisqu'ils ne sont pas toujours affectés en raison de la redondance des
35 équipements et de la portée limitée de ce qu'ils mesurent. En effet, ces indicateurs
36 mesurent seulement que l'impact chez le client et non la qualité du service rendu (qualité de
37 l'onde), la disponibilité pour le transit point à point, la disponibilité des points de livraison aux
38 centrales de production ou le contrôle de la fréquence.

39 En 2018, les résultats des indicateurs associés à la fiabilité du service rendu sont
40 comparables à ceux des dernières années. Cependant, dans un contexte de réseau
41 vieillissant, le Transporteur fera face à une croissance des besoins de remplacement d'actifs
42 et de maintenance adaptée au cours des prochaines années. Ainsi, avec des ressources
43 financières stables et des retraits d'équipements de plus en plus difficiles à obtenir dans un
44 réseau sollicité, il sera difficile pour le Transporteur de maintenir une telle performance.

45 Enfin, dans un tel contexte, les défis sont de taille et le Transporteur observera de très près
46 l'évolution des différents indicateurs mis en place afin de monitorer l'état de son réseau. Il
47 demeure prudent mais reste inquiet sur les résultats à venir.

48 Le tableau suivant présente les résultats des indicateurs de performance de 2013 à 2018
49 reconnus à ce jour par la Régie.

Tableau 1
Indicateurs de performance

	Unités de mesure	Résultats						
		2013	2014	2015	2016	2017	Moy. 5 ans	2018
1 Satisfaction de la clientèle								
2 ▪ Satisfaction du client Hydro-Québec Distribution	Indice 1 à 10	-	-	-	7,7	8,1	7,9	8,8
3 ▪ Partenariat qualité avec le Distributeur	Indice 1 à 10	8,1	8,4	9,0	-	-	-	-
4 ▪ Satisfaction des clients de point à point	Indice 1 à 10	8,8	9,0	8,8	8,8	8,9	8,9	8,9
5 Fiabilité du service								
6 ▪ Nombre de pannes et interruptions planifiées	Nombre	1 148	899	916	781	849	919	892
7 ▪ Durée moyenne des pannes et interruptions planifiées	Minutes	126	71	67	91	76	86	73
8 ▪ Indicateurs de gravités G1 et G2	Nombre	81	60	82	86	77	77,2	81
9 ▪ IC-Transport (brut)	Heure/client	0,70	0,38	0,31	0,57	0,74	0,54	0,44
10 ♦ IC-Opérationnel (brut)	Heure/client	0,28	0,13	0,18	0,23	0,33	0,23	0,18
11 □ Défaillances d'équipement (brut)	Heure/client	0,15	0,10	0,08	0,12	0,12	0,11	0,11
12 □ Incidents (brut)	Heure/client	0,06	0,01	0,05	0,04	0,16	0,06	0,02
13 □ Travaux programmés (brut)	Heure/client	0,07	0,02	0,04	0,06	0,05	0,05	0,06
14 ♦ IC-Autres (brut)	Heure/client	0,42	0,25	0,12	0,34	0,41	0,31	0,25
15 □ Facteurs climatiques (brut)	Heure/client	0,14	0,10	0,03	0,05	0,08	0,08	0,06
16 □ Faune, environnement et méfaits (brut)	Heure/client	0,23	0,10	0,07	0,12	0,29	0,16	0,11
17 □ Autres (brut)	Heure/client	0,05	0,05	0,03	0,17	0,04	0,07	0,09
18 ▪ IC-Transport (normalisé)	Heure/client	0,70	0,38	0,31	0,57	0,74	0,54	0,44
19 ♦ IC-Opérationnel (normalisé)	Heure/client	0,28	0,13	0,18	0,23	0,33	0,23	0,18
20 □ Défaillances d'équipement (normalisé)	Heure/client	0,15	0,10	0,08	0,12	0,12	0,11	0,11
21 □ Incidents (normalisé)	Heure/client	0,06	0,01	0,05	0,04	0,16	0,06	0,02
22 □ Travaux programmés (normalisé)	Heure/client	0,07	0,02	0,04	0,06	0,05	0,05	0,06
23 ♦ IC-Autres (normalisé)	Heure/client	0,42	0,25	0,12	0,34	0,41	0,31	0,25
24 □ Facteurs climatiques (normalisé)	Heure/client	0,14	0,10	0,03	0,05	0,08	0,08	0,06
25 □ Faune, environnement et méfaits (normalisé)	Heure/client	0,23	0,10	0,07	0,12	0,08	0,16	0,11
26 □ Autres (normalisé)	Heure/client	0,05	0,05	0,03	0,17	0,04	0,07	0,09
27 ▪ Durée moyenne des interruptions par point de livraison (T-SAIDI)	Minutes	176	73	72	83	74	96	75
28 ▪ Fréquence moyenne des interruptions par point de livraison (T-SAIFI-SI)	Nombre	1,07	0,75	0,73	0,67	0,65	0,77	0,74
29 État des actifs								
30 ▪ Indicateur d'indisponibilités forcées	Nombre	4 905	4 848	5 556	5 879	6 169	5 471	5 827
31 ▪ Indicateur d'indisponibilités forcées dues aux défaillances	Nombre	1 680	1 646	1 773	1 751	1 895	1 749	1 963
32 Optimisation de l'exploitation								
33 ▪ CPS1	%	162,0	160,0	161,0	161,0	162,0	161,2	164,0
34 ▪ CPS2	%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
35 Responsabilité sociale								
36 ▪ Fréquence des accidents de travail (AMPT)	Nb/200 000 hrs travaillées	2,83	2,43	2,42	3,41	2,66	-	-
37 ▪ Fréquence des accidents de travail (ATPT)	Nb/200 000 hrs travaillées	-	-	-	2,78	2,55	2,67	3,11
38 Indicateurs environnementaux								
39 <u>Maîtrise intégrée de la végétation dans les emprises de lignes</u>								
40 ▪ Superficie totale des emprises à entretenir	Hectares	170 246	170 237	172 709	172 961	176 745	172 580	179 144
41 ▪ Superficie traitée mécaniquement	Hectares	11 619	20 312	11 011	12 010	17 294	14 449	13 977
42 ▪ Superficie traitée sélectivement à l'aide de phytocides	Hectares	86	82	705	255	864	398	798
43 ▪ Superficie traitée mécaniquement et sélectivement à l'aide de phytocides	Hectares	11 705	20 394	11 716	12 265	18 158	14 848	14 775
44 <u>Gestion des matières résiduelles (MR) et des huiles isolantes minérales (HIM)</u>								
45 ▪ Taux de réutilisation des huiles isolantes minérales (HIM)	%	81,2	92,2	93,3	87,9	97,5	90,4	96,2
46 <u>Gestion des déversements accidentels dans l'environnement</u>								
47 ▪ Rejets accidentels	Nombre	35	39	30	46	62	42	57
48 ♦ Rejets accidentels de moins de 4 000 litres	Nombre	35	36	29	45	61	41	54
49 ♦ Rejets accidentels de plus de 4 000 litres	Nombre	0	3	1	1	1	1	3
50 ▪ Taux de récupération des rejets	%	79	92	56	98	94	84	92

50 ***Principaux écarts :***

51 A et B : L'amélioration de l'indice de continuité (« IC ») – Transport de 0,06 (12 %)
52 par rapport à la moyenne des cinq dernières années et de 0,09 (17 %) par
53 rapport à 2017 (si on considère les résultats normalisés) s'explique par la
54 diminution des impacts des incidents d'exploitation.

55 C : Le Transporteur tient à rappeler qu'en raison des fluctuations normales des
56 résultats annuels, l'interprétation des résultats pour les IF doit être basée sur
57 un horizon cinq ans. Le résultat de 2018 est plus élevé que la moyenne des
58 cinq dernières années et donc toujours jugé insoutenable. On note une
59 certaine stabilisation pour la plupart des familles d'équipements à l'exception
60 des sectionneurs qui sont toujours en forte hausse.

61 D : Le nombre d'occurrences des indisponibilités forcées dues aux défaillances
62 (« IFD ») a continué d'augmenter en 2018 et est également jugé
63 insoutenable. Cette augmentation s'explique par l'augmentation des IFD des
64 sectionneurs.

65 E : La détérioration de l'indicateur de la fréquence des accidents de travail
66 s'explique notamment par une augmentation du nombre de chutes, qui
67 s'explique en partie par les conditions climatiques et le verglas. Le
68 Transporteur tient à rappeler que la santé et sécurité de ses employés est au
69 cœur de ses préoccupations et que les efforts requis sont déployés pour s'en
70 assurer.

71 F : L'augmentation du nombre de rejets accidentels de moins de 4 000 litres à
72 compter de 2017 s'explique principalement par une campagne de grande
73 sensibilisation qui a été faite, à l'interne, sur l'importance de déclarer
74 l'ensemble des rejets. Néanmoins, une légère baisse en 2018
75 comparativement au résultat de 2017 est constatée.

76 G et H : Les trois rejets accidentels de plus de 4 000 litres survenus en 2018
77 s'expliquent par deux bris majeurs d'équipements ainsi que par le bris d'une
78 ligne souterraine par un entrepreneur travaillant pour le compte de la ville de
79 Montréal. Toutefois, le taux de récupération a été supérieur à la moyenne
80 des cinq années précédentes, atteignant 92 %.

2 Performance comparative

2.1 Indice composite de l' Association Canadienne de l'Électricité

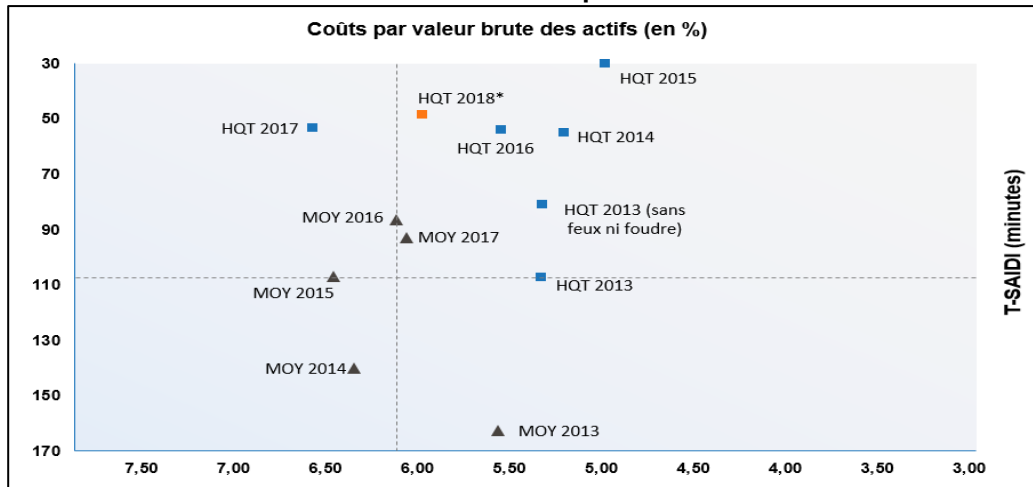
1 Le Transporteur alimente sa démarche d'efficience par des échanges avec d'autres
2 entreprises d'électricité, dans le cadre notamment de sa participation aux travaux du Best
3 Practice Working Group (« BPWG ») mis en place par l'Association Canadienne de
4 l'Électricité (« ACÉ »). Ce groupe de travail a identifié des indicateurs pouvant démontrer
5 l'excellence des entreprises de services publics d'électricité et des pratiques gagnantes de
6 gestion dans ce domaine.

7 La figure suivante présente, pour chacune des années 2013 à 2018, les résultats de cet
8 indicateur, soit un indicateur global combinant les résultats de deux autres indicateurs de
9 l'ACÉ, qui sont plus amplement documentés à la section suivante, soit :

- 10 • l'indicateur (%) relatif aux coûts d'exploitation, de maintenance, d'administration
11 plus les coûts des investissements en pérennité⁴ (mises en service) par la valeur
12 des immobilisations corporelles et des actifs incorporels ;
- 13 • l'indicateur T-SAIDI de l'ACÉ relatif à la fiabilité de service mesurée par la durée
14 moyenne d'interruption de service (minutes) liée au réseau de transport, calculé ici
15 exclusivement avec les données du panel de participants du BPWG.

⁴ Les entreprises canadiennes de services publics d'électricité faisant généralement face à l'obligation d'investir pour pallier le vieillissement de leur parc d'actifs, la comparaison entre elles est ainsi plus valable que celle qui serait établie en ajoutant les investissements « générant des revenus », ces derniers pouvant varier considérablement d'une entreprise à l'autre.

Figure 1
Indicateur composite



* La collecte des données par le BPWG étant en cours, le Transporteur ne peut présenter le résultat de l'indicateur pour la moyenne des participants pour l'année historique 2018.

1 L'aire du graphique de la figure 1 représente la dispersion des résultats individuels des
 2 membres. Les meilleures performances apparaissent au quadrant délimité par les médianes
 3 des résultats des deux indicateurs, situé en haut à la droite de la figure, soit la zone des
 4 coûts les moins élevés par rapport à la valeur des actifs et de la plus petite durée
 5 d'interruption de service par point de livraison. Il appert donc que le Transporteur est plus
 6 performant sur l'horizon visé, ses résultats étant meilleurs que la moyenne des résultats des
 7 entreprises participantes.

8 Les résultats du Transporteur par rapport à sa propre performance démontre que la fiabilité
 9 du réseau de transport s'est maintenue sensiblement au même niveau pour les années
 10 2016 et 2017, en plus de se maintenir au-dessus des comparables.

11 L'année 2017 a été marquée par un niveau de mises en service important, d'où l'effet sur la
 12 portion coûts de l'indicateur. En 2018, un niveau des mises en service inférieur à 2017
 13 ramène l'indicateur dans le quadrant faisant état des meilleures performances.

2.2 Balisage

14 Le Transporteur présente les résultats de balisage de la firme First Quartile Consulting et les
 15 indicateurs de coûts et de fiabilité du balisage de l'ACÉ.

16 Une hausse des indicateurs de coûts de 2017 par rapport à l'historique 2013 à 2016
 17 s'observe tant du côté du balisage de l'ACÉ que de celui de First Quartile Consulting et
 18 s'explique par l'importance des mises en service réalisées en 2017.

1 Les indicateurs relatifs aux lignes de transport sont particulièrement affectés. Soulignons à
2 cet effet la mise en service des lignes des centrales Romaine 3 et Romaine 4 en 2017,
3 associée à des besoins de croissance.

4 Au niveau des indicateurs de fiabilité, le Transporteur les maintient au niveau des dernières
5 années et réussit globalement à maintenir une performance au-dessus du groupe de
6 comparaison.

7 Les résultats des deux balisages sont présentés dans les sections suivantes.

2.2.1 Balisage de First Quartile Consulting

8 Le Transporteur participe à un exercice de balisage axé sur le marché du transport et de la
9 distribution de l'électricité (T&D) depuis 2006. Dans cet exercice, le Transporteur contribue
10 aux collectes des données le concernant, soit celles portant sur les lignes de transport, les
11 postes de transport et les postes satellites, ces derniers étant généralement désignés
12 comme des « postes de distribution » par les organismes de balisage. Les activités liées
13 aux postes élévateurs de tension et au contrôle des mouvements d'énergie sont, quant à
14 elles, exclues de ce balisage.

15 Les participants à ce balisage diffèrent d'une année à l'autre⁵ puisque l'adhésion à un
16 organisme de balisage se fait sur une base volontaire. Cette participation de même que le
17 changement d'organisme en 2017⁶ pour l'exercice de balisage expliquent en partie la
18 variation des résultats de la moyenne des participants à travers les années.

19 Le tableau suivant présente les résultats 2016 et 2017 du Transporteur pour les indicateurs
20 de coûts relatifs aux lignes et aux postes.

⁵ Voir la liste des participants aux balisages réalisés de 2013 à 2017 à l'annexe 1.

⁶ R-4058-2018, B-0010, [HQT-3, Document 3, p. 6.](#)

Tableau 2
Balilage de PA Consulting / First Consulting –
Résultats 2016 et 2017 des indicateurs de coûts

	Données 2016 (rapport août 2017)				Données 2017 (rapport août 2018)			
	En US\$				En US\$			
	0,755\$ US pour 1 \$ CAN				0,741\$ US pour 1 \$ CAN			
	Position HQT	Valeur HQT	Moyenne	Valeur 1er quartile	Position HQT	Valeur HQT	Moyenne	Valeur 1er quartile
Lignes de transport								
Dépenses totales								
Par valeur de l'actif lignes	Q1	1,54%	10,80%	7,00%	Q2	7,00%	9,50%	5,90%
Par mille de circuit	Q1	5 839 \$	63 511 \$	14 486 \$	Q2	24 633 \$	53 818 \$	14 565 \$
Postes: postes stratégiques, sources et satellites								
Dépenses totales								
Par valeur de l'actif postes	Q2	8,27%	9,02%	6,04%	Q4	8,28%	6,66%	4,11%
Par MVA (transfo. installés)	Q3	4 227 \$	3 395 \$	2 900 \$	Q3	4 287 \$	4 375 \$	2 105 \$

2.2.1.1 Lignes de transport

- 1 Les figures suivantes illustrent l'évolution des indicateurs de coûts des lignes de transport,
- 2 par rapport au groupe de référence, pour la période de cinq ans couvrant les années 2013 à
- 3 2017.

Figure 2
FQC – Dépenses totales par la valeur de l'actif –
Contribution des lignes et postes

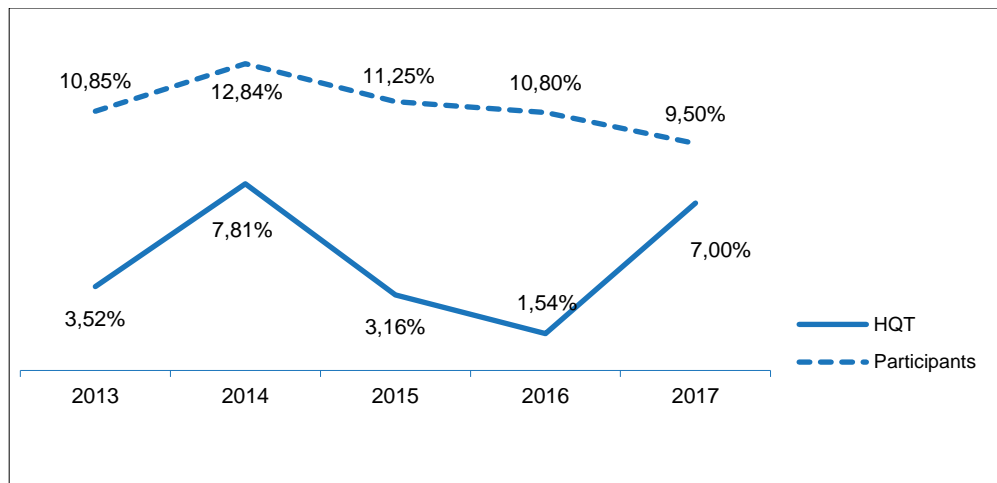
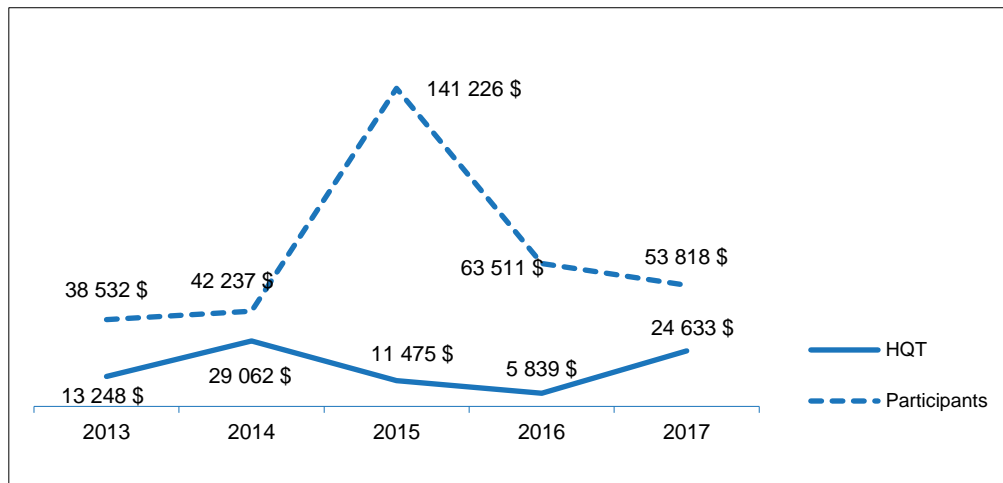


Figure 3
FQC – Dépenses totales par mille de circuit –
Contribution des lignes



2.2.1.2 Postes

- 1 Les figures suivantes illustrent l'évolution des indicateurs de coûts des postes, par rapport
- 2 au groupe de référence, pour la période de cinq ans couvrant les années 2013 à 2017.

Figure 4
FQC – Dépenses totales par la valeur de l'actif –
Contribution des postes

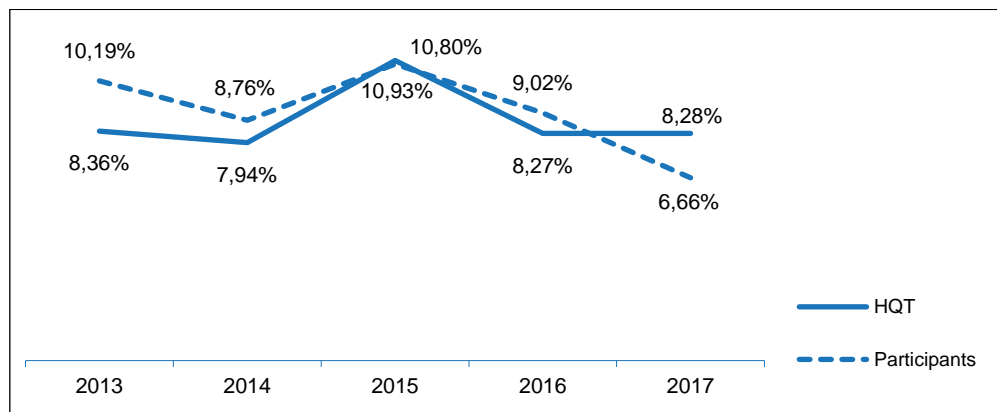
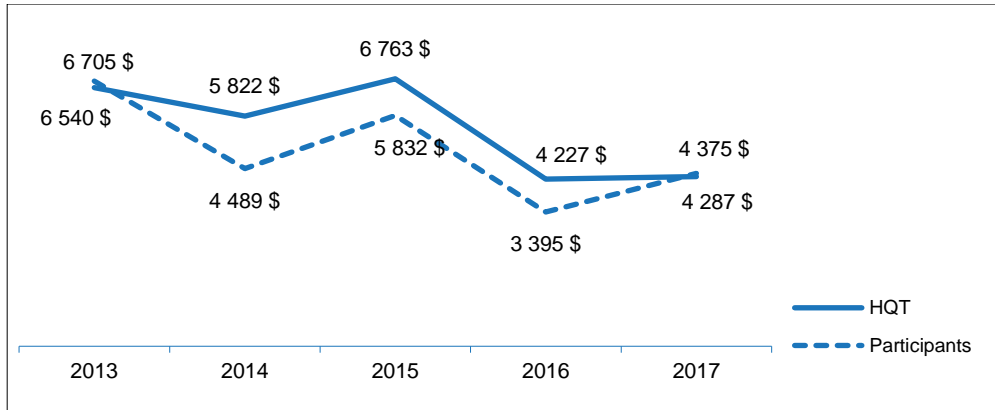


Figure 5
FQC – Dépenses totales par MVA (transformateur installé) –
Contribution des postes



2.2.2 Balisage de l'Association Canadienne de l'Électricité (ACÉ)

- 1 En 2017, en plus du partage d'informations sur les meilleures pratiques des divers
- 2 participants et du marché, les travaux du groupe de travail BPWG (« Best Practice Working
- 3 Group ») de l'ACÉ comprennent une portion balisage.
- 4 Dans les tableaux et figures qui suivent, le Transporteur présente les indicateurs de coûts et
- 5 de fiabilité du balisage de l'ACÉ.

Tableau 3
Balisage de l'ACÉ –
Résultats 2016 et 2017 des indicateurs de coûts

Indicateurs de coûts	ACÉ			
	2016		2017	
	Valeur HQT	Moyenne pondérée	Valeur HQT	Moyenne pondérée
Coût total d'exploitation, de maintenance et d'administration + Coûts des investissements en pérennité divisé par Valeur des immobilisations corporelles et des actifs incorporels	5,6%	5,6%	6,6%	6,2%
Coût total (000\$) divisé par Capacité à la pointe (MW)	79,27	77,38	72,32	77,64

2.2.2.1 Indicateurs de coûts

- 1 Les figures suivantes illustrent les résultats obtenus pour les indicateurs de coûts.

Figure 6
ACÉ – Coût d'exploitation, de maintenance et d'administration plus les coûts des investissements en pérennité par la valeur des immobilisations corporelles et des actifs incorporels

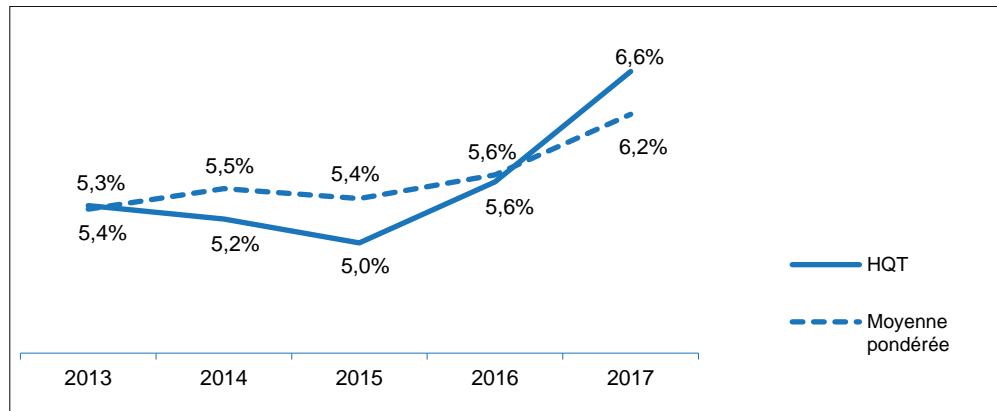
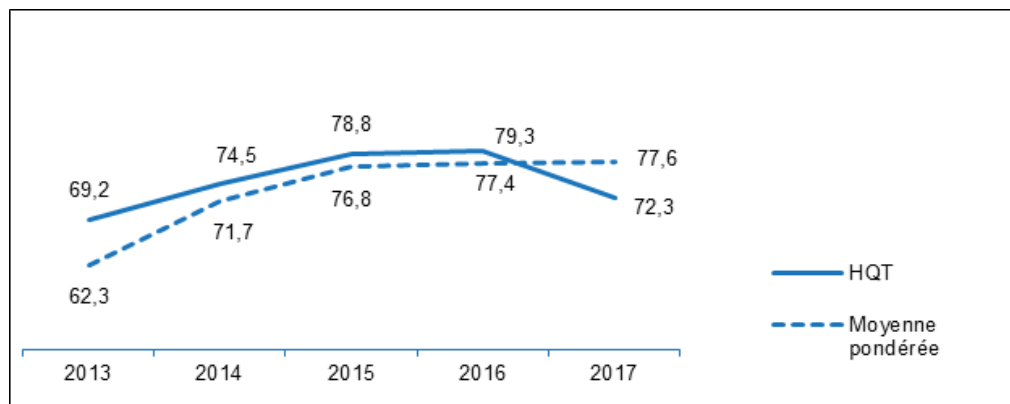


Figure 7
ACÉ – Coût total (k\$) par la capacité à la pointe (MW)



2.2.2.2 Indicateurs de fiabilité

- 2 Les indicateurs de fiabilité en transport de l'ACÉ ont pour numérateur les minutes d'interruption et pour dénominateur le nombre de points de livraison.
- 3

- 1 Le T-SAIDI considère les interruptions de service de plus d'une minute. Cet indice est
- 2 obtenu en divisant la durée totale d'interruption non programmée sur le réseau du
- 3 Transporteur par le nombre total de points de livraison.

- 4 Le T-SAIFI a trait à la fréquence des interruptions de service. Cet indice est obtenu en
- 5 divisant le nombre total d'interruptions non programmées par le nombre total de points de
- 6 livraison. Le T-SAIFI-SI (interruption soutenue) tient compte de la fréquence de tous les
- 7 événements de plus d'une minute tandis que le T-SAIFI-MI (interruption momentanée) tient
- 8 compte des événements de moins d'une minute.

Figure 8
ACÉ – T-SAIDI (minutes par point de livraison)

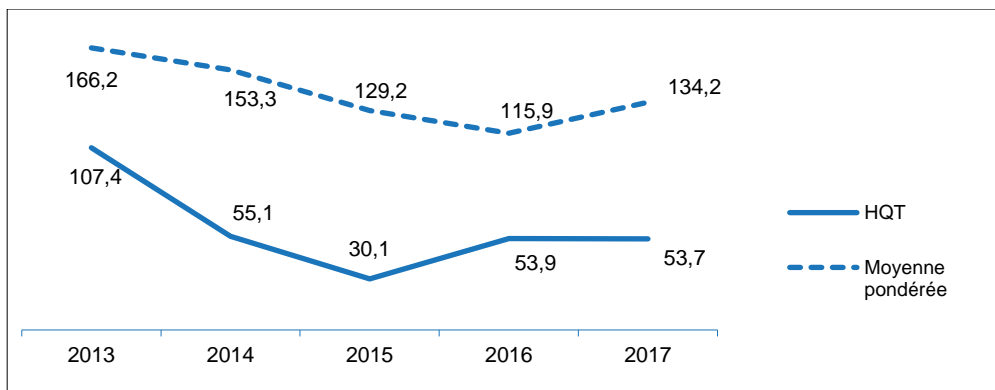


Figure 9
ACÉ – T-SAIFI-SI (interruption > 1 minute)

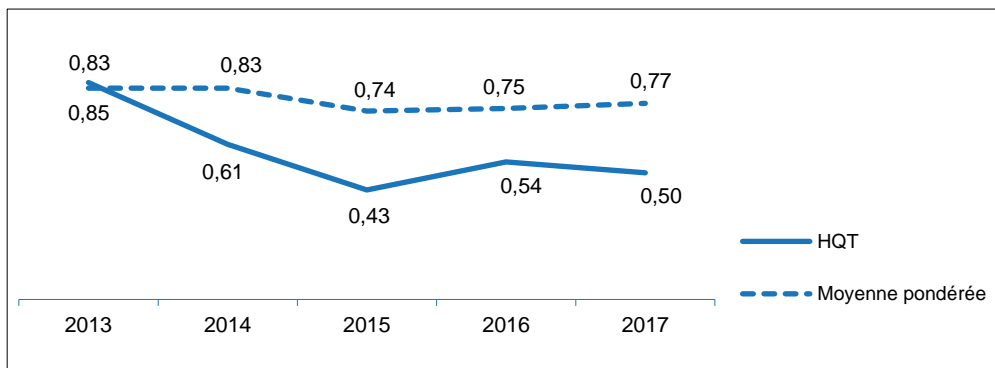
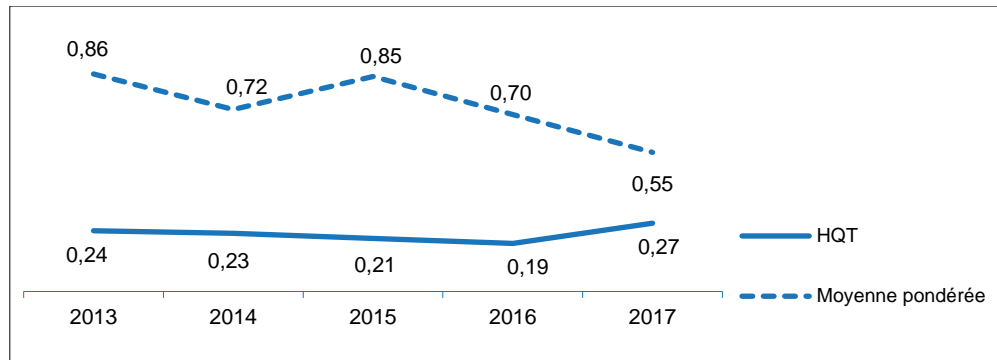


Figure 10
ACÉ – T-SAIFI-MI (interruption durée 1 minute et moins)



3 Mesures d'efficience et innovation technologique

1 En 2018, le Transporteur a poursuivi ses efforts en vue d'accroître son efficience. Ainsi,
 2 plusieurs initiatives ont été complétées ou débutées afin d'améliorer ses performances dans
 3 la réalisation de projets. De plus, le Transporteur poursuit ses efforts en matière d'innovation
 4 technologique contribuant notamment au maintien de la fiabilité du réseau, à l'amélioration
 5 de la performance des équipements, aux économies d'investissement et à l'optimisation des
 6 coûts d'exploitation. Ces efforts se poursuivent en 2019 et pour l'année 2020.

3.1 Améliorations dans la réalisation des projets

7 Le Transporteur continue d'améliorer la réalisation des projets pour en réduire les coûts et
 8 les délais. Par exemple :

- 9 • Remplacement des disjoncteurs de modèle PK :

10 Des économies totales de l'ordre de 243 M \$ ont été réalisées avec la mise en
 11 service du dernier projet en 2018.

- 12 • Amélioration des projets de construction des lignes 120 kV :

13 En complément à l'optimisation de la conception des pylônes et des dérogations
 14 pour réduire la largeur des emprises, un contrat-cadre permet d'optimiser les
 15 appels d'offres émis pour la réalisation des travaux, permettant ainsi de réduire les
 16 coûts des projets. Cette initiative se poursuit en 2019.

- 17 • Remplacement des disjoncteurs-réenclencheurs :

18 Une gestion à la pièce, projet par projet, est réalisée étant donné les nombreuses
 19 particularités de chaque projet. Des pistes d'optimisation ont été développées et

1 intégrées dans les 17 projets en cours dont les mises en service sont échelonnées
2 sur les années 2019 et 2020.

- 3 • Remplacement des systèmes de commande et de protection des plates-formes de
4 compensation série :

5 La prolongation de la durée de vie utile des plates-formes de compensation série,
6 la réutilisation de pièces de rechange sur des systèmes similaires et
7 l'approvisionnement favorisant l'interopérabilité entre fournisseurs ont permis de
8 faire passer les économies de 8 M \$ en 2017 à 16 M \$ en 2018. Cette initiative
9 s'est terminée en 2018.

- 10 • Remplacements d'isolateurs 735 kV et 315 kV :

11 Un meilleur ordonnancement des remplacements d'isolateurs de lignes à 735 kV et
12 315 kV a permis de faire passer les économies de 26 M \$ en 2017 puis 29 M \$ en
13 2018.

- 14 • Programme des bâtiments de commande :

15 La standardisation de solutions architecturales modulaires et préfabriquées n'a pas
16 générée les économies anticipées sur les premiers bâtiments de commande surtout
17 à cause d'un marché en surchauffe et d'un nombre de répétitions insuffisant pour
18 générer une économie d'échelle. Toutefois, ce portefeuille standardisé de solutions
19 demeure un outil avantageux mais ne requière plus désormais une gestion de
20 programme centralisée.

- 21 • Remplacement d'unités de mesure reliées au Plan opérationnel consolidé
22 (« POC ») :

23 L'initiative a pris fin en 2018. Le regroupement des services professionnels, de
24 l'approvisionnement et des contrats d'entrepreneurs a permis de générer des
25 économies de l'ordre de 10 M \$. Le retour d'expérience du programme a permis la
26 mise en place d'une nouvelle initiative de remplacement des unités de mesure
27 (« UMES »).

- 28 • Remplacement de batteries d'accumulateurs au sein d'un nouveau programme :

29 Le regroupement de différents projets de remplacement de batteries
30 d'accumulateurs a généré une réduction des coûts. Basée sur le retour
31 d'expérience, une réflexion a été amorcée pour identifier des pistes d'optimisation
32 sur 7 projets de batteries, dont la mise en service est prévue en 2020.
33

- 1 • Conversion antivol des Mises à la terre (« MALT ») dans les postes :
- 2 Le regroupement des services d'ingénierie et la segmentation géographique des
- 3 marchés a permis d'effectuer des relevés d'ingénierie dans 112 postes et
- 4 l'ingénierie de détail dans 56 de ces postes. Des travaux sont prévus dans une
- 5 quinzaine d'installations en 2019 pour élaborer et tester diverses stratégies
- 6 d'optimisation en vue d'une prochaine phase de rodage en 2020.

3.2 Innovation technologique

7 Le Transporteur poursuit ses activités de recherche et développement (« R-D ») pour faire

8 face à la transition énergétique et la numérisation en cours dans l'industrie du transport

9 d'électricité, de même qu'à la sollicitation accrue de son réseau.

10 Le Transporteur présente les innovations technologiques terminées en 2019 et celles en

11 cours.

Innovations technologiques en fin de développement en 2019

13 Projet Méthodes de diagnostics et d'interventions :

- 14 • Système d'inspection de caméra haute définition et système de télécommunication
- 15 numérique pour le déploiement des sondes avec le robot « Linescout » ;
- 16 • Sonde de mesure ohmique de la résistance électrique des manchons de jonction de
- 17 conducteurs ;
- 18 • Prototype fonctionnel de sonde à flux magnétique pouvant être déployée avec le
- 19 porteur « LineRover » pour la mesure de perte de section d'acier.

Innovations technologiques en cours de développement en 2020

- 21 • Ajout de nouvelles fonctionnalités à l'outil de simulation Hypersim 2018 - 2021 pour
- 22 l'étude du réseau en temps réel ;
- 23 • Mise en place d'un laboratoire intégré de poste numérique (PONT) pour se doter
- 24 d'une vitrine expérimentale qui servira aux activités de R-D et aux tests
- 25 opérationnels de pré-déploiement ;
- 26 • Poursuite du projet d'« Optimisation de la performance des Systèmes de
- 27 récupération Eau-Huile » (OSEH) pour prendre des décisions adéquates quant au
- 28 dimensionnement et au remplacement des systèmes de récupération d'huile.

1 Dans sa volonté d'accroître sa capacité d'inspection, le Transporteur aborde le
2 développement de nouvelles plates-formes robotisées :

- 3 • Industrialisation d'un Robot d'inspection utilisant la technologie drone pour mesures
4 et intervention sans ascension (accès difficile aux pylônes) sur des conducteurs
5 énergisés ;
- 6 • Poursuite du développement d'un Robot permettant l'inspection des faisceaux de
7 conducteurs.

4 Suivis des décisions D-2019-047 et D-2019-060

8 Dans ses décisions D-2019-047 et D-2019-060, la Régie de l'énergie (la « Régie ») ordonne
9 à Hydro-Québec TransÉnergie (le « Transporteur ») différents suivis.

4.1 Indicateur Impact-IFD

10 Dans sa décision D-2019-047, la Régie indique :

11 « [51] La Régie retient les quatre critères suivants : *Durée réelle des indisponibilités,*
12 *c'est-à-dire en retirant les temps d'attente d'intervention en absence d'un besoin*
13 *immédiat, Première contingence, Client-heure interrompu (CHI) et Pertes de transit.*

14 [52] La Régie ordonne au Transporteur de développer une cote d'impact relative aux IFD
15 à l'aide de ces quatre critères et de critères additionnels s'il le juge pertinent, se chiffrant
16 entre 1 et 9. Elle lui demande de s'inspirer du modèle de détermination des cotes
17 d'impact qu'il a développé dans le dossier R-3670-2008. (Référence omise)

18 [53] La Régie ordonne également au Transporteur de produire, lors du dépôt du prochain
19 dossier tarifaire, sa cote d'impact des IFD. »

20 En réponse aux demandes de la Régie, le Transporteur a développé une nouvelle cote
21 d'impact, inspirée du modèle de détermination des cotes d'impact développé dans le dossier
22 R-3670-2008 à partir des 4 critères qu'elle a retenus.

- 1 Le tableau suivant présente les quatre critères d'impact avec leur poids respectif.

Tableau 4
Critères et poids pour le calcul de l'Impact-IFD

Critères	Poids	Méthodologie	Détails
Durée(*)	0 à 3	En fonction de la durée de la panne et l'écart-type.	<i>Légende : $T = \text{Durée} / \sigma = \text{Écart-type}$</i> $T > 1*\sigma = 1 ; T > 4*\sigma = 2 ; T > 8*\sigma = 3$
Première contingence	0 ou 2	S'il y a eu une première contingence = « 2 », sinon « 0 »	
CHI	0 à 3	En fonction des CHI	$\text{CHI} > 0 = 1 ; \text{CHI} > 10000 = 2 ;$ $\text{CHI} > 40000 = 3$
Pertes de transit	0 ou 1	Si perte de transit ou puissance = « 1 », sinon « 0 »	

(*) La « durée réelle des indisponibilités » n'est pas disponible. Seul le début et la fin de l'indisponibilité sont disponibles et c'est à partir de ces 2 dates que la durée est calculée. C'est pourquoi le Transporteur utilise un calcul en fonction de l'écart-type des durées d'indisponibilité afin de pallier cette incertitude

- 2 À chacune des occurrences de l'IFD est attribué le poids correspondant de chacun des
 3 quatre critères, permettant ainsi de calculer sa cote d'impact entre 0 et 9. La somme des
 4 cotes d'impact de chacune des occurrences permet d'obtenir le résultat de l'Impact-IFD.
- 5 Le tableau suivant présente la simulation de l'Impact-IFD pour les années 2013 à 2018.

Tableau 5
Simulation de l'Impact-IFD – 2013 à 2018

Critères	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Durée	451	377	411	499	411	343
Première Contingence	132	186	186	126	138	80
CHI	107	98	109	138	130	103
Perte de Transit	201	262	300	224	231	206
Total	891	923	1006	987	910	732

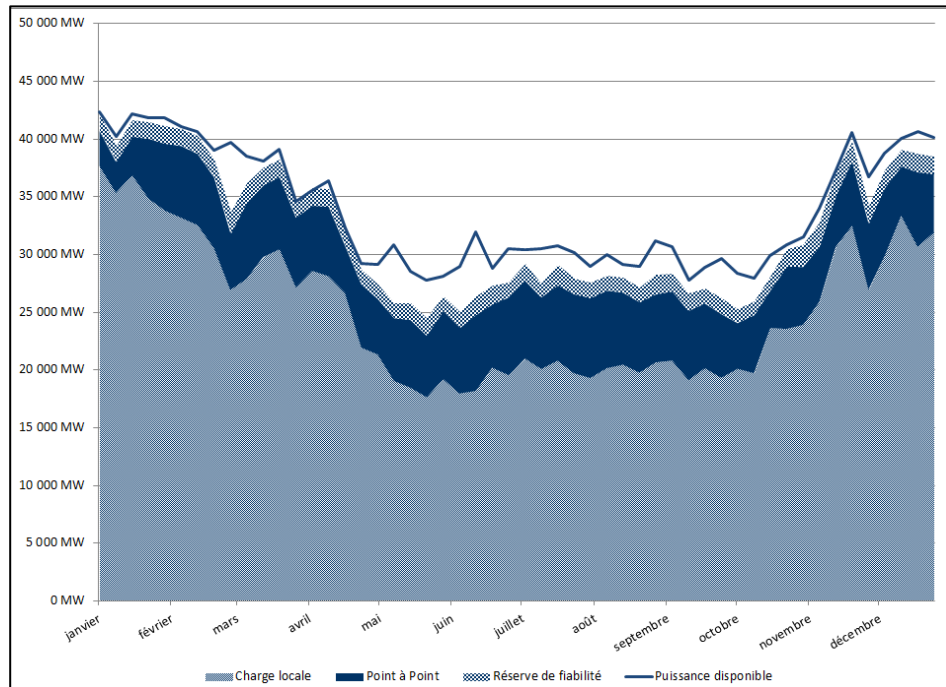
- 6 Cet indicateur Impact-IFD est récemment développé pour répondre à la demande de la
 7 Régie. Le Transporteur souligne que les critères retenus en font un indicateur non utilisable
 8 aux fins de mesure de la performance du réseau et d'établissement de stratégies de
 9 maintenance. En conséquence, le Transporteur ne réalisera pas de suivi en continu de cet
 10 indicateur et poursuit plutôt ses travaux afin d'optimiser l'indicateur Impact-IFD déposé à la
 11 Régie dans son dossier tarifaire 2019.

4.2 Réseau de transport

4.2.1 Sollicitation du réseau de transport

- 1 Dans sa décision D-2019-047, la Régie indique :
- 2 « [60] La Régie ordonne au Transporteur de mettre à jour, lors des prochains dossiers
- 3 tarifaires, la figure 2 de la pièce B-0007, ainsi que les données chiffrées, telles que
- 4 fournies à la pièce B-0056, en réponse à la question 5.1. »
- 5 La figure suivante présente la sollicitation du réseau pour l'année 2018.

Figure 11
Sollicitation du réseau de transport pour l'année réelle 2018



- 1 Le tableau suivant présente les données soutenant la figure Sollicitation du réseau de
- 2 transport pour l'année réelle 2018.

Tableau 6
Données de base soutenant la sollicitation du réseau de transport pour l'année 2018

	Demande ¹ (MW)	Puissance disponible et acheminable (MW)		Demande (MW)	Puissance disponible et acheminable (MW)
Semaine 1	42156	42389	Semaine 27	29190	30429
Semaine 2	39465	40239	Semaine 28	27536	30503
Semaine 3	41655	42195	Semaine 29	29117	30725
Semaine 4	41454	41876	Semaine 30	27955	30205
Semaine 5	41156	41878	Semaine 31	27617	28938
Semaine 6	40844	41050	Semaine 32	28156	29969
Semaine 7	40249	40645	Semaine 33	27980	29115
Semaine 8	38218	38997	Semaine 34	27183	29010
Semaine 9	33691	39702	Semaine 35	28249	31177
Semaine 10	36155	38554	Semaine 36	28345	30684
Semaine 11	37554	38056	Semaine 37	26667	27776
Semaine 12	38252	39086	Semaine 38	27090	28854
Semaine 13	34666	34629	Semaine 39	26221	29624
Semaine 14	35801	35555	Semaine 40	25251	28354
Semaine 15	35682	36400	Semaine 41	25979	27948
Semaine 16	32227	32325	Semaine 42	28079	29917
Semaine 17	28697	29246	Semaine 43	30465	30856
Semaine 18	27425	29162	Semaine 44	30834	31493
Semaine 19	25761	30816	Semaine 45	32741	33988
Semaine 20	25826	28538	Semaine 46	37223	37327
Semaine 21	24504	27799	Semaine 47	39784	40591
Semaine 22	26410	28089	Semaine 48	34236	36754
Semaine 23	25055	28948	Semaine 49	37318	38743
Semaine 24	26370	31916	Semaine 50	39123	40075
Semaine 25	27361	28794	Semaine 51	38787	40636
Semaine 26	27606	30469	Semaine 52	38517	40108

¹La colonne Demande représente la somme de la charge locale, du point à point et de la réserve de fiabilité

4.2.2 Préviation des marges disponibles du réseau de transport

1 Dans sa décision D-2019-047, la Régie indique :

2 « [60] La Régie ordonne au Transporteur de de déposer dans les prochains dossiers
3 tarifaires la courbe future de préviation des marges disponibles et les données pertinentes
4 aux fins de la planification des retraits. »

5 La production de la courbe future de préviation des marges disponibles requiert la
6 disponibilité de la préviation des cinq éléments suivants :

- 7 • les besoins de la charge locale ;
- 8 • les besoins des services de transport de point à point ;
- 9 • le seuil de réserve de fiabilité;
- 10 • l'aléa de prévisions ;
- 11 • la puissance disponible acheminable.

12 Les quatre premiers éléments sont disponibles au début de l'été pour l'année suivante. Par
13 contre, la puissance disponible acheminable est évaluée entre les mois de décembre de
14 l'année en cours et février de l'année suivante, soit au moment où la planification des
15 retraits se termine. La période de retraits du Transporteur, ayant un impact sur le réseau de
16 transport, se situe entre la mi-mars et la mi-novembre puisqu'en dehors de ces dates, il lui
17 est très difficile de respecter la planification étant donné les impondérables liés à la
18 température.

19 À partir des besoins de retraits du Transporteur et des producteurs, des simulations et des
20 validations sont effectuées, en respectant des règles d'ordonnancement. Il en résulte la
21 planification des retraits dont l'objectif consiste à ordonnancer les retraits d'équipements du
22 réseau de transport à des fins de maintenance, de pérennité et de croissance, à maintenir le
23 réseau fiable et sécuritaire advenant la perte ou le bris d'un équipement et à dicter les
24 plages d'équipements permises durant l'année.

25 Ainsi, le Transporteur ne peut donc pas fournir la courbe future de préviation des marges
26 disponibles pour l'année 2020, comme demandé, puisqu'il ne possède pas actuellement
27 toute l'information pertinente pour se faire.

4.3 Ressources dédiées à la maintenance préventive et corrective

1 Dans sa décision D-2019-047, la Régie indique :

2 « [78] La Régie ordonne de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, dans le format
 3 des tableaux 4 et 5, les renseignements relatifs aux ressources dédiées à la maintenance
 4 préventive et corrective. »

5 Le tableau suivant présente les ressources dédiées à la maintenance préventive et
 6 corrective mesurées. Les prévisions pour 2018 anticipaient une hausse de la maintenance
 7 corrective, soit une déviation des heures prévues pour faire la maintenance préventive vers
 8 des heures en maintenance corrective (ou vers un remplacement en urgence). Le résultat
 9 réel de 2018 est effectivement en hausse et est beaucoup plus élevé que les valeurs
 10 antérieures. Tout comme en 2017, malgré des efforts d’efficiences réalisés, le Transporteur
 11 n’a pas été en mesure de réaliser 100 % de sa stratégie de maintenance adaptée en 2018.
 12 Le retard en maintenance s’est accru en 2018 de plus de 15 %.

13 Le Transporteur réitère ce qu’il affirme depuis 2016, soit que le niveau de maintenance
 14 corrective atteint est préoccupant et jugé non-soutenable à long terme et qu’il vise toujours à
 15 long terme un retour à des valeurs acceptables, soit moins de 17 % de ressources dédiées
 16 à la maintenance corrective (similaires à celles de 2010 à 2014).

**Tableau 7
 Ressources dédiées à la maintenance préventive et corrective mesurées**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Maintenance préventive									
(en milliers d’heures)	675	670	703	667	655	629	625	734	771
%	89 %	88 %	86 %	88 %	83 %	83 %	81 %	80 %	79 %
Maintenance corrective									
(en milliers d’heures)	85	91	112	89	130	132	146	181	205
%	11 %	12 %	14 %	12 %	17 %	17 %	19 %	20 %	21 %
Total des heures (en milliers)	760	761	815	756	785	761	771	915	975

1 Le tableau suivant présente les ressources dédiées à la maintenance préventive et
 2 corrective projetées. Les ressources projetées sont basées sur l'hypothèse que le
 3 Transporteur réalise annuellement 100 % de sa stratégie de maintenance adaptée. De plus,
 4 ces projections n'intègrent pas l'effet de l'accumulation de retard en maintenance préventive
 5 sur la maintenance corrective.

Tableau 8
Ressources dédiées à la maintenance préventive et corrective projetées

	2018*	2019*	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Maintenance préventive												
(en milliers d'heures)	729	802	824	834	852	858	875	889	886	893	888	883
%	79 %	79 %	78 %	78 %	78 %	79 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %
Maintenance corrective												
(en milliers d'heures)	188	215	237	237	236	231	225	221	220	221	224	225
%	21 %	21 %	22 %	22 %	22 %	21 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %
Total des heures (en milliers d'heures)	917	1 017	1 061	1 071	1 089	1 089	1 101	1 110	1 106	1 114	1 112	1 108

* R-4058-2019, HQT-13, Document 1.1, B-0055, [réponse à la DDR 3.2.](#)

4.4 IF par type d'emplacement

6 Dans sa décision D-2019-047, la Régie indique :

7 « [78] La Régie ordonne également au Transporteur de mettre à jour les résultats de
 8 l'indicateur des IF. À cet égard, la Régie demande au Transporteur de présenter le
 9 nombre total des IF de même que les IF par type d'emplacement, selon le format des
 10 figures R2.1A et R2.1B de la pièce B-0056 » (Référence omise)

11 Les figures suivantes présentent les indisponibilités forcées par type d'emplacement
 12 d'exploitation. Il est à noter que la même période de temps que celle indiquée au tableau 1
 13 (Indicateurs généraux) a été utilisée, soit les années 2013 à 2018.

Figure 12
Indisponibilités forcées par type d'emplacement d'exploitation

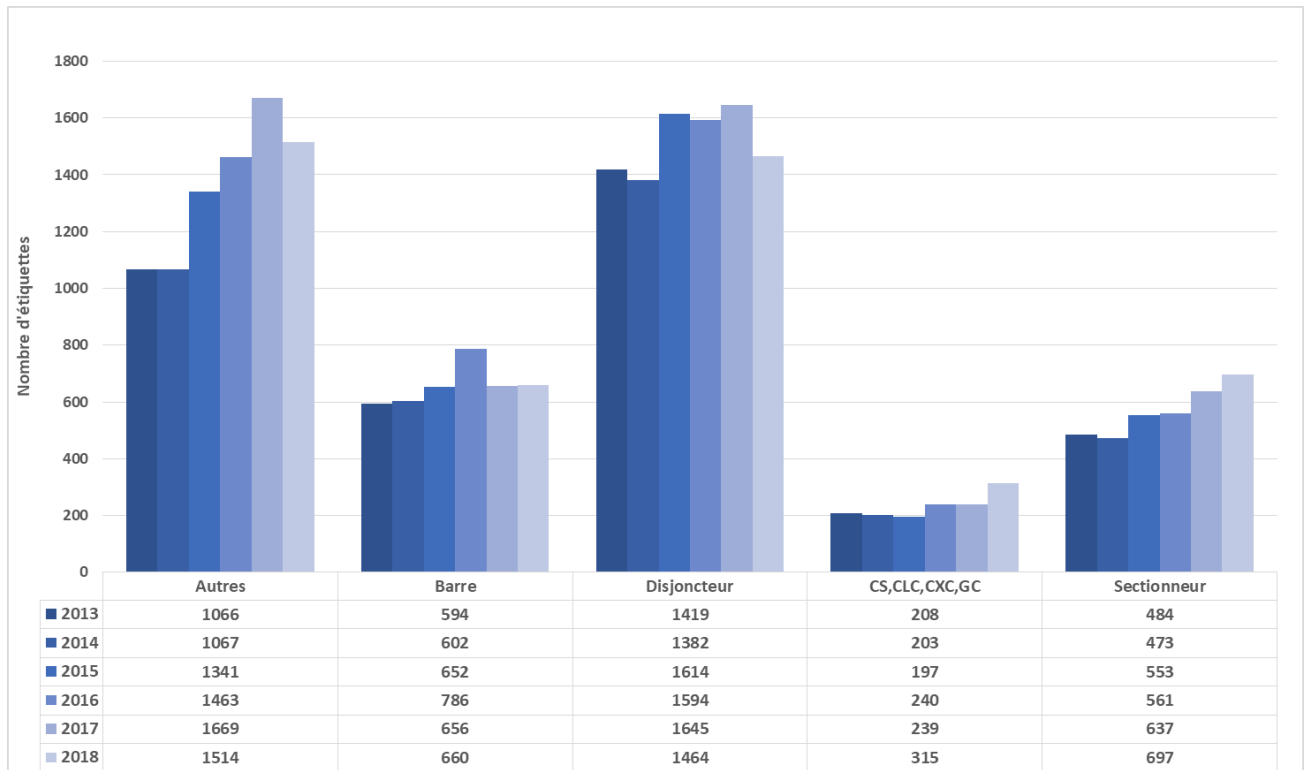
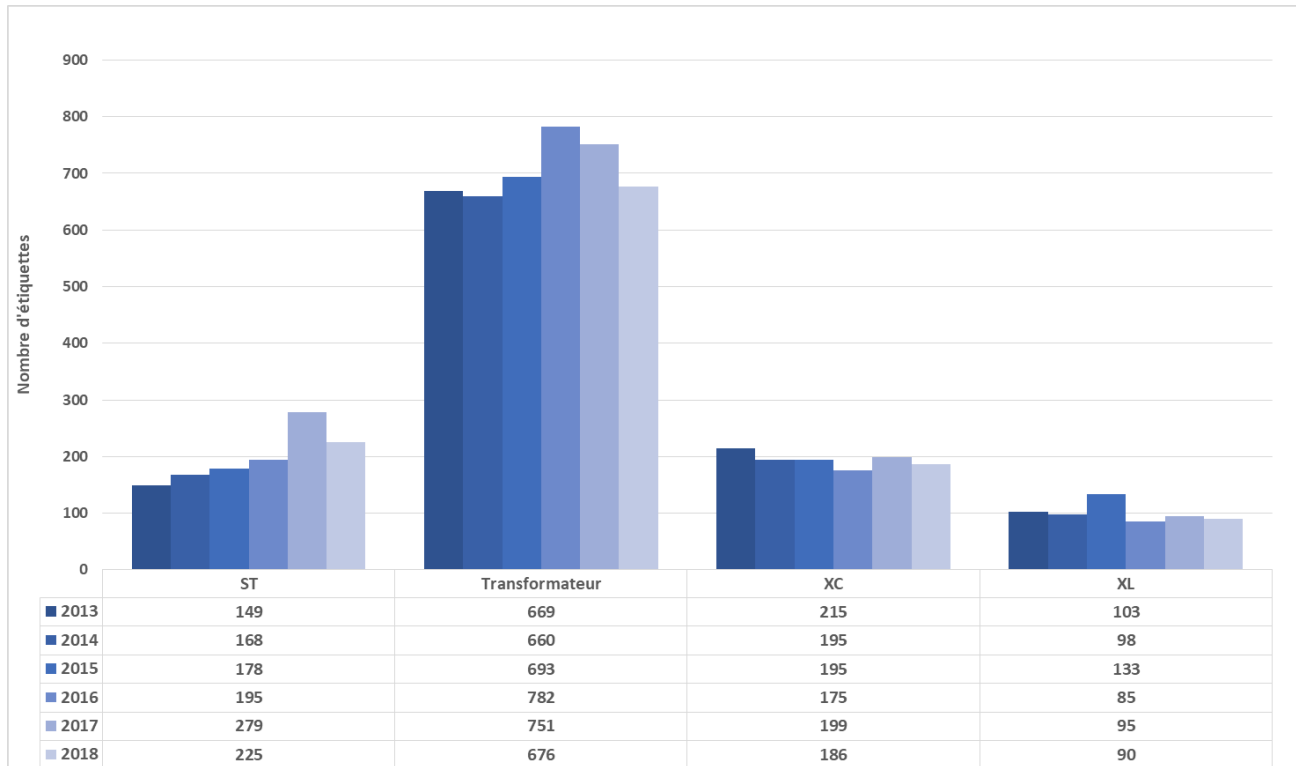


Figure 13
Indisponibilités forcées par type d'emplacement d'exploitation



4.5 Taux de risque en maintenance par famille d'équipements

- 1 Dans sa décision D-2019-047, la Régie indique :
- 2 « [82] La Régie ordonne au Transporteur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire,
- 3 le taux de risque en maintenance des familles d'équipements à l'aide de la figure de la
- 4 pièce B-0125, page 12. »
- 5 Les figures suivantes visent à répondre à cette demande de la Régie.

Figure 14
Proportion relative de chaque famille dans le taux de risque total en maintenance

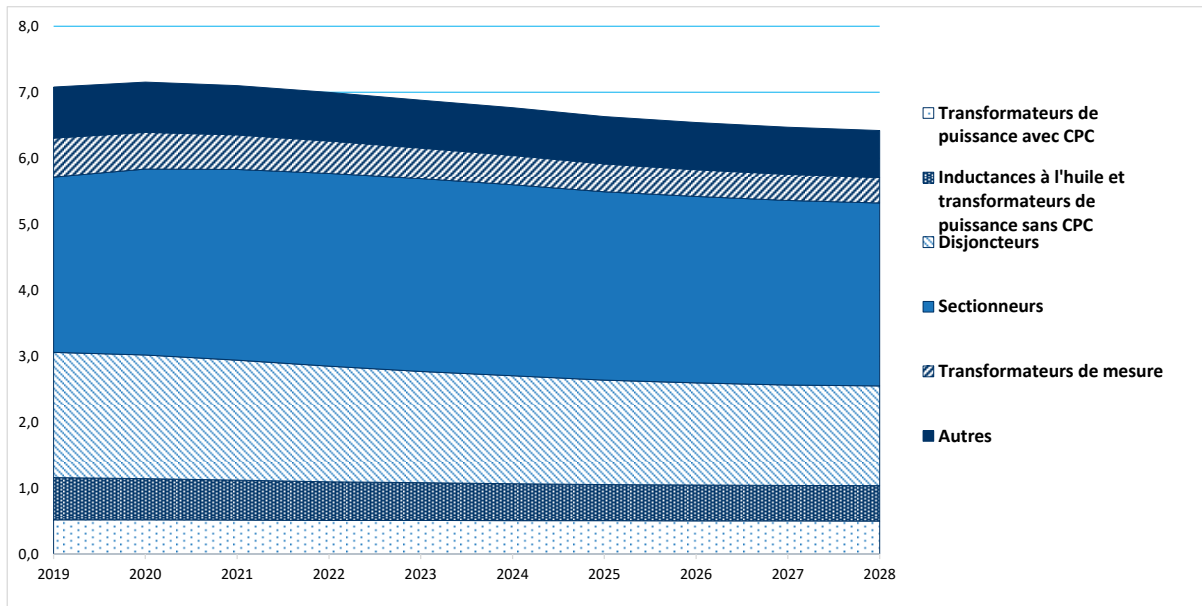
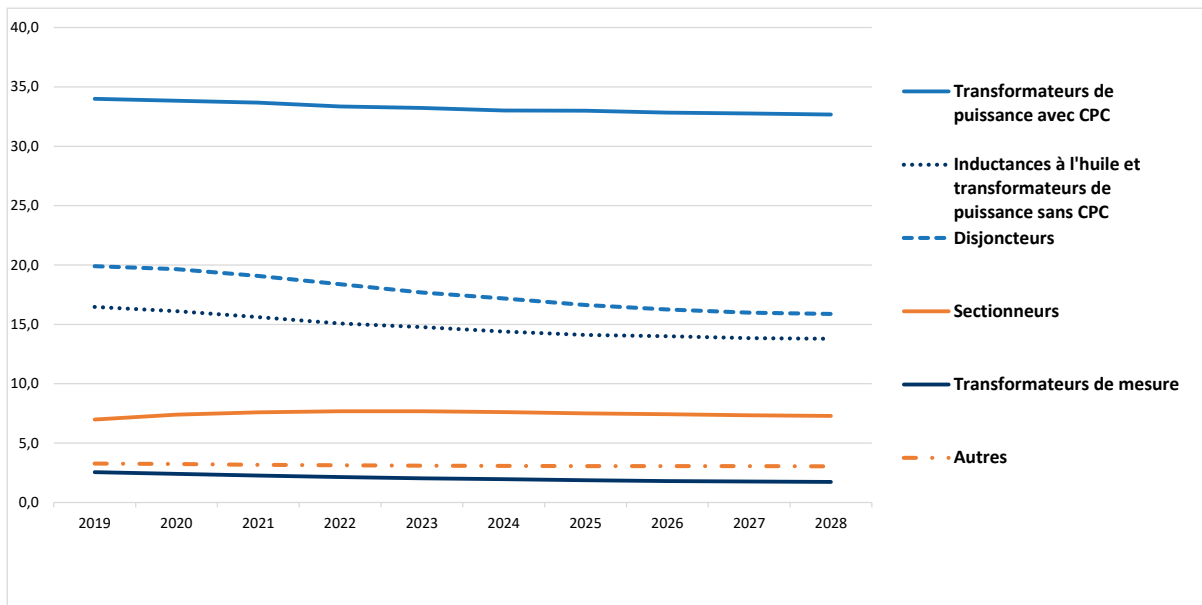


Figure 15
Taux de risque en maintenance de chaque famille



4.6 Indicateur des interruptions et indisponibilités de service aux interconnexions

1 Dans sa décision D-2019-060, la Régie indique :

2 « [82] La Régie demande au Transporteur de développer un indicateur relatif aux
3 interruptions et indisponibilités de service aux interconnexions en collaboration avec ses
4 clients du service de transport de point à point et lui faire part de sa proposition lors du
5 prochain dossier tarifaire. »

6 Au moment du dépôt du présent dossier, les travaux de compilation, d'analyse et de test
7 des sources de données actuellement disponibles permettant de mesurer de façon
8 pertinente les interruptions et les indisponibilités de service aux interconnexions sont en
9 cours.

10 Par ailleurs, le Transporteur confirme qu'il a pris bonne note de la demande de la Régie de
11 développer l'indicateur de concert avec ses clients. Eu égard aux travaux préalables
12 d'analyse des données et ceux de préparation de la présente demande, le Transporteur
13 suivra le calendrier de travail présenté au tableau suivant lui permettant de déposer le
14 nouvel indicateur dans sa demande tarifaire 2021.

**Tableau 9
Calendrier de travail**

Prochaines étapes	Échéancier
1. Analyse information interne	Été 2019
2. Développement de l'indicateur	Automne 2019
3. Présentation de l'indicateur aux clients	Hiver 2019-2020
4. Intégration des commentaires des clients	Hiver Printemps 2020
5. Validations finales	Juin 2020
6. Dépôt à la Régie DT-2021	Août 2020

15 Le Transporteur soumet que ce calendrier lui permet de répondre au suivi demandé par la
16 Régie tout en proposant un indicateur qui sera basé sur un historique de données fiables,
17 stables et pertinentes.

Annexe 1 Participants au balisage (PA Consulting et First Quartile Consulting)

Firme responsable : PA Consulting Rapport 2014 (données 2013)	Firme responsable : PA Consulting Rapport 2015 (données 2014)	Firme responsable : PA Consulting Rapport 2016 (données 2015)	Firme responsable : First Quartile Rapport 2017 (données 2016)	Firme responsable : First Quartile Rapport 2018 (données 2017)
Atlantic City Electric (ACE)	Atlantic City Electric (ACE)			
Burbank Water and Power, (BWP)				
Center Point Energy, TX ComEd	Center Point Energy, TX ComEd	Center Point Energy, TX		
Delmarva Power & Light Co, DE (DPL)	Delmarva Power & Light Co, DE (DPL)		Alabama Power Arizona Public Service Atlantic City Electric (ACE) Austin Energy Baltimore Gas & Electric BC Hydro and Power Authority CenterPoint Energy ComEd CPS Energy Delmarva Power & Light Co, DE (DPL) Georgia Power	Arizona Public Service Atlantic City Electric (ACE) Austin Energy Baltimore Gas & Electric BC Hydro and Power Authority CenterPoint Energy ComEd CPS Energy Delmarva Power & Light Co, DE (DPL)
Hawaian Electric Co HI (HECO)	Hawaian Electric Co HI (HECO)		Hydro-Québec (HQT)	Hydro-Québec (HQT)
Hydro-Québec (HQT)	Hydro-Québec (HQT)	Hydro-Québec (HQT)	Hydro-Québec (HQT)	Hydro-Québec (HQT)
Nebraska Public Power District, NE (NPPD)	Nebraska Public Power District, NE (NPPD)	Nebraska Public Power District, NE (NPPD)	Kansas City Power & Light Oncor Electric Delivery PECO Energy Pepco Holdings Inc. Pepco Public Services Electric & gas Company NJ (PSE&G) Southern California Edison (SCE)	Kansas City Power & Light Nebraska Public Power District Oncor Electric Delivery PECO Energy Pepco Holdings Inc. Pepco Public Services Electric & gas Company NJ (PSE&G) Southern California Edison (SCE)
Pacific Gas & Electric, CA (PG & E)	Orlando Utilities Commission, FL (OUC) Pacific Gas & Electric, CA (PG & E)		TECO Energy Tennessee Valley Authority Tucson Electric Power Westar Energy	TECO Energy Tennessee Valley Authority Tucson Electric Power Unisource Energy Services Westar Energy
Pepco Holdings Inc. Pepco	Pepco Holdings Inc. Pepco			
PPL Electric Utilities Corp. Public Services Electric & gas Company NJ (PSE&G) San Diego Gas & Electric Company, CA (SDG&E)	PPL Electric Utilities Corp. Public Services Electric & gas Company NJ (PSE&G) San Diego Gas & Electric Company, CA (SDG&E)	Public Services Electric & gas Company NJ (PSE&G) San Diego Gas & Electric Company, CA (SDG&E)		
	Southern California Edison (SCE)	Southern California Edison (SCE)		