

Planification du réseau de transport

Table des matières

1	Méthode de planification du réseau de transport	5
1.1	Conception et démarche de planification du réseau de transport	5
1.1.1	Contexte	5
1.1.2	Conception du réseau de transport	6
1.1.3	Démarche de planification du réseau de transport	9
1.2	Évolution du réseau de transport	10
1.2.1	Évolution du réseau de transport par niveau de tension.....	12
1.2.2	Taux d'utilisation du réseau	17
1.2.3	Capacité et utilisation des interconnexions.....	17
1.2.4	Évolution des pertes électriques.....	22
2	Investissements et mises en service projetés sur un horizon de dix ans	22
2.1	Description des catégories d'investissement	22
2.2	Prévision des investissements et des mises en service	23
2.3	Impact tarifaire des investissements projetés.....	33

Liste des tableaux

Tableau 1	Évolution des postes et des lignes par niveau de tension de 2017 à 2019	12
Tableau 1a	Évolution des postes par niveau de tension de 2017 à 2019	13
Tableau 1b	Évolution des lignes par niveau de tension de 2017 à 2019	14
Tableau 2	Taux d'utilisation du réseau de transport pour 2017 (%).....	17
Tableau 3	Capacité de transfert en réception pour 2017	19
Tableau 4	Capacité de transfert en livraison pour 2017.....	20
Tableau 5	Échanges en réception	21
Tableau 6	Échanges en livraison	21
Tableau 7	Investissements par catégorie à l'horizon 2028 (M\$)	25
Tableau 8	Principaux projets inclus dans les rubriques <i>Autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2019</i> du tableau 7	29
Tableau 9	Sommaire des investissements par catégorie à l'horizon 2028 (M\$)	31
Tableau 10	Sommaire des mises en service par catégorie à l'horizon 2027 (M\$)	31
Tableau 11	Prévision des besoins de transport (MW)	32
Tableau 12	Taux d'inflation.....	33
Tableau 13	Impact tarifaire des investissements projetés à l'horizon 2028	34

Liste des figures

Figure 1	Zones géographiques du NPCC	7
Figure 2	Réseau de transport du Transporteur	11

Liste des annexes

Annexe 1	Étude expliquant et quantifiant les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport	
----------	--	--

1 La présente pièce porte sur la conception et la démarche de planification du réseau de
2 transport, ainsi que sur son évolution. Le Transporteur présente également les
3 investissements et mises en service projetés sur un horizon de dix ans pour les catégories
4 Maintien des actifs, Maintien et amélioration de la qualité du service, Respect des exigences
5 et Croissance des besoins de la clientèle.

6 L'annexe 1 présente l'étude¹ expliquant et quantifiant les facteurs influençant le taux de
7 pertes actuel du réseau de transport.

8 Par ailleurs, la pièce HQT-9, Document 1.1, présente des informations détaillées sur l'état
9 de la transformation des postes du Transporteur. Aussi, le Transporteur dépose sous pli
10 strictement confidentiel, à la pièce HQT-9, Document 1.2, le schéma unifilaire et les
11 schémas de l'écoulement de puissance prévu pour la pointe 2017-2018.

1 Méthode de planification du réseau de transport

1.1 Conception et démarche de planification du réseau de transport

1.1.1 Contexte

12 Afin de répondre adéquatement et de façon fiable et économique aux besoins de transport
13 de la clientèle en constante évolution, le Transporteur assure une gestion proactive et
14 efficiente de ses actifs.

15 Au Québec, la demande en électricité est particulièrement élevée durant les périodes
16 froides de l'hiver, en raison notamment du chauffage électrique. Le réseau doit alors
17 disposer d'équipements de transport suffisants pour répondre à cet appel maximal de
18 puissance. C'est donc surtout dans un contexte de pointe hivernale que le Transporteur
19 réalise ses études de planification.

20 Le Transporteur analyse également d'autres conditions potentiellement exigeantes pour le
21 réseau qui peuvent en influencer la planification. C'est le cas, par exemple, de postes qui,
22 dans certaines zones, connaissent une pointe estivale, ou d'une zone de consommation
23 caractérisée par la présence de production éolienne, d'une clientèle industrielle ou encore
24 par une forte composante de climatisation.

25 Le Transporteur continue d'optimiser sa planification afin d'assurer la fiabilité de son réseau
26 de transport et de garantir à ses clients une disponibilité maximale malgré le vieillissement
27 du parc d'équipements et la forte sollicitation de son réseau de transport.

¹ D-2017-021, par. 523. Par ailleurs, conformément à la décision D-2018-021, par. 662, l'étude a été présentée à la séance de travail tenue le 11 juillet 2018. La présentation est déposée sur le site de la Régie à l'index des suivis administratifs de décisions d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité, D-2018-021 – Études sur le taux de pertes de transport.

1 Le Transporteur s'est ainsi doté d'une approche structurée et intégrée de planification et de
2 gestion des actifs afin de satisfaire les besoins de l'ensemble de la clientèle, tout en
3 maintenant la pérennité du parc d'équipements, approche qui s'est avérée performante au fil
4 des ans.

5 Afin d'optimiser également ses investissements, le Transporteur applique, dans le cadre de
6 ses études, un processus de planification intégrée qui permet un bon arrimage entre les
7 besoins en croissance et ceux de pérennité et de maintien et d'amélioration de la qualité du
8 service. Ce processus de planification intégrée, qui permet d'identifier les solutions les plus
9 optimales techniquement et de les réaliser au meilleur coût, fait maintenant partie intégrante
10 des façons de faire du Transporteur. De plus, ce dernier continue de s'appuyer sur son
11 modèle de gestion des actifs² portant sur la durée de vie de ceux-ci, de manière à
12 déterminer l'intervention la plus appropriée d'après un ensemble de facteurs. Il peut s'agir,
13 par exemple, de privilégier des actions de maintenance ciblée permettant de choisir le
14 moment le plus judicieux pour investir et ainsi éviter des investissements en pérennité
15 pouvant se révéler prématurés.

16 L'approche de planification appliquée par le Transporteur permet ainsi d'avoir une vision
17 globale et de long terme de l'évolution du réseau de transport, tout en assurant la
18 cohérence de l'ensemble des actions nécessaires à la réalisation de sa mission de base.

1.1.2 Conception du réseau de transport

19 Les actifs du réseau de transport forment un tout intégré et leurs interactions sont
20 nécessaires à l'exploitation et au bon fonctionnement du réseau.

21 Afin d'assurer un niveau de fiabilité adéquat au réseau de transport, le Transporteur utilise
22 des critères de conception qui encadrent la réalisation de ses études de planification pour le
23 choix d'une solution optimale sur les plans technique, économique et environnemental.

24 Ces critères permettent d'assurer que le réseau de transport dispose de suffisamment de
25 souplesse et de robustesse pour être en mesure de satisfaire aux besoins de transport en
26 toute sécurité, malgré la variabilité des conditions d'exploitation, la survenance de défauts et
27 l'indisponibilité d'équipements. Ils servent également de base au jugement que le
28 Transporteur doit porter sur les besoins de renforcement et d'expansion du réseau et au
29 déploiement des solutions qu'il propose pour satisfaire les besoins de sa clientèle.

30 De façon générale, les critères de conception découlent des principes que le Transporteur
31 doit suivre pour que le réseau de transport soit conçu de façon à s'adapter à toutes les
32 conditions d'exploitation auxquelles il doit faire face. Ils abordent tant la performance des

² HQT-3, Document 1.

1 équipements que le comportement du réseau, dans des conditions de régime établi ou
2 transitoire. Les aspects qui sont traités dans ces critères concernent, entre autres, le
3 maintien de la stabilité du réseau soumis à divers événements, les règles relatives à la
4 conception des installations, la performance du réseau face à des événements
5 exceptionnels, l'exploitation du réseau principal et les règles relatives aux études de réseau.
6 Ces dernières regroupent les limites d'exploitation du réseau comme, par exemple, la
7 tension, la fréquence, les transits, de même que le contrôle de la puissance réactive, la
8 représentation de la charge et les hypothèses de simulation.

9 Les critères de conception visent notamment à contrer deux types de perturbations
10 possibles sur le réseau, les événements de base et les événements exceptionnels. Ils
11 découlent des normes et des critères élaborés par la North American Electric Reliability
12 Corporation (« NERC ») et par le Northeast Power Coordinating Council, Inc. (« NPCC »),
13 organismes de fiabilité reconnus en Amérique du Nord. Le Transporteur rappelle qu'il
14 applique les normes et critères de ces organismes depuis plusieurs années, en plus
15 d'appliquer ses propres critères internes spécifiques à son réseau de transport. La figure 1
16 présente les zones géographiques du NPCC.

Figure 1
Zones géographiques du NPCC



1 En sa qualité de coordonnateur de la fiabilité des réseaux de transport au Québec, la
2 direction principale – Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau³ soumet
3 à la Régie les normes de fiabilité qui doivent s'appliquer au Québec. L'ensemble des
4 normes encadre la performance que doit fournir le réseau lors des événements ou
5 conditions d'exploitation cités précédemment. Ces normes sont appliquées selon une
6 méthode déterministe qui prévoit intrinsèquement une réserve de base en équipements.

7 Les événements de base sont ceux auxquels le réseau doit régulièrement faire face sans
8 subir de pertes de charge. Il s'agit, par exemple, d'un défaut triphasé sur un alternateur, un
9 circuit, un transformateur ou une barre, éliminé normalement, ou de la perte simultanée des
10 deux pôles d'une installation à courant continu. Les critères qui concernent ces événements
11 fixent le degré de robustesse à donner au réseau afin de satisfaire les besoins de transport
12 en toute sécurité, selon le niveau de qualité de service attendu. Ils mènent à l'ajout
13 d'équipements qui se greffent à la structure même du réseau et en modifient l'architecture.

14 De plus, le Transporteur applique ses propres critères internes spécifiques à son réseau de
15 transport, soit ses critères complémentaires. Ces derniers lui permettent de recourir à des
16 automatismes de réseau tout en privilégiant la continuité du service lors de certains
17 événements particuliers. Il s'agit, par exemple, d'un défaut monophasé avec déclenchement
18 de la ligne entraînant la perte simultanée d'une autre ligne parallèle.

19 Les événements exceptionnels sont plus sévères et moins probables que les événements
20 de base et ne sauraient être couverts en tout temps sans recourir à des investissements
21 considérables pour accroître sensiblement la robustesse du réseau. Il s'agit, par exemple,
22 de la perte totale d'une centrale, ou de la perte d'un poste dont la charge est importante. Le
23 Transporteur recourt alors, dans ces cas, à des automatismes de réseau tels le rejet de
24 production et le délestage de charge pour limiter la dégradation du réseau.

25 Par ailleurs, le Transporteur précise qu'il évalue, en plus de la condition de pointe de charge
26 normale, d'autres conditions⁴ dont celle de la pointe exceptionnelle, à la demande du
27 Distributeur. Cette condition correspond à une pointe de 4 000 MW supérieure à la pointe
28 de charge normale et permet d'évaluer la performance du réseau de transport résultant de
29 conditions météorologiques extrêmes. Comme il s'agit d'une situation à faible probabilité
30 d'occurrence, l'utilisation de ressources qui ne sont pas sollicitées en condition de pointe
31 normale est permise, notamment les centrales thermiques, les importations ainsi que les
32 ressources interruptibles. Le Transporteur précise que depuis le dernier dossier tarifaire,

³ La direction principale - Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau du Transporteur succède à la direction – Contrôle des mouvements d'énergie comme coordonnateur de la fiabilité au Québec, conformément à l'article 85.5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et selon les modalités prévues à la décision D-2017-033.

⁴ Ces conditions sont encadrées par le « Directory 1 » du NPCC et les normes TPL (planification du transport, *transmission planning*) de la NERC.

1 aucun projet visant spécifiquement à satisfaire la condition de pointe de charge
2 exceptionnelle n'a été identifié⁵.

3 Des simulations effectuées à l'aide d'outils et de logiciels spécialisés sont nécessaires pour
4 s'assurer que le réseau de transport planifié respecte tous les critères en vigueur et fournit
5 le niveau de fiabilité adéquat.

1.1.3 Démarche de planification du réseau de transport

6 La démarche appliquée par le Transporteur aux fins de la planification du réseau de
7 transport permet d'avoir une vision globale des enjeux, problématiques et actions à mettre
8 en œuvre afin d'assurer la fiabilité et la pérennité de ce réseau ainsi que la qualité du
9 service de transport, tout en répondant aux besoins de l'ensemble de la clientèle.

10 Les besoins du Distributeur pour l'alimentation de la charge locale, les demandes de
11 raccordement des producteurs et des clients du service de transport de point à point, les
12 besoins en pérennité, en innovation technologique, en maintien et amélioration de la qualité
13 du service ou en respect des normes et de la réglementation, de même que les besoins
14 pour la conduite du réseau et en télécommunications sont évalués. Les évaluations sont
15 effectuées sur la base d'informations disponibles et prévisibles qui ont de bonnes
16 probabilités de se réaliser. Les études et analyses qui en découlent mettent en perspective
17 différentes solutions afin de déterminer la solution optimale sur les plans technique,
18 économique et environnemental.

19 Le Transporteur planifie selon les horizons suivants : d'une part, une planification de long
20 terme qui concerne plus spécifiquement les grandes orientations de développement du
21 réseau de transport avec une estimation très paramétrique des besoins techniques et des
22 niveaux d'investissement en découlant, et d'autre part, une planification à moyen et à court
23 termes qui comporte plus de précisions sur les interventions planifiées et requises et leurs
24 coûts afférents.

25 Les prévisions des besoins d'investissement sont établies en coûts paramétriques,
26 notamment parce qu'un certain degré d'incertitude est relié, par exemple, à la réalisation de
27 certains projets de croissance et aussi parce que les solutions évoluent jusqu'au terme des
28 analyses. Des projets particuliers peuvent aussi être devancés ou reportés en fonction de
29 l'ensemble des projets que le Transporteur doit réaliser afin d'optimiser la résolution d'une
30 problématique dans une zone donnée ou à l'égard d'un équipement en particulier.

⁵ D-2018-021, par. 610.

1.2 Évolution du réseau de transport

- 1 Cette section présente l'évolution du réseau par niveau de tension, les taux d'utilisation du
- 2 réseau, la capacité et l'utilisation des interconnexions et l'évolution des pertes électriques.
- 3 La carte du réseau en date du 31 décembre 2017 est présentée à la figure 2.

Figure 2
Réseau de transport du Transporteur



1.2.1 Évolution du réseau de transport par niveau de tension

- 1 Le tableau 1 présente l'évolution du nombre de postes et de kilomètres de lignes du réseau
- 2 de transport par niveau de tension de 2017 à 2019. Les données de l'année 2017 ont été
- 3 recensées au 31 décembre 2017, alors que celles des années 2018 et 2019 sont fonction
- 4 des projets connus au moment du dépôt de la présente demande.

**Tableau 1
Évolution des postes et des lignes par niveau de tension de 2017 à 2019**

Tension	Postes (nombre)			Lignes (km)		
	Réel au 31 déc. 2017	Prévu au 31 déc. 2018	Prévu au 31 déc. 2019	Réel au 31 déc. 2017	Prévu au 31 déc. 2018	Prévu au 31 déc. 2019
765 kV et 735 kV	40	41	41	11 899 ¹	11 918 ¹	12 319 ¹
450 kV c.c.	2	2	2	1 218	1 218	1 218
315 kV	79	80	81	5 488	5 502	5 504
230 kV	53	53	53	3 257 ²	3 252 ²	3 252 ²
161 kV	43	43	43	2 140	2 140	2 140
120 kV	218	219	219	6 960	6 997	7 002
69 kV et moins	87	82	81	3 245	3 100	3 100
Total	522	520	520	34 207	34 129	34 535

¹ Dont 469 km de lignes à 735 kV exploitées à 315 kV.

² Dont 33 km de lignes à 230 kV exploitées à 120 kV.

- 5 Les modifications apportées aux postes et aux lignes de transport sont respectivement
- 6 présentées aux tableaux 1a et 1b. Le Transporteur souligne que les données relatives à
- 7 l'évolution des lignes sont établies à partir de valeurs non arrondies.

Tableau 1a
Évolution des postes par niveau de tension de 2017 à 2019

Tension	Postes (nombre)					
	Réel au 31 décembre 2017		Prévu au 31 décembre 2018		Prévu au 31 décembre 2019	
765 kV et 735 kV	40	Sans objet	41	- MES du poste Judith-Jasmin à 735 kV	41	Sans objet
450 kV c.c.	2	Sans objet	2	Sans objet	2	Sans objet
315 kV	79	- MES du poste de départ 13,8/315 kV de la centrale de la Romaine-3 - MES du poste Fleury à 315/25 kV	80	- MES du poste De Lorimier à 315/25 kV	81	- MES du poste Saint-Patrick à 315/25 kV
230 kV	53	- Démantèlement du poste de départ de la centrale Tracy à 16/230 kV	53	Sans objet	53	Sans objet
161 kV	43	Sans objet	43	Sans objet	43	Sans objet
120 kV	218	- Retrait du poste de départ de la centrale Hull-2 à 12/120 kV	219	- MES du poste Gracefield à 120/25 kV	219	- MES du poste Judith-Jasmin à 120/25 kV - Démantèlement du poste Charland à 120/12 kV
69 kV et moins	87	- Démantèlement du poste Waswanipi à 44/13,2 kV - Démantèlement du poste Val-Rose à 69/12 kV - Démantèlement du poste Bromont à 49/12 kV	82	- Démantèlement du poste de la Reine à 69/12 kV - Démantèlement des postes Montmorency, Saint-Hilarion, Baie-Saint-Paul et Gracefield à 69/25 kV	81	- Démantèlement du poste Saint-Damase à 49/13,8 kV

MES = Mise en service

Tableau 1b
Évolution des lignes par niveau de tension de 2017 à 2019

Tension	Lignes (km)					
	Réel au 31 décembre 2017		Prévu au 31 décembre 2018		Prévu au 31 décembre 2019	
765 kV et 735 kV	11 899	- Ajout de 205 km de ligne monoterne et de 3 km de ligne biterne à 735 kV (exploitées à 315 kV) reliant le poste de la Romaine-3 au poste Montagnais	11 918	- Ajout de 19,2 km de ligne monoterne jusqu'au poste Bout-de-l'Île en dérivation sur la ligne qui relie les postes Jacques-Cartier et Duvernay	12 319	- Ajout de 319,3 km de ligne monoterne reliant le poste Chamouchouane au poste Duvernay - Ajout de 81,4 km de ligne monoterne reliant le poste La Vérendrye au poste Judith-Jasmin
± 450 kV	1 218	Sans objet	1 218	Sans objet	1 218	Sans objet
315 kV	5 488	- Ajout d'une ligne biterne de 3 km pour raccorder le nouveau poste Fleury à 315/25 kV - Ajout de 0,1 km de ligne monoterne pour intégrer le parc éolien Nicolas-Riou - Ajout de 0,3 km de ligne biterne reliant le poste de départ de la centrale de la Romaine-3 au poste de la Romaine-3	5 502	- Ajout de 2 câbles souterrains d'une longueur totale de 14,5 km pour raccorder le nouveau poste De Lorimier à 315/25 kV	5 504	- MES d'une ligne biterne de 0,4 km pour alimenter un client du Distributeur dans la région de Montréal - Ajout d'une dérivation aéro-souterraine et d'une dérivation aérienne de 0,5 km chacune pour raccorder le nouveau poste Saint-Patrick à 315/25 kV

MES = Mise en service

Tableau 1b
Évolution des lignes par niveau de tension de 2017 à 2019 (suite)

Tension	Lignes (km)					
	Réel au 31 décembre 2017		Prévu au 31 décembre 2018		Prévu au 31 décembre 2019	
230 kV	3 257	- Ajout de 0,8 km de câble souterrain pour raccorder un client du Distributeur au poste de Limoilou - Démantèlement de 0,4 km de ligne monoterne et de 2,3 km de ligne biterne inutilisée depuis quelques années	3 252	- Démantèlement de 5,1 km de ligne biterne qui alimentait un client du Distributeur, maintenant alimenté en souterrain	3 252	Sans objet
161 kV	2 140	- Démantèlement de 0,1 km de ligne monoterne inutilisée depuis quelques années	2 140	Sans objet	2 140	Sans objet
120 kV	6 960	- Ajout de 15,3 km de ligne biterne et démantèlement de 8,7 km de ligne monoterne entre les postes Langlois et Vaudreuil-Soulanges - Démantèlement de 1,3 km de ligne monoterne inutilisée depuis plusieurs années - Ajout de 0,4 km de ligne monoterne pour intégrer le parc éolien Mont-Saint-Marguerite - Démantèlement de 2,7 km de ligne biterne à la suite de la MES du poste Fleury à 315/25 kV	6 997	- Ajout de 5,4 km de ligne biterne à 120 kV pour raccorder le nouveau poste Gracefield à 120/25 kV - Ajout d'une ligne biterne de 42,5 km entre le poste Grand-Brûlé et la dérivation Saint-Sauveur - Ajout de 0,1 km de ligne biterne pour alimenter un client du Distributeur. - Reconstruction en biterne de 10,1 km deux lignes monoternes alimentant le poste Bois-Francis	7 002	- Ajout d'une liaison aéro-souterraine de 4,4 km pour alimenter un client du Distributeur

MES = Mise en service

Tableau 1b
Évolution des lignes par niveau de tension de 2017 à 2019 (suite)

Tension	Lignes (km)					
	Réel au 31 décembre 2017		Prévu au 31 décembre 2018		Prévu au 31 décembre 2019	
69 kV et moins	3 245	<ul style="list-style-type: none"> - Démantèlement de 1,1 km de ligne monoterne inutilisée depuis quelques années - Démantèlement de 12,2 km de ligne biterne suite au démantèlement du poste Montmorency à 69/25 kV - Démantèlement de 12,7 km de ligne monoterne à la suite de la MES du poste Adamsville à 120/25 kV 	3 100	<ul style="list-style-type: none"> - Ajout de 17 km de ligne monoterne pour raccorder un client du Distributeur - Démantèlement de 2 câbles souterrains d'une longueur de 4 km chacun à la suite du démantèlement du poste de la Reine à 69/12 kV - Démantèlement de 32,1 km de ligne monoterne à la suite du démantèlement du poste Val-Rose à 69/12 kV - Démantèlement de 30,1 km de ligne monoterne à la suite à la MES du poste Adamsville à 120/25 kV - Démantèlement de 80 km de ligne biterne à 69 kV suite au démantèlement du poste Baie-Saint-Paul à 69/25 kV - Démantèlement de 11.3 km de ligne biterne à la suite d'une modification de l'alimentation du poste Bégin à 69/13,2 kV 	3 100	Sans objet

MES = Mise en service

1.2.2 Taux d'utilisation du réseau

- 1 Les taux d'utilisation du réseau de transport pour chaque mois de l'année 2017 sont
2 présentés au tableau 2.

Tableau 2
Taux d'utilisation du réseau de transport pour 2017

	Charge locale	Réseau global (charge locale et point à point)
Janvier	82,5%	94,3%
Février	82,0%	96,3%
Mars	81,4%	94,3%
Avril	60,1%	72,6%
Mai	55,2%	67,6%
Juin	49,6%	61,9%
Juillet	49,2%	62,0%
Août	47,8%	62,7%
Septembre	51,1%	63,7%
Octobre	48,6%	60,8%
Novembre	71,4%	80,8%
Décembre	87,8%	95,4%

- 3 Le Transporteur précise que ces taux d'utilisation représentent le rapport entre l'utilisation
4 du réseau de transport à l'heure de pointe et la capacité de transport prévue à la pointe
5 pour 2017.

- 6 L'heure de pointe correspond à l'heure à laquelle le transport pour la charge locale et pour
7 les services de transport de point à point est à son maximum.

- 8 La capacité de transport prévue à la pointe pour 2017, déterminée par la simulation d'un
9 scénario de forte demande survenant dans les conditions d'exploitation anticipées à la
10 pointe, a été établie à 43 938 MW.

1.2.3 Capacité et utilisation des interconnexions

- 11 Le Transporteur rappelle que ses interconnexions assurent la sécurisation de l'alimentation
12 électrique au Québec. Elles permettent notamment au Distributeur d'assurer une plus
13 grande fiabilité des approvisionnements d'électricité pour les besoins de la charge locale et
14 de les diversifier. Les interconnexions assurent également, aux producteurs d'électricité
15 québécois ainsi qu'à d'autres clients du Transporteur, l'accessibilité aux marchés externes
16 et aux transactions de passage sur le réseau du Transporteur.

1 En outre, en cas de dommages aux infrastructures stratégiques du réseau de transport, les
2 interconnexions du Transporteur permettent de compenser les pertes de production qui
3 pourraient en résulter et ainsi permettre la desserte de la clientèle. En cas de dommages
4 significatifs aux infrastructures de transport régionales, un minimum d'assistance aux postes
5 de charge frontaliers de l'Abitibi, de l'Outaouais, de l'Estrie et de la Gaspésie peut être fourni
6 par les interconnexions avec l'Ontario, le Vermont et le Nouveau-Brunswick pour assurer la
7 sécurisation de la charge locale.

8 Dans les tableaux 3 et 4, le Transporteur présente la capacité de transfert des
9 interconnexions en mode réception et en mode livraison pour 2017⁶. Ces capacités de
10 transfert sont des capacités maximales de référence et non les capacités de transport
11 fermes.

⁶ D-2011-039, par. 341.

Tableau 3
Capacité de transfert en réception pour 2017

Réseau	Chemin	MW
Ontario	CHNO-HQT	0
	DYMO-HQT	0
	LAW-HQT	470
	ON-HQT	1250
	OTTO-HQT	110
	P33C-HQT	0
	Q4C-HQT	140
	Total	1 970
New York et Cornwall	CORN-HQT	0
	DEN-HQT	100
	MASS-HQT	1 000
	Total	1 100
Nouvelle-Angleterre	DER-HQT	0
	HIGH-HQT	170
	NE-HQT	2 000
	Total	2 170
Nouveau-Brunswick	NB-HQT	785
	TOTAL	785
Brookfield	MAFA-HQT	99
	MATI-HQT	255
	Total	354
Churchill Falls	LAB-HQT	5 150
	Total	5 150
Total		11 529

Tableau 4
Capacité de transfert en livraison pour 2017

Réseau	Chemin	MW
Ontario	HQT-CHNO	65
	HQT-DYMO	85
	HQT-LAW	800
	HQT-ON	1250
	HQT-OTTO	0
	HQT-P33C	345
	HQT-Q4C	0
	Total ¹	2 545
New York et Cornwall	HQT-CORN ²	160
	HQT-DEN ²	199
	HQT-MASS	1 800
	Total ²	2 125
Nouvelle-Angleterre	HQT-DER	50
	HQT-HIGH	225
	HQT-NE	2 000
	Total	2 275
Nouveau-Brunswick	HQT-NB	1 029
	Total	1 029
Brookfield	HQT-MAFA	0
	HQT-MATI	0
	TOTAL	0
Churchill Falls	HQT-LAB	0
	Total	0
Total		7 974

¹ À l'exclusion de 160 MW livrables par le chemin HQT-CORN.

² Le transit CORN + DEN ne peut excéder 325 MW en livraison simultanée.

- 1 À titre d'information, les échanges d'énergie en réception et en livraison pour l'année 2017
- 2 aux interconnexions du Transporteur sont présentés aux tableaux 5 et 6. Les pertes de
- 3 transport ne sont pas comprises dans ces valeurs.

Tableau 5
Échanges en réception

Réseau	Chemin	Transit 2017 (GWh)
Ontario	CHNO DYMO LAW ON OTTO P33C Q4C	1 263
New York et Cornwall	CORN DEN	71
New York et Cornwall	MASS	3
Nouvelle-Angleterre	DER	0
Nouvelle-Angleterre	HIGH	0
Nouvelle-Angleterre	NE	0
Nouveau-Brunswick	NB	28
Total		1 365

Tableau 6
Échanges en livraison

Réseau	Chemin	Transit 2017 (GWh)
Ontario	CHNO DYMO LAW ON OTTO P33C Q4C	4 968
New York et Cornwall	CORN DEN	2 738
New York et Cornwall	MASS	10 538
Nouvelle-Angleterre	DER	76
Nouvelle-Angleterre	HIGH	1 913
Nouvelle-Angleterre	NE	12 586
Nouveau-Brunswick	NB	6 225
Total		39 045

1.2.4 Évolution des pertes électriques

1 Le Transporteur mentionne⁷ que les pertes électriques dépendent principalement du niveau
2 de transit sur le réseau de transport, directement lié à la consommation électrique, aux
3 profils de production des centrales, à la configuration du réseau et aux échanges aux
4 interconnexions. De plus, le Transporteur a démontré⁸ que les facteurs ayant une influence
5 sur le transit entre les centrales de production au nord et les grands centres de
6 consommation dans le sud du réseau de transport sont ceux qui ont le plus d'impact sur le
7 taux de pertes. En outre, les pertes par effet couronne, qui sont fonction des conditions
8 climatiques et donc hors du contrôle du Transporteur, peuvent également avoir des impacts
9 significatifs d'une année à l'autre.

10 De façon générale, l'évolution des postes et des lignes du réseau de transport, présentés
11 aux tableaux 1, 1a et 1b pour la période 2017 à 2019, peuvent influencer le taux de pertes.
12 Les effets combinés de ces changements sont toutefois difficiles à anticiper, considérant
13 notamment la variation de la consommation électrique au Québec ainsi que les conditions
14 climatiques variables. Le Transporteur a aussi démontré⁸ qu'il est difficile de quantifier
15 l'impact d'un changement individuellement, puisqu'il existe une forte interdépendance entre
16 les facteurs qui influencent le taux de pertes.

2 Investissements et mises en service projetés sur un horizon de dix ans

17 Dans la présente section, le Transporteur fournit des informations sur les catégories
18 d'investissement, la prévision des investissements et des mises en service, la prévision des
19 besoins de transport, la projection des taux d'inflation et l'impact tarifaire estimé des
20 investissements projetés.

2.1 Description des catégories d'investissement

21 Les investissements sont regroupés selon qu'ils génèrent ou non des revenus additionnels.

Investissements ne générant pas de revenus additionnels

- 22 • *Maintien des actifs* : les investissements de cette catégorie sont requis pour
23 maintenir la capacité de service offerte par le Transporteur à sa clientèle tout en
24 mettant à profit les plus récents progrès techniques disponibles et utiles.
- 25 • *Maintien et amélioration de la qualité du service* : les investissements de cette
26 catégorie sont destinés à la satisfaction de la clientèle et au maintien ou au

⁷ D-2017-021, par. 525.

⁸ Annexe 1 – Étude expliquant et quantifiant les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport.

1 rehaussement de la qualité du service rendu par le Transporteur à l'égard de la
2 demande existante. Essentiellement, ces projets d'investissement représentent les
3 solutions optimales retenues pour répondre à des problématiques de performance
4 qui touchent notamment le comportement du réseau de transport, la continuité du
5 service, la fiabilité des équipements ou la qualité de l'onde.

- 6 • *Respect des exigences* : les investissements de cette catégorie visent la conformité
7 aux lois et règlements en vigueur, aux engagements contractuels que le
8 Transporteur est tenu de respecter et aux encadrements et normes internes
9 et externes.

Investissements générant des revenus additionnels

- 10 • *Croissance des besoins de la clientèle* : les investissements de cette catégorie
11 découlent des besoins et des demandes exprimés par les clients du Transporteur.
12 D'une part, ils visent à répondre aux besoins croissants de la charge locale en
13 augmentant la capacité du réseau de transport par des ajouts d'équipements
14 suivant les orientations qui sont établies de concert avec le Distributeur. D'autre
15 part, ils concernent les travaux de raccordement, de prolongement ou de
16 modification du réseau qui permettent d'intégrer la puissance produite par une
17 nouvelle source de production et d'assurer le transit de la puissance additionnelle
18 découlant entre autres de l'ajout de nouveaux groupes de production ou de la
19 modification de groupes de production dans une centrale existante.

2.2 Prévision des investissements et des mises en service

20 Le tableau 7 présente, pour chacune des catégories d'investissement, la prévision des
21 investissements à l'horizon 2028 selon :

- 22 • Les projets de 25 M\$ et plus déjà autorisés par la Régie ou ceux dont la demande
23 d'autorisation à la Régie est à venir.
- 24 • Les coûts résiduels regroupés pour d'autres projets déjà autorisés.
- 25 • Les autres projets de 25 M\$ et plus dont le dépôt de la demande d'autorisation à la
26 Régie est ultérieur à 2019.
- 27 • Les investissements pour les projets de moins de 25 M\$.
- 28 • Les contributions des clients pour la catégorie Croissance des besoins de la
29 clientèle, qui sont basées sur l'année de mise en service.

30 Les dates de mise en service des projets de 25 M\$ et plus déjà autorisés par la Régie, ou
31 ceux dont la demande d'autorisation à la Régie est à venir, sont également fournies.

1 Le Transporteur souligne que la précision de la prévision des investissements liés aux
2 projets planifiés à court terme est meilleure que celle des investissements anticipés à plus
3 long terme. Au-delà de l'horizon de quelques années, les prévisions d'investissement
4 reflètent les niveaux d'investissement estimés par le Transporteur pour répondre aux
5 différents besoins, suivant l'information dont il dispose au moment où ces prévisions sont
6 faites. En effet, il importe de préciser que certains projets peuvent varier au fur et à mesure
7 que les besoins des clients ou les solutions envisagées se précisent. De plus, il se peut que
8 des projets soient reportés ou abandonnés, ce qui nécessitera une actualisation des
9 investissements et des mises en service initialement envisagés par le Transporteur. Enfin,
10 l'arrimage de la réalisation de l'ensemble des projets doit être finalisé en tenant compte de
11 la disponibilité des ressources du Transporteur et de leur utilisation optimale.

12 Ainsi, pour les « Autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2019 », le
13 Transporteur présente de façon globale les investissements projetés annuels car ces projets
14 peuvent varier considérablement au fur et à mesure qu'ils se précisent. Les flux
15 d'investissement à moyen et à long termes ne sont pas détaillés afin d'éviter de fournir des
16 informations inexactes.

Tableau 7
Investissements par catégorie à l'horizon 2028 (M\$)

Catégories d'investissement	Mise en service	Autorisation	2017 et -	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total
1. Investissements ne générant pas de revenus additionnels															
1.1 Maintien des actifs															
Poste Manicouagan - Réfection CS24 et systèmes connexes	2016-2019	D-2012-151	78,3	3,3	14,4										96,0
Poste Nicolet	2015-2019	D-2013-156	49,7	10,0	4,1										63,8
Poste Fleury	2017	D-2013-205	86,4	14,1											100,5
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2009-02 (3e)	2013-2021	D-2014-045	3,1												3,1
Poste De Lorimier	2018-2023	D-2014-050	105,2	11,4		0,3	0,3	2,9	5,1						125,1
Poste Duvernay - Remplacement systèmes démarrage CS et autres	2017-2018	D-2014-083	35,5	13,1	0,1										48,7
Poste Chelsea - Remplacement équipements et automatismes	2015-2019	D-2014-110	23,6	6,4	6,3	0,4									36,7
Poste Rapides-Farmer - Remplacement équipements et automatismes	2016-2019	D-2014-111	23,7	6,4	7,7	0,3									38,1
Poste Manicouagan - Remplacement transformateurs	2016-2019	D-2014-168	75,8	10,3	11,1	0,2									97,3
Modernisation des liaisons optiques (NG-SONET)	2013-2020	D-2014-191	30,3	8,3	10,4	5,7	0,8								55,3
Mise en place du réseau IP MPLS/VPN	2014-2019	D-2014-191	75,5	16,7	5,3	2,8									100,4
Poste Langelier	2016-2019	D-2014-208	34,9	7,7	2,3										44,9
Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-île	2016-2019	D-2015-023	74,7	(3,3)											71,4
Poste Saint-Patrick	2019-2022	D-2015-051	47,5	28,2	2,6		1,1	3,3							82,7
Poste Notre-Dame	2016-2019	D-2015-075	20,4	4,9	2,2										27,5
Poste Sainte-Odile	2017-2018	D-2015-154	15,6	5,9	0,3										21,9
Poste Saint-Jean	2020-2027	D-2016-013	10,7	36,8	29,0	7,7				0,4	0,8	5,5	5,8		96,8
Remplacements systèmes commande et protection - Compensation série	2017-2018	D-2016-075	30,6	16,5	0,8										47,8
Ligne Langlois - Vaudreuil-Soulanges	2017-2018	D-2016-106	1,3												1,3
Remplacement des liaisons hertziennes analogiques - Phase 2 (Note 1)	2018-2021	D-2016-161	5,2	10,0	15,3	13,9	6,7	0,1							51,3
Poste Gracefield et ligne Paugan - Maniwaki	2017-2019	D-2016-176	18,6	12,0	0,1										30,7
Poste Aqueduc	2020	D-2017-001	8,3	6,4	8,9	8,8	0,5								32,9
Poste Mékinac	2019-2021	D-2017-047	3,5	6,8	24,1	0,7	5,4								40,5
Poste Sherbrooke - Renforcement du réseau	2018-2019	D-2017-088	5,1	1,0	1,2										7,4
Reconstruction lignes à 120 kV à Gatineau	2019-2020	D-2018-028	5,3	2,9	26,9	8,9	0,1								44,2
Poste Duvernay	2019-2023	D-2018-043	2,9	9,7	18,3	13,5	9,5	8,8	8,5	2,5					73,9
Poste Chaudière	2020-2021	D-2018-051	1,5	3,8	29,4	13,0	0,5	0,2							48,4
Poste La Prairie	2020-2021	D-2018-059	0,8	2,3	12,4	11,5	10,0								37,0
Poste Montagnais - Remplacement inductances shunt à 735 kV	2019-2021	D-2018-092	0,3	1,0	12,6	17,3	12,4								43,6
Poste Achigan	2019-2020	R-4037-2018	1,7	0,8	7,3	10,0									19,9
Poste Châteauguay - Remplacement équipements et automatismes	2019-2021	R-4040-2018	0,5	4,0	9,3	13,7	9,1	0,2							36,8
Remplacement systèmes de conduite des réseaux Phase 1 (Note 2)	2023	R-4047-2018	0,2	9,4	8,5										18,1
Ligne Beaumont - Dorchester	2019-2020	à venir	0,9	3,3	18,3	3,1									25,6
Poste Chénier - Remplacement équipements	2019-2022	à venir	0,5	1,4	4,3	11,0	9,0	5,0							31,2
Poste Boulevard-Labelle	2020	à venir		0,1	0,9	0,5									1,6
Poste Chamouchouane - Remplacement compensateur statique	2020-2021	à venir	0,2	0,8	9,0	20,0	15,0								45,0
Poste Montréal-Est	2020-2021	à venir	0,5	0,1	5,1	15,1									20,8
Nemiscau - Réfection du complexe résidentiel	2020-2023	à venir	0,9	2,8	51,1	23,5	13,3	6,6							98,2
Poste Montagnais - Remplacement transformateurs	2021-2023	à venir		1,4	3,2	2,9	24,0	16,6	1,4						49,4
Remplacement automatisme RPTC (Note 3)	2021-2026	à venir			10,3										10,3
Poste La Prairie - Section à 315-120 kV	2022	à venir	0,1	1,7	1,4	24,8	23,7	20,2							72,0
Poste Hochelaga	2022-2023	à venir	0,6	0,9	6,8	21,4	38,2	17,2				0,4	1,5	2,8	89,9
Poste Lachine	2022-2025	à venir	0,2	2,1	16,1	8,5	26,4	1,0		0,5	3,7				58,5
Poste Saint-Michel (Montréal-Nord)	2022-2025	à venir	2,1	2,2	6,9	7,1	23,9	23,6							65,9
Poste Boucheville	2023	à venir		0,1	0,5	2,0	9,6	8,8	9,0						30,1
Poste Bonsecours (Valcourt)	2023	à venir					1,0	3,0	1,6						5,6
Autres projets déjà autorisés (coûts résiduels)			1 068,2	37,0	0,4	4,3	0,0	0,2	1,7	10,8					1 122,6
Autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2019			5,1	(42,1)	(4,8)	135,6	247,2	526,2	654,2	635,6	351,4	352,8	353,3	356,2	3 570,8
Investissements de moins de 25 M\$				479,6	502,7	529,9	499,4	534,0	525,3	533,2	553,9	570,2	576,0	576,3	5 880,6
<i>Incluant contributions et frais d'entretien</i>					(0,2)										
Niveau d'invest. - Maintien des actifs			1 955,1	756,5	855,2	966,0	997,4	1 184,7	1 213,6	1 183,0	909,8	929,0	936,6	935,3	12 822,2

Note 1 : Suite à la D-2016-161, le coût d'avant-projet de 6,6 M\$ autorisé (D-2014-191) ainsi que les coûts réels sont intégrés au présent projet.

Note 2 : Désignés "Systèmes contrôle et acquisition données", R-4012-2017.

Note 3 : Les prévisions d'investissement correspondent aux activités d'avant-projet et projet pour l'année 2019, et les coûts des travaux associés au projet à compter de 2020 demeurent à l'étude. (RPTC : Rejet Production et Télééléstage Charge).

Tableau 7
Investissements par catégorie à l'horizon 2028 (M\$) (suite)

<i>Catégories d'investissement</i>	<i>Mise en service</i>	<i>Autorisation</i>	<i>2017 et -</i>	<i>2018</i>	<i>2019</i>	<i>2020</i>	<i>2021</i>	<i>2022</i>	<i>2023</i>	<i>2024</i>	<i>2025</i>	<i>2026</i>	<i>2027</i>	<i>2028</i>	<i>Total</i>
1.2 Maintien et amélioration de la qualité															
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2005-03 (2e)	2011-2018	D-2010-165/ D-2011-166	14,6												14,6
Poste Manicouagan - Remplacement transformateurs	2016-2019	D-2014-168	15,4	11,1	2,8	0,1									29,3
Poste Judith-Jasmin	2018-2019	D-2015-022	47,3	15,0	9,1										71,5
Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-Île	2016-2019	D-2015-023	259,2	73,0	56,6	4,4									393,2
Poste Gracefield et ligne Paugan - Maniwaki	2017-2019	D-2016-176	31,8	24,2	0,3										56,4
Installation d'inductances shunt à 735 kV et à 315 kV	2018	D-2017-051	10,6	32,0	1,4										44,0
Poste Sherbrooke - Renforcement du réseau	2018-2019	D-2017-088		13,5	0,8										14,3
Reconstruction lignes à 120 kV à Gatineau	2019-2020	D-2018-028		1,6	4,1	1,4									7,0
Ligne Micoua - Saguenay	2021-2022	R-4052-2018	11,3	22,8	141,5	214,9	293,1	104,9	4,3						792,7
Poste Boulevard-Labelle	2020	à venir			0,3	0,2									0,5
Poste Montréal-Est	2020-2021	à venir			3,0	5,0	110,0								118,0
Poste Hochelaga	2022-2023	à venir	0,2	15,0											15,2
Poste Anjou	2023	à venir			0,6	1,6	2,1	34,2	32,3						70,8
Autres projets déjà autorisés (coûts résiduels)															0,0
Autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2019			0,1	(38,9)	(4,9)	44,1	39,3	78,9	80,0	211,1	35,5	42,0	45,0	28,0	560,3
Investissements de moins de 25 M\$				48,0	51,7	53,9	59,6	54,7	53,5	54,8	59,8	62,3	62,3	62,3	622,7
Niveau d'invest. - Maintien et amélioration de la qualité			390,5	217,4	267,1	325,6	504,1	272,7	170,1	265,9	95,3	104,3	107,3	90,3	2 810,5
1.3 Respect des exigences															
Poste Nicolet	2015-2019	D-2013-156	2,9	0,5	0,3										3,7
Autres projets déjà autorisés (coûts résiduels)			331,0	7,7	(0,3)										338,4
Autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2019															
Investissements de moins de 25 M\$ <i>Incluant contributions et frais d'entretien</i>				45,4	18,5 (13,2)	28,6	31,3	21,2	20,6	21,2	23,8	25,1	25,1	25,1	286,1
Niveau d'invest. - Respect des exigences			333,9	53,6	18,5	28,6	31,3	21,2	20,6	21,2	23,8	25,1	25,1	25,1	628,2
Niveau d'invest. - Ne générant pas de revenus additionnels			2 679,5	1 027,6	1 140,7	1 320,2	1 532,8	1 478,5	1 404,3	1 470,1	1 028,9	1 058,4	1 069,0	1 050,7	16 260,8

Tableau 7
Investissements par catégorie à l'horizon 2028 (M\$) (suite)

<i>Catégories d'investissement</i>	<i>Mise en service</i>	<i>Autorisation</i>	2017 et -	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total
2. Investissements générant des revenus additionnels															
2.1 Intégration de production et Interconnexions															
Intégration de production															
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2005-03 (2e) (Note 4)	2011-2018	D-2010-165/ D-2011-166	684,3	1,6	0,7	4,0									690,5
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2005-03 (2e) - Contributions (Note 4)	2011-2018	D-2010-165/ D-2011-166	2,2												2,2
Raccordement des centrales du complexe la Romaine (Note 4)	2014-2020	D-2011-083	1 570,4	47,4	40,3	11,2	1,6								1 670,8
Raccordement des centrales du complexe la Romaine - Contributions (Note 4)	2014-2020	D-2011-083	(109,3)			(963,9)									(1 073,2)
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2009-02 (3e)	2013-2021	D-2014-045	99,1	53,8	55,8	0,4	1,5								210,7
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2009-02 (3e) - Contributions	2013-2021	D-2014-045	7,8		2,0	0,9	(58,5)								(47,8)
Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-Île	2016-2019	D-2015-023	340,2	210,8											551,0
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2013-01 (4e)	2016-2021	D-2017-025	44,9	113,3	13,8	41,3	84,4								297,7
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2013-01 (4e) - Contributions	2016-2021	D-2017-025	0,9				(16,3)								(15,4)
Interconnexions															
Interconnexion générique (Note 5)	2022	à venir		4,1	42,3	81,6	352,8	234,2							715,0
Autres projets déjà autorisés (coûts résiduels)															
<i>Incluant contributions et frais d'entretien</i>			123,7	0,9											124,6
			(5,7)												(5,7)
Autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2019 (Note 6)															
			7,8	(2,2)	(22,9)	(63,9)	(138,9)	(10,3)	95,3	124,4					(10,7)
Investissements de moins de 25 M\$															
<i>Incluant contributions et frais d'entretien</i>				7,6	4,1	10,0	20,1	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	51,6
				4,9	0,4	0,9									6,2
Niveau d'invest. - Intégration de production et Interconnexions			2 771,9	437,2	136,0	(878,4)	246,7	225,3	96,7	125,8	1,4	1,4	1,4	1,4	3 166,8

Note 4 : Suite à l'autorisation de la ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-Île (D-2015-023), le coût des travaux substitués par ce projet sont déduits de la présente prévision. Toutefois, la contribution du client sera calculée en tenant compte de ceux-ci.

Note 5 : Compte tenu de l'état d'avancement des demandes de service de transport de point à point à l'étude par le Transporteur (soit les demandes 117T, 154T et 203T, liées à l'interconnexion Québec - New Hampshire, à l'interconnexion Hertel-New York et à l'interconnexion Appalaches-Maine, respectivement), les prévisions d'investissement incluent une interconnexion générique de 1 000 MW avec une mise en service prévue en 2022.

Note 6 : Les prévisions d'investissement tiennent compte des études en cours qui pourraient mener à un projet de ligne de transport dans le sud du réseau. Si celui-ci était effectivement mis de l'avant, il se substituerait à certains travaux de renforcement du réseau principal (rehaussement thermique dans le cadre de la réalisation d'une interconnexion générique et ajout de compensation série dans le cadre du dossier R-3978-2016 (D-2017-025)). Les montants négatifs pour 2018 à 2022 englobent les montants relatifs à ces travaux et seraient ajustés pour tenir compte de la concrétisation du projet de ligne.

Tableau 7
Investissements par catégorie à l'horizon 2028 (M\$) (suite)

Catégories d'investissements	Mise en service	Autorisation	2017 et -	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total
2.2 Croissance charge locale															
Poste Fleury	2017	D-2013-205	25,6	2,9	0,7										29,2
Poste De Lorimier	2018-2023	D-2014-050	83,2	3,9											87,1
Poste Judith-Jasmin	2018-2019	D-2015-022	64,8	67,1	14,5	0,1									146,5
Poste Saint-Patrick	2019-2022	D-2015-051	10,7	10,2	1,5										22,3
Poste Saint-Jean	2018-2027	D-2016-013	2,5	0,8	0,8	11,3	1,7								17,1
Ligne Langlois - Vaudreuil-Soulanges	2017-2018	D-2016-106	39,4	5,0											44,4
Ligne Grand-Brûlé - Dérivation Saint-Sauveur	2018	D-2016-130	18,7	73,5	4,3	0,1									96,7
Poste Gracefield et ligne Paugan - Maniwaki	2017-2019	D-2016-176	14,6	3,0	0,2										17,9
Renforcement du réseau régional de Sherbrooke	2018-2019	D-2017-088	33,1	21,2	1,3										55,7
Poste des Patriotes	2020-2021	D-2018-058	6,4	13,0	65,8	17,0	0,1								102,3
Poste La Prairie - Section 315-25 kV	2020-2021	D-2018-059	0,9	0,7	12,6	3,1	2,5								19,8
Poste Boulevard-Labelle	2020	à venir	1,0	2,7	10,7	19,2	0,1								33,7
Poste Achigan	2019-2020	à venir	1,7	4,3	6,7	16,0									28,8
Poste Le Corbusier	2021	à venir	2,0	3,3	15,0	33,7	6,9								61,0
Poste Hochelaga	2022-2023	à venir	0,4	0,8	3,2	3,6	5,7	20,6							34,2
Poste Lachine	2022-2025	à venir		1,8	10,2	15,0	14,5	1,2		0,5	5,7				48,9
Poste Saint-Michel (Montréal-Nord)	2022-2025	à venir								6,0	14,0				20,0
Poste Irlandais (Viger-2)	2023	à venir	13,8		0,2	2,5	22,8	27,2	6,5						73,1
Poste Bonsecours (Valcourt)	2023	à venir		1,1	3,1	5,5	39,3	42,6							91,5
Poste Montréal-Est	2020-2021	à venir	0,1	2,5											2,5
Agrégation des projets (« pool ») - Contribution HQD		à venir		(235,9)											(235,9)
Autres projets déjà autorisés (coûts résiduels)			521,5	(5,2)	1,3										517,6
<i>Incluant contributions et frais d'entretien</i>			0,1												0,1
Autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2019			3,5	(2,5)	20,0	126,5	150,9	150,5	235,5	235,5	222,3	241,8	242,0	242,0	1 868,2
<i>Incluant contributions et frais d'entretien</i>						0,1									0,1
Investissements de moins de 25 M\$				65,1	116,4	117,4	77,8	68,5	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	862,8
<i>Incluant contributions et frais d'entretien</i>				(8,1)	(2,4)	(13,2)	(4,8)	(4,1)							(32,6)
Niveau d'invest. - Croissance charge locale			843,8	39,6	288,5	371,1	322,3	310,6	311,6	311,6	311,6	311,4	311,6	311,6	4 045,3
Niveau d'invest. - Générant des revenus additionnels			3 615,7	476,8	424,4	(507,3)	569,0	535,9	408,3	437,4	313,0	313,0	313,0	313,0	7 212,2
Niveau d'invest. globaux			6 295,2	1 504,4	1 565,2	812,9	2 101,8	2 014,4	1 812,5	1 907,5	1 341,9	1 371,4	1 382,0	1 363,7	23 473,1

Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des montants en raison des arrondis.

1 Le Transporteur présente au tableau 8, une liste des principaux projets inclus dans la
 2 rubrique « Autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2019 » du tableau 7. La
 3 date de mise en service prévue, l'année probable de dépôt des dossiers à la Régie ainsi
 4 que le coût estimé des projets y sont fournis.

Tableau 8
Principaux projets inclus dans les rubriques
« Autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2019 » du tableau 7

	Date estimée de MES	Année prévue du dépôt à la Régie	Coût estimé du projet (M\$)
1.1 Maintien des actifs			1 920
Poste Lévis - Remplacement transformateurs	2023	2020	25
Poste Chertsey	2023	2020	30
Lignes Fleury - Beaumont	2021-2023	2020	35
Poste Reed	2024	2020	40
Conversion 315-25 kV axe Saraguay - Aqueduc	2022	2020	70
Augmentation de la limite sud	2024	2020	75
Poste Laurent	2025	2020	85
Poste Bout-de-l'Île	2023-2024	2020	90
Remplacements systèmes commande et protection - Compensation série	2022-2023	2020	105
Poste Chibougamau - Remplacement compensateur statique	2022-2023	2020	135
Poste La Vérendrye - Remplacement compensateur statique	2023	2020	135
Poste Hampstead	2023	2020	150
Poste Châteauguay - Groupes convertisseurs	2021-2024	2020	600
Poste René-Lévesque	2024	2021	100
Poste Maisonneuve	2024	2022	105
Poste Berri	2024	2022	140
1.2 Maintien et amélioration de la qualité			315
Ligne Henri-Bourassa - Montréal-Est - Bout-de-l'Île	2022-2023	2020	50
Augmentation de la limite sud	2024	2020	265
2.1 Intégration de production et Interconnexions			255
Augmentation de la limite sud	2024	2020	255
2.2 Croissance charge locale			985
Augmentation de la limite sud	2024	2020	65
Poste Bout-de-l'Île - Ajout transformateur	2022	2020	40
Poste Bolton-Sud	2023-2024	2020	45
Poste Reed	2024	2020	50
Poste Chertsey	2023	2020	55
Conversion 315-25 kV axe Saraguay - Aqueduc	2022	2020	155
Renforcement du réseau de l'Abitibi - Section 315 kV	2023	2020	345
Poste Montmagny	2023	2021	40
Poste René-Lévesque	2024	2021	65
Poste Armagh	2025	2022	30
Poste Taché	2025	2022	35
Poste Brome	2025-2026	2023	60

Note : L'intégration du réseau des Îles-de-la-Madeleine au réseau de transport étant en phase d'élaboration de l'avant-projet, celle-ci sera intégrée dans un prochain dossier tarifaire le cas échéant.

1 Le Transporteur souligne⁹ que, pour les « Autres projets dont le dépôt à la Régie est
2 ultérieur à 2019 », des écarts peuvent être constatés entre la prévision des investissements
3 sur l'horizon de planification présentée au tableau 7 et la somme des coûts estimés des
4 projets présentés au tableau 8, et ce pour les motifs ci-après.

5 • Une partie des investissements prévus au tableau 7 couvre une enveloppe
6 budgétaire pour des projets qui ne sont pas encore suffisamment définis et qui ne
7 peuvent par conséquent être présentés au tableau 8.

8 • Le montant global des investissements du tableau 7 peut inclure une écriture
9 d'équilibre afin d'éviter le double comptage, par exemple dans le cas de deux
10 projets qui peuvent requérir individuellement le même renforcement du réseau¹⁰.
11 Ainsi, le coût se rattachant à ce renforcement pourrait paraître en double dans la
12 somme des investissements prévus au tableau 8. Dans la préparation du tableau 7,
13 le Transporteur procédera à une écriture d'équilibre pour n'y refléter que la
14 prévision d'un seul renforcement du réseau, et donc induira un écart perceptible
15 entre les montants paraissant à ce tableau 7 et ceux paraissant au tableau 8.

16 Les écarts constatés entre les tableaux 7 et 8, symptomatiques de certains jeunes projets,
17 se résorbent généralement au fur et à mesure que les solutions envisagées pour les projets
18 se précisent. Ces écarts peuvent réapparaître périodiquement¹¹ lorsque le Transporteur
19 explore de nouveaux projets et que ceux-ci introduisent la possibilité de solutions de
20 réalisation qui peuvent influencer sur d'autres projets déjà planifiés.

21 Par ailleurs, le Transporteur précise¹² que le processus qu'il utilise pour établir sa prévision
22 des investissements sur 10 ans est robuste et qu'il réévalue périodiquement ses coûts
23 paramétriques et ses prévisions d'investissement afin que celles-ci soient aussi justes
24 que possible. Les tableaux 7 et 8 présentent toutefois la situation au moment de la
25 préparation de la demande tarifaire et visent à fournir l'information la plus transparente
26 possible tout en tenant dorénavant compte de la confidentialité relative à certains
27 renseignements sur les coûts de projets¹³.

⁹ D-2016-029, par. 278.

¹⁰ Par exemple, la ligne à 735 kV Chamouchouane – Bout-de-l'Île permettant la substitution de certains travaux dans le cadre de l'intégration des centrales du complexe la Romaine et de parcs éoliens de l'appel d'offres 2005-03 (2^e).

¹¹ Dans la présente demande, le montant total paraissant à la rubrique « Autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2019 » du tableau 7 pour la catégorie « maintien et amélioration de la qualité », soit 560 M\$, est supérieur de 245 M\$ au montant total présenté au tableau 8 pour cette même catégorie, soit 315 M\$.

¹² D-2016-029, par. 277.

¹³ Reconnue par la Régie, notamment dans ses décisions D-2016-086 et D-2016-091.

1 Finalement, en ce qui a trait aux études en cours en lien avec le projet de ligne de transport
 2 dans le sud du réseau, le Transporteur souhaite¹⁴ informer la Régie que le corps
 3 d'hypothèses utilisé afin de rechercher une solution globale et structurante est toujours en
 4 redéfinition puisque plusieurs demandes individuelles sont toujours en cours d'analyse. Ces
 5 demandes ont en commun de modifier le comportement dans le sud du réseau principal.
 6 L'horizon de remise de ces analyses s'étend à l'heure actuelle jusqu'à la fin de 2018.
 7 Ensuite, le Transporteur étudiera des solutions d'optimisation globales. Celles-ci étant
 8 tributaires de la décision des clients de poursuivre leurs projets à la suite de la réception des
 9 analyses individuelles susmentionnées, le Transporteur ne peut s'avancer, à ce moment-ci,
 10 sur un horizon précis pour la finalisation des études.

11 Les tableaux 9 et 10 présentent, par catégorie d'investissement, le sommaire des
 12 investissements et des mises en service à l'horizon 2028.

Tableau 9
Sommaire des investissements par catégorie à l'horizon 2028 (M\$)

Catégories des investissements	Réel	Budget	Planifié									
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ne générant pas de revenus additionnels	1 410,2	1 027,6	1 153,9	1 320,2	1 532,8	1 478,5	1 404,3	1 470,1	1 028,9	1 058,4	1 069,0	1 050,7
Maintien des actifs	892,2	756,5	855,2	966,0	997,4	1 184,7	1 213,6	1 183,0	909,8	929,0	936,6	935,3
Maintien et amélioration de la qualité	246,0	217,4	267,1	325,6	504,1	272,7	170,1	265,9	95,3	104,3	107,3	90,3
Respect des exigences	271,9	53,6	31,7	28,6	31,3	21,2	20,6	21,2	23,8	25,1	25,1	25,1
Général des revenus additionnels	581,8	715,9	424,4	467,9	648,6	540,0	408,3	437,4	313,0	313,0	313,0	313,0
Croissance des besoins	581,8	715,9	424,4	467,9	648,6	540,0	408,3	437,4	313,0	313,0	313,0	313,0
Total investissements	1 991,9	1 743,5	1 578,4	1 788,1	2 181,5	2 018,5	1 812,5	1 907,5	1 341,9	1 371,4	1 382,0	1 363,7
Contributions et frais d'entretien	-3,7	-239,1	-13,2	-975,2	-79,6	-4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total investissements et contributions et frais d'entretien tels que présentés au tableau 7	1 988,2	1 504,4	1 565,2	812,9	2 101,8	2 014,4	1 812,5	1 907,5	1 341,9	1 371,4	1 382,0	1 363,7

Note : Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des montants en raison des arrondis.

Tableau 10
Sommaire des mises en service par catégorie à l'horizon 2027 (M\$)

Catégories des mises en service	Réel	Budget	Planifié									
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ne générant pas de revenus additionnels	1 225,3	1 163,6	1 231,0	932,9	1 057,3	1 866,9	1 579,5	1 892,9	824,4	989,4	1 091,8	987,9
Maintien des actifs	847,2	820,0	854,8	847,6	799,1	1 013,1	1 347,5	1 533,2	734,7	866,0	935,8	873,8
Maintien et amélioration de la qualité	92,6	274,2	344,1	68,7	231,1	824,8	210,2	339,8	67,7	99,5	131,3	90,3
Respect des exigences	285,5	69,3	32,2	16,6	27,1	29,0	21,8	20,0	21,9	23,8	24,7	23,9
Général des revenus additionnels	820,3	326,5	888,3	-511,5	119,8	836,2	692,6	397,1	373,5	204,7	279,1	314,7
Croissance des besoins	820,3	326,5	888,3	-511,5	119,8	836,2	692,6	397,1	373,5	204,7	279,1	314,7
Total mises en service	2 045,5	1 490,1	2 119,3	421,4	1 177,1	2 703,1	2 272,1	2 290,0	1 197,9	1 194,1	1 370,9	1 302,7

Note : Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des montants en raison des arrondis.

¹⁴ D-2018-021, par. 616.

- 1 Les prévisions des investissements et des mises en service à l'horizon 2028 reposent sur la
- 2 prévision des besoins de transport présentés au tableau 11, soit les besoins du service pour
- 3 l'alimentation de la charge locale et ceux du service de transport de point à point.

Tableau 11
Prévision des besoins de transport (MW)

Services de transport	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Charge locale	38 313	38 640	38 846	39 216	39 526	39 805	40 076	40 349	40 606	40 848
Point à point	4 697	4 692	4 649	4 755	5 923	5 923	5 923	5 923	5 923	5 923
Total	43 010	43 332	43 495	43 972	45 448	45 728	45 999	46 272	46 528	46 771

- 4 Les hypothèses utilisées pour les taux d'inflation sont fournies au tableau 12.

Tableau 12
Taux d'inflation

Année	Canada			États-Unis		
	Indice des prix à la consommation %	Indice des prix des produits industriels %	Indice implicite des prix du produit intérieur brut %	Indice des prix à la consommation %	Indice des prix des produits industriels %	Indice en chaîne des prix du produit intérieur brut %
2001	2,5	1,2	2,2	2,8	0,8	2,3
2002	2,2	0,0	2,4	1,6	-0,7	1,5
2003	2,8	-1,2	2,0	2,3	2,5	2,0
2004	1,8	3,2	1,6	2,7	4,2	2,7
2005	2,2	1,6	2,1	3,4	5,5	3,2
2006	2,0	2,3	1,9	3,2	4,0	3,1
2007	2,2	1,6	1,9	2,8	3,8	2,7
2008	2,3	4,3	2,1	3,8	7,9	2,0
2009	0,3	-3,5	0,9	-0,4	-4,9	0,8
2010	1,8	1,5	1,4	1,6	5,0	1,2
2011	2,9	6,9	2,5	3,2	7,8	2,1
2012	1,5	1,1	1,5	2,1	2,1	1,8
2013	0,9	0,5	1,8	1,5	0,4	1,6
2014	2,0	2,5	2,0	1,6	0,8	1,8
2015	1,1	-0,9	1,2	0,1	-5,1	1,1
2016	1,4	-0,2	1,0	1,3	-1,9	1,3
2017	1,6	3,2	2,3	2,1	3,5	1,3
2018	2,0	3,7	1,5	2,6	5,0	1,5
2019	2,0	0,2	2,1	2,1	1,5	2,1
2020	2,0	2,7	2,2	2,3	1,6	2,2
2021	2,0	-0,7	2,0	2,2	1,4	2,0
2022	2,0	1,0	1,9	2,3	1,7	1,9
2023	2,0	1,7	1,8	2,4	2,2	1,8
2024 et plus	2,0	1,7	1,6	2,4	2,1	1,6

2.3 Impact tarifaire des investissements projetés

- 1 Le tableau 13 présente l'impact tarifaire estimé pour les investissements projetés à
- 2 l'horizon 2028.
- 3 Afin d'estimer l'impact tarifaire des investissements, le Transporteur prend en considération
- 4 les besoins de transport ainsi que les coûts associés aux mises en service de ces

- 1 investissements. Ces coûts comprennent l'amortissement, le coût du capital, la taxe sur les
 2 services publics ainsi que les charges d'exploitation.
- 3 Tel qu'indiqué précédemment, il se peut que des investissements projetés sur un horizon de
 4 plus long terme soient reportés ou abandonnés, ce qui nécessitera une actualisation des
 5 investissements et des mises en service et aurait pour effet de modifier l'impact tarifaire
 6 estimé dans la présente demande.

Tableau 13
Impact tarifaire des investissements projetés à l'horizon 2028

Années	Ajouts nets à la base de tarification (M\$)	Coût du capital ¹ (M\$)	Charges d'exploitation (M\$)	Amortissement (M\$)	Taxe sur les services publics ² (M\$)	Total (M\$)	Revenus requis (M\$)	Besoins de transport de la charge locale (MW)	Besoins de transport de point à point (MW)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel (\$/kW)
2018							3 308	37 778	4 732	42 510	77,81
2019	1 083	22	7	8	0	37	3 345	38 313	4 697	43 010	77,77
2020	(556)	37	15	4	6	62	3 370	38 640	4 692	43 332	77,76
2021	234	(25)	21	7	2	5	3 313	38 846	4 649	43 495	76,17
2022	1 791	27	47	34	3	111	3 419	39 216	4 755	43 971	77,75
2023	1 374	148	62	122	12	343	3 651	39 526	5 923	45 449	80,33
2024	1 463	168	73	109	18	369	3 676	39 805	5 923	45 728	80,40
2025	422	216	81	119	24	439	3 747	40 076	5 923	45 999	81,46
2026	438	214	86	137	24	461	3 769	40 349	5 923	46 272	81,45
2027	635	214	94	163	24	495	3 803	40 606	5 923	46 529	81,73
2028	592	220	101	191	25	537	3 845	40 848	5 923	46 771	82,20

Ensemble de la période 2019 à 2028

79,70

¹ Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,353 % proposé dans la présente demande, pièce HQT-8, Document 1.

² Taxe sur les services publics de 0,55 % imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec

Annexe 1

Étude expliquant et quantifiant les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport

**Étude expliquant et quantifiant
les facteurs influençant le taux de pertes actuel
du réseau de transport**

Table des matières

1.	Introduction	5
2.	Description des pertes électriques du réseau de transport	6
2.1	Pertes par effet Joule	6
2.2	Pertes par effet couronne	6
2.3	Pertes dans les équipements d'appareillage shunt	7
2.4	Autres sources de pertes électriques	7
3.	Méthodes d'évaluation des pertes et du taux de pertes de transport	7
3.1	Méthode de calcul des pertes et du taux de pertes de transport	7
3.2	Méthode simulée d'évaluation des pertes et du taux de pertes de transport	8
3.2.1	<i>Évaluation des pertes par effet Joule</i>	8
3.2.2	<i>Évaluation des pertes par effet couronne</i>	9
3.2.3	<i>Évaluation des pertes shunt</i>	9
3.2.4	<i>Autres pertes</i>	9
3.2.5	<i>Évaluation de l'énergie livrée</i>	10
4.	Facteurs analysés influençant le taux de pertes du Transporteur	10
4.1	Conditions climatiques	10
4.2	Intégration ou fermeture de production	11
4.3	Raccordement ou fermeture d'un client industriel majeur	11
4.4	Variation des échanges avec les réseaux voisins	11
4.5	Renforcement de réseau	12
4.6	Ajustement de l'équilibre offre–demande	12
5.	Influence des différents facteurs sur le taux de pertes du Transporteur	12
5.1	Conditions climatiques	13
5.1.1	<i>Rééquilibrage annuel de la charge (+500 MW en été et -500 MW en hiver)</i>	13
5.1.2	<i>Variation de la charge locale</i>	13
5.1.3	<i>Variation de la production éolienne</i>	14
5.1.4	<i>Variation des pertes par effet couronne</i>	15
5.2	Intégration ou fermeture de production	15
5.2.1	<i>Ajout d'une production constante de 350 MW dans le nord du réseau</i>	15
5.2.2	<i>Ajout d'une production constante de 675 MW dans le sud du réseau</i>	16
5.2.3	<i>Fermeture d'un parc éolien d'une puissance installée de 180 MW en Gaspésie</i>	16
5.2.4	<i>Fermeture de toute la production éolienne</i>	17
5.3	Raccordement ou fermeture d'un client industriel majeur	17
5.4	Variation des échanges avec les réseaux voisins	18
5.5	Renforcement du réseau du Transporteur	19
5.5.1	<i>Ajout d'une ligne de transport à 735 kV</i>	19
5.6	Constatations générales	20
5.6.1	<i>Interdépendance entre les facteurs</i>	22
5.6.2	<i>Proximité entre la production et la charge</i>	22
5.6.3	<i>Impact important de l'effet couronne</i>	23
5.6.4	<i>Influence de l'énergie livrée sur le taux de pertes du Transporteur</i>	23
6.	Conclusion	24

Annexe 1 – Calcul des pertes et du taux de pertes de transport	25
Annexe 2 – Résistance des lignes en fonction de la température	26

Liste des figures

Figure 1 Code de couleur utilisé pour illustrer l'impact des facteurs sur le taux de pertes	20
---	----

Liste des tableaux

Tableau 1 Impact d'un rééquilibrage annuel de la charge.....	13
Tableau 2 Impact de l'augmentation de la charge locale de 1,25 %	13
Tableau 3 Impact de la diminution de la charge locale de 1,25 %	14
Tableau 4 Impact d'une augmentation de 10 % de la production éolienne	14
Tableau 5 Impact d'une diminution de 10 % de la production éolienne	14
Tableau 6 Impact d'une diminution de 50 % de la production éolienne	15
Tableau 7 Impact de l'ajout d'une production constante de 350 MW dans le nord du réseau	15
Tableau 8 Impact de l'ajout d'une production constante de 675 MW dans le sud du réseau	16
Tableau 9 Impact de la fermeture d'un parc éolien d'une puissance installée de 180 MW en Gaspésie	16
Tableau 10 Impact de la fermeture de toute la production éolienne.....	17
Tableau 11 Impact de la fermeture d'un client industriel majeur avec une puissance moyenne de 950 MW au nord du réseau	17
Tableau 12 Impact de la fermeture d'un client industriel majeur avec une puissance moyenne de 285 MW au sud du réseau	17
Tableau 13 Impact de la diminution des échanges de 5 %	18
Tableau 14 Impact de la diminution des échanges de 10 %	18
Tableau 15 Impact de l'augmentation des échanges de 5 %.....	18
Tableau 16 Impact de l'augmentation des échanges de 10 %.....	19
Tableau 17 Impact de l'ajout de la ligne du projet Chamouchouane–Bout-de-l'Île.....	19
Tableau 18 Impact sur le taux de pertes des différents facteurs analysés (en point de pourcentage).....	21
Tableau 19 Température moyenne d'échauffement (°C) des conducteurs due au transit moyen et à l'ensoleillement moyen en fonction du mois de l'année et de l'heure de la journée.....	26
Tableau 20 Facteurs de correction de la résistance des lignes en fonction de la température estimée des conducteurs.....	27

1. Introduction

1 Dans sa décision D-2017-021¹, la Régie de l'énergie (la « Régie ») a ordonné à
2 Hydro-Québec TransÉnergie (le « Transporteur ») de déposer, au plus tard dans le cadre de
3 son dossier tarifaire 2019, une étude expliquant et quantifiant les facteurs influençant le taux
4 de pertes actuel du réseau de transport.

5 Ce document expose l'étude effectuée par le Transporteur. La section 2 explique les sources
6 des pertes électriques sur le réseau de transport. La section 3 décrit la méthode utilisée par
7 le Transporteur pour quantifier les facteurs qui influencent le taux de pertes de transport. La
8 section 4 explique les principaux facteurs influençant le taux de pertes alors que la section 5
9 présente l'influence de ces facteurs sur le taux de pertes du Transporteur. Finalement, la
10 section 6 présente un résumé des principaux résultats de l'étude.

¹ D-2017-021, [par. 523](#).

2. Description des pertes électriques du réseau de transport

2.1 Pertes par effet Joule

1 Représentant plus de 75 % des pertes, les pertes par effet Joule sont la source la plus
2 importante de toutes les pertes électriques en énergie annuelle sur le réseau de transport.
3 Les pertes par effet Joule sont majoritairement causées par la résistance électrique² au
4 passage du courant dans les lignes et les transformateurs du réseau de transport. Plus le
5 courant est élevé dans un transformateur ou une ligne, plus les pertes par effet Joule sont
6 importantes. Ce courant est relié à la quantité de puissance transitée ainsi qu'au niveau de
7 tension. Aussi, plus la température d'une ligne est élevée, plus sa résistance électrique
8 au passage du courant est élevée. Ainsi, pour le passage d'une même quantité de courant,
9 une ligne aura moins de perte par effet Joule l'hiver que l'été. La charge, la production,
10 les échanges avec les réseaux voisins, la configuration du réseau, le nombre d'équipements
11 en service, les courants et les puissances transitées dans les lignes et les transformateurs
12 ont un impact sur les tensions. Ils influencent donc la quantité de pertes par effet Joule sur le
13 réseau de transport. Le Transporteur note que dans le cadre de cette étude, pour fin de
14 simplification, les pertes dans les convertisseurs du réseau de transport ont aussi été
15 considérées comme des pertes par effet Joule.

2.2 Pertes par effet couronne

16 Les pertes par effet couronne résultent de l'ionisation³ de l'air humide ambiant aux
17 conducteurs soumis à des tensions élevées. Majoritairement présentes sur les lignes à
18 735 kV, elles représentent environ 10 % des pertes électriques en énergie annuelle sur le
19 réseau de transport. Elles sont toutefois difficiles à préciser puisque plusieurs facteurs
20 peuvent les affecter, comme les conditions climatiques (température, précipitations, humidité,
21 etc.) et l'emplacement géographique. Elles sont de nature très variable et, contrairement aux
22 pertes par effet Joule, elles sont très peu influencées par les puissances transitées dans les
23 lignes.

24 À titre informatif, pour une ligne de transport à 735 kV de 100 km transitant environ 1 900 MW,
25 les pertes par effet Joule sont d'environ 8,1 MW. Les pertes par effet couronne associées
26 varient toutefois de 0,5 à 1,8 MW par temps sec et de 5 à 18 MW sous la pluie. De plus, la
27 possibilité d'avoir des pertes par effet couronne élevées sur le réseau (>250 MW) à un instant
28 donné est beaucoup plus forte lorsque la température se situe entre -5 °C et +5 °C.

² La résistance dissipe de l'énergie sous forme de chaleur (effet Joule). Les pertes par effet Joule sont proportionnelles au carré du courant. Selon la loi d'Ohm, la puissance instantanée équivaut à $P = RI^2$, où P = puissance (en Watts), R = résistance (en ohms) et I = courant (en ampères).

³ Processus au terme duquel un atome ou une molécule neutre devient porteur d'une charge électrique positive ou négative.

2.3 Pertes dans les équipements d'appareillage shunt

1 De nombreux équipements de mesurage, de soutien et de contrôle de la tension ainsi que de
2 protection sont branchés en permanence au réseau de transport. Ces équipements soutirent
3 par leur grand nombre une perte d'énergie estimée à moins de 10 % des pertes électriques
4 en énergie annuelle sur le réseau de transport.

2.4 Autres sources de pertes électriques

5 Il existe d'autres sources de pertes présentes en plus faible proportion sur le réseau de
6 transport. Les pertes par fuites électriques et les pertes par induction⁴ électromagnétique en
7 sont de bons exemples. Les pertes par fuites électriques sont occasionnées par les courants
8 à la surface des isolateurs et autres chemins électriques de retour par la terre. Les pertes par
9 induction électromagnétique résultent pour leur part du phénomène d'induction
10 électromagnétique de courants électriques dans les circuits fermés parallèles. Une source
11 identifiable de ce dernier type de pertes est l'induction de courants dans les câbles de garde
12 non isolés à leurs points de support des lignes à haute et à très haute tension. Ces autres
13 sources de pertes électriques représentent environ 5 % des pertes électriques en énergie
14 annuelle sur le réseau de transport.

3. Méthodes d'évaluation des pertes et du taux de pertes de transport

3.1 Méthode de calcul des pertes et du taux de pertes de transport

15 Les pertes sur le réseau de transport sont calculées à partir de la méthode⁵ dite des injections.
16 Les pertes sont ainsi évaluées par la différence des données de mesurage⁶ entre les points
17 de réception à l'entrée du réseau de transport et les points de livraison à la sortie du réseau
18 de transport. Le calcul du taux de pertes de transport est quant à lui effectué sur une base
19 annuelle. Comme le calcul de ce taux est constitué des pertes du réseau de transport divisées
20 par l'énergie livrée, il faut comprendre que l'évolution du taux de pertes s'apprécie en
21 considérant à la fois les pertes et l'énergie livrée. Tous les facteurs qui influencent les pertes
22 ou l'énergie livrée du réseau de transport influencent donc le taux de pertes de transport.

23 Le calcul du taux de pertes est présenté à l'annexe 1.

24 Comme déjà mentionné⁷ par le Transporteur, cette méthode ne permet toutefois pas
25 d'identifier spécifiquement la composition des pertes selon les différentes sources et ne
26 permet pas non plus d'identifier les facteurs d'influence sur les pertes et le taux de pertes.

⁴ Apparition d'une force électromotrice dans un conducteur soumis à un champ électromagnétique.

⁵ La méthode est également expliquée dans le document « *Méthodologie de calcul du taux de pertes de transport* », à la pièce [HQT-10, Document 3](#) du dossier R-3401-98.

⁶ L'énergie reçue est déterminée à partir d'environ 400 mesures. L'énergie livrée est déterminée à partir d'environ 1 100 mesures, provenant essentiellement du secondaire des transformateurs ainsi que des interconnexions.

⁷ D-2017-021, [par. 502](#).

3.2 Méthode simulée d'évaluation des pertes et du taux de pertes de transport

1 Le Transporteur doit utiliser une méthode différente de celle pour le calcul du taux de pertes
2 pour quantifier les facteurs qui influencent le taux de pertes actuel sur son réseau. L'utilisation
3 d'une méthode qui repose sur un « modèle de réseau », modélisant les différents éléments
4 qui entraînent des pertes de transport, est donc pertinente pour évaluer de façon analytique
5 la variation des pertes sur le réseau du Transporteur. L'année 2016 a été choisie comme
6 année témoin dans le cadre de cette étude, puisqu'elle était l'année complétée la plus récente
7 disponible lors du début l'étude. Cette année a été modélisée en utilisant un échantillonnage
8 horaire. Ainsi, 8 784 situations instantanées du réseau de transport ont été représentées par
9 un modèle de réseau pour l'année bissextile 2016. L'évaluation du taux de pertes dans le
10 cadre de l'étude est estimée à partir des pertes et de l'énergie livrée en puissance
11 (instantanées) sur une base horaire, en posant comme hypothèse que celles-ci s'avèrent
12 constantes dans l'heure. Cette fréquence horaire est suffisante pour avoir un portrait
13 représentatif du comportement du réseau dans le cadre de cette étude.

14 Chaque modèle de réseau utilisé lors de l'étude reflète la topologie, le niveau de production,
15 la quantité et la distribution des charges réelles ainsi que les points d'opération (tensions,
16 transits, etc.) des équipements sur le réseau de transport. Les 8 784 modèles ont été
17 reconstruits dans le logiciel « *Power System Simulator for Engineering* » (PSS/E) à partir de
18 la solution de l'estimateur d'état⁸ du réseau de transport. Le logiciel PSS/E est reconnu et
19 utilisé pour simuler les réseaux de transport d'énergie électrique par la majorité des utilités
20 dans ce domaine en Amérique du Nord.

21 Dans les réseaux modélisés, la résistance des lignes est calculée à 25 °C. Cependant, tel que
22 mentionné à la section 2.1, la résistance des conducteurs varie en fonction de la température
23 du conducteur. Pour sa part, la température du conducteur varie en fonction de plusieurs
24 facteurs, tels la température ambiante, le rayonnement solaire, la vitesse du vent, l'usure du
25 conducteur, le courant circulant dans le conducteur, etc. Dans le cadre de cette étude, pour
26 chaque heure de l'année, la résistance des lignes est toutefois recalculée en fonction de la
27 température estimée du conducteur pour en améliorer les résultats. Les détails et hypothèses
28 de ce calcul sont présentés à l'annexe 2.

3.2.1 Évaluation des pertes par effet Joule

29 La plus grande proportion des pertes sur le réseau du Transporteur est causée par l'effet
30 Joule dans les lignes, les transformateurs et les convertisseurs.

31 Dans le cadre de cette étude, les pertes par effet Joule issues des équipements à courant
32 alternatif sont calculées par le logiciel de simulation PSS/E en fonction du modèle de réseau.

⁸ Un estimateur d'état estime fidèlement l'état réel du réseau électrique en utilisant le modèle de réseau (appareils, connectivité et impédances) ainsi que les mesures et signalisations en temps réel afin d'établir un cas de base convergeant (topologie, transits, tensions, angles).

1 Les pertes par effet Joule dans les lignes à courant continu du Transporteur se retrouvent
2 essentiellement sur le « Réseau Multiterminal à Courant Continu » (RMCC) du Transporteur
3 et sont estimables en fonction du transit et de la résistance des lignes de ce dernier.

4 Les pertes dans les convertisseurs sont quant à elles proportionnelles au transit.
5 En connaissant le transit circulant dans les convertisseurs et le taux de pertes relié à chacun
6 d'eux, il est possible d'estimer les pertes associées aux convertisseurs. Par ailleurs, à titre
7 informatif, les pertes dans les convertisseurs hors Québec, sur les interconnexions, ne sont
8 pas considérées dans le cadre du calcul du taux de pertes du réseau du Transporteur.

3.2.2 Évaluation des pertes par effet couronne

9 Les pertes par effet couronne apparaissent essentiellement sur le réseau à 735 kV lorsque
10 les conditions météorologiques y sont propices. Pour évaluer ces pertes, ce sont les mesures
11 des transits aux extrémités des lignes à 735 kV du Transporteur qui sont utilisées. Ces
12 dernières permettent d'évaluer les pertes globales sur une ligne en effectuant la différence
13 entre les mesures de transits entrants et sortants estimés. Les pertes par effet couronne sont
14 ensuite obtenues en faisant la soustraction entre les pertes globales sur la ligne et les pertes
15 par effet Joule calculées. Théoriquement, cette différence représente la combinaison des
16 pertes par effet couronne, des pertes de fuites et d'induction.
17 Toutefois, comme ces dernières sont relativement faibles, notamment en regard de la
18 précision des mesures de transits, la résultante est alors définie dans la présente étude
19 comme étant les pertes par effet couronne. Il est à noter également que les transits entrant et
20 sortant estimés des lignes à 735 kV ne comprennent pas le transit dans les inductances shunt
21 qui sont branchées sur celles-ci.

3.2.3 Évaluation des pertes shunt

22 Les pertes shunt considérées dans le cadre de l'étude sont celles associées aux inductances
23 et aux condensateurs shunt. Aucune mesure ne permet d'observer ces quantités. Cependant,
24 selon les spécifications techniques de ce type d'équipement, il est possible d'estimer la
25 puissance active consommée (pertes) d'un équipement shunt par un facteur de la quantité de
26 puissance réactive consommée ou fournie par ce dernier. Par exemple, une inductance de
27 165 MVAR peut consommer environ 0,55 MW. Dans ce cas de figure, un facteur de 1/300 est
28 appliqué pour évaluer les pertes associées à cette inductance lorsqu'elle est en charge.

3.2.4 Autres pertes

29 Les autres sources de pertes, comme les pertes de fuites ainsi que les pertes par induction,
30 sont difficiles à quantifier, mais sont relativement faibles. La variation de ces sources de pertes
31 n'a donc pas été considérée dans la présente étude du Transporteur.

3.2.5 Évaluation de l'énergie livrée

1 Comme mentionné précédemment, l'énergie livrée est un intrant au calcul du taux de pertes.
2 La mesure la plus précise disponible pour effectuer ce calcul provient des données réelles du
3 Transporteur. Lors de l'analyse de l'influence des différents facteurs sur le taux de pertes du
4 Transporteur, la variation de l'énergie livrée est évaluée, puis prise en compte dans le calcul
5 du taux de pertes de transport.

4. Facteurs analysés influençant le taux de pertes du Transporteur

6 Le Transporteur a analysés plusieurs facteurs qui influencent le taux de pertes de transport
7 et les présente dans les sections ci-après.

8 Cependant, bien qu'ayant potentiellement un impact important sur le taux de pertes, le
9 Transporteur exclut de son étude l'analyse de l'influence de l'impact des indisponibilités sur
10 son taux de pertes⁹ ainsi que l'impact de l'influence de la tension d'exploitation puisque celle-
11 ci est toujours optimisée afin de maximiser la fiabilité sur le réseau du Transporteur.

4.1 Conditions climatiques

12 Les conditions climatiques, comme la température, le vent et les précipitations,
13 peuvent influencer le taux de pertes du Transporteur de plusieurs façons. Elles ont un impact,
14 entre autres, sur la consommation d'électricité des clients, sur la quantité de production
15 éolienne et hydroélectrique ainsi que sur les pertes par effet couronne.

16 Les simulations réalisées par le Transporteur en lien avec ce facteur sont :

- 17 • le rééquilibrage annuel de la charge locale (+500 MW en été et -500 MW en hiver) ;
- 18 • l'augmentation de la charge locale de 1,25 % ;
- 19 • la diminution de la charge locale de 1,25 % ;
- 20 • l'augmentation de la production éolienne de 10 % ;
- 21 • la diminution de la production éolienne de 10 % ;
- 22 • la diminution de la production éolienne de 50 % ;
- 23 • les pertes par effet couronne de l'année 2015 appliquées à l'année 2016.

24 Pour les variations de la charge locale, celles-ci sont basées sur l'ensemble de la charge,
25 mais ne sont appliquées qu'à la clientèle raccordée au réseau de distribution, la
26 consommation des clients industriels raccordés au réseau de transport étant peu influencée
27 par les conditions climatiques.

⁹ D-2017-021, [par. 524](#).

4.2 Intégration ou fermeture de production

1 L'ajout ou la fermeture d'une centrale de production influence le taux de pertes du
2 Transporteur. Cette influence peut être différente selon la localisation de cette source de
3 production.

4 Les simulations réalisées par le Transporteur en lien avec ce facteur sont :

- 5 • l'ajout d'une production hydroélectrique constante de 350 MW dans le nord
6 du réseau ;
- 7 • l'ajout d'une production hydroélectrique constante de 675 MW dans le sud du réseau ;
- 8 • la fermeture d'un parc éolien avec une puissance installée de 180 MW en Gaspésie ;
- 9 • la fermeture de toute la production éolienne.

4.3 Raccordement ou fermeture d'un client industriel majeur

10 Le raccordement ou la fermeture d'un client industriel majeur influence le taux de pertes du
11 Transporteur. Cette influence peut être différente selon la localisation de ce client.

12 Les simulations réalisées par le Transporteur en lien avec ce facteur sont :

- 13 • la fermeture d'un client industriel avec une puissance moyenne de 950 MW au nord
14 du réseau ;
- 15 • la fermeture d'un client industriel avec une puissance moyenne de 285 MW au sud
16 du réseau.

4.4 Variation des échanges avec les réseaux voisins

17 La variation des échanges avec les réseaux voisins influence le taux de pertes du
18 Transporteur. Cette influence peut être différente selon le taux de variation des échanges.

19 Les simulations réalisées par le Transporteur en lien avec ce facteur sont :

- 20 • la diminution des échanges de 5 % ;
- 21 • la diminution des échanges de 10 % ;
- 22 • l'augmentation des échanges de 5 % ;
- 23 • l'augmentation des échanges de 10 %.

24 La variation des échanges avec les réseaux voisins a été simulée en variant la puissance
25 dans les convertisseurs. L'hypothèse de variation de la puissance dans les convertisseurs est
26 considérée proportionnelle à la capacité installée de chacun des convertisseurs.

4.5 Renforcement de réseau

1 L'ajout d'équipement sur le réseau du Transporteur peut avoir une influence sur son taux de
2 pertes. Ainsi, certains projets structurants (à titre d'exemple, l'ajout d'une ligne de transport à
3 735 kV) peuvent avoir davantage d'impact.

4 La simulation réalisée par le Transporteur en lien avec ce facteur est :

- 5 • l'ajout d'une ligne à 735 kV entre les postes Chamouchouane et Duvernay,
6 construite dans le cadre du projet Chamouchouane–Bout-de-l'Île.

4.6 Ajustement de l'équilibre offre–demande

7 En variant les facteurs analysés sur le réseau simulé, il est nécessaire de réaliser un
8 ajustement afin de rétablir l'équilibre offre-demande du modèle de simulation. Selon le type
9 d'ajustements effectués, l'impact sur le taux de pertes du Transporteur peut différer. Dans le
10 cadre de cette étude, pour chaque variation des facteurs analysés, l'équilibre offre-demande
11 du Transporteur est ajusté comme suit :

- 12 • la variation de la charge locale (raccordée au réseau de distribution) ;
- 13 • la variation des échanges (effectuées par le biais de convertisseurs) ;
- 14 • la variation de la charge locale et des échanges (proportions égales de 50 %
15 et 50 %) ;
- 16 • la variation de la charge locale et des échanges (proportion du transit¹⁰) ;
- 17 • la variation de la production au nord ;
- 18 • la variation de la production hydroélectrique sur l'ensemble du réseau.

5. Influence des différents facteurs sur le taux de pertes du Transporteur

19 Les tableaux de cette section présentent l'impact des différents facteurs énumérés à la section
20 4.1 à 4.5 sur le taux de pertes du Transporteur, en assurant l'équilibre offre-demande du
21 réseau selon les ajustements présentés à la section 4.6.

22 Dans les tableaux, plusieurs informations simulées sont exposées pour chaque facteur
23 analysé. D'abord, le Transporteur présente la variation des pertes ainsi que de l'énergie reçue
24 et livrée par le réseau (GWh) pour l'année simulée. La variation du taux de pertes en point de
25 pourcentage qui en découle est ensuite présentée.

26 À noter que les valeurs dans les tableaux représentent des variations par rapport aux valeurs
27 réelles de l'année de référence et que ces résultats sont uniquement valides pour celle-ci.

¹⁰ La proportion du transit est déduite de l'énergie transitée pour la charge locale et les services de point à point, de l'ordre de 82 % et 18 % respectivement au cours de l'année de référence.

5.1 Conditions climatiques

5.1.1 Rééquilibrage annuel de la charge (+500 MW en été et -500 MW en hiver)

Tableau 1
Impact d'un rééquilibrage annuel de la charge

	Charge locale	Échanges	Charge locale et Échanges		Production	
			50 % et 50 %	Proportion réelle	Nord	Hydroélectrique
Δ Pertes (GWh)	-	10	-	-	-43	-37
Δ Énergie reçue (GWh)	-	228	-	-	-43	-37
Δ Énergie livrée (GWh)	-	218	-	-	0	0
Δ Taux de pertes (pp)	-	0,00 %	-	-	-0,02 %	-0,02 %

1 Les conditions climatiques du Québec et la nature de sa charge font en sorte que le profil
 2 de la charge locale annuelle sur le réseau du Transporteur est plus élevé l'hiver que l'été.
 3 Cette simulation a été faite dans le but d'évaluer l'impact que peut avoir un profil de charge
 4 plus constant, tout en maintenant la même énergie transitée. Les résultats montrent que pour
 5 une même énergie annuelle transitée, il est préférable que le profil de consommation (charge
 6 locale et échanges) soit le plus constant possible afin de minimiser les pertes sur le réseau
 7 du Transporteur. Cependant, comme il est possible de le constater au tableau 1, le gain sur
 8 le taux de pertes demeure tout de même marginal pour un rééquilibrage de la charge locale
 9 par une hausse de 500 MW en été et une baisse de 500 MW en hiver.

5.1.2 Variation de la charge locale

Tableau 2
Impact de l'augmentation de la charge locale de 1,25 %

	Charge locale	Échanges	Charge locale et Échanges		Production	
			50 % et 50 %	Proportion réelle	Nord	Hydroélectrique
Δ Pertes (GWh)	-	-1	-	-	240	233
Δ Énergie reçue (GWh)	-	437	-	-	2 517	2 510
Δ Énergie livrée (GWh)	-	438	-	-	2 277	2 277
Δ Taux de pertes (pp)	-	-0,01 %	-	-	0,05 %	0,04 %

10 Les résultats montrent que l'augmentation de la charge locale augmente le transit du nord au
 11 sud sur le réseau du Transporteur lorsque cette charge est alimentée par de la production
 12 hydroélectrique ou de la production au nord. Dans ce cas, le taux de pertes est à la hausse.
 13 Dans le cas où l'augmentation de la charge locale entraîne une diminution des échanges, les
 14 pertes se retrouvent alors marginalement plus basses et l'énergie livrée augmente, faisant
 15 légèrement augmenter le taux de pertes du Transporteur.

Tableau 3
Impact de la diminution de la charge locale de 1,25 %

	Charge locale	Échanges	Charge locale et Échanges		Production	
			50 % et 50 %	Proportion réelle	Nord	Hydroélectrique
Δ Pertes (GWh)	-	14	-	-	-234	-228
Δ Énergie reçue (GWh)	-	-386	-	-	-2 511	-2 506
Δ Énergie livrée (GWh)	-	-400	-	-	-2 278	-2 278
Δ Taux de pertes (pp)	-	0,02 %	-	-	-0,04 %	-0,04 %

- 1 Les résultats de la diminution de la charge locale sont très similaires à ceux d'une
- 2 augmentation de la charge locale, mais dans le sens contraire.

5.1.3 Variation de la production éolienne

Tableau 4
Impact d'une augmentation de 10 % de la production éolienne

	Charge locale	Échanges	Charge locale et Échanges		Production	
			50 % et 50 %	Proportion réelle	Nord	Hydroélectrique
Δ Pertes (GWh)	37	39	38	37	-35	-35
Δ Énergie reçue (GWh)	792	654	723	769	-35	-35
Δ Énergie livrée (GWh)	755	615	685	731	0	0
Δ Taux de pertes (pp)	-0,01 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	-0,02 %	-0,02 %

Tableau 5
Impact d'une diminution de 10 % de la production éolienne

	Charge locale	Échanges	Charge locale et Échanges		Production	
			50 % et 50 %	Proportion réelle	Nord	Hydroélectrique
Δ Pertes (MWh)	-32	-32	-32	-32	42	41
Δ Énergie reçue (MWh)	-793	-642	-719	-768	42	41
Δ Énergie livrée (MWh)	-761	-610	-687	-736	0	0
Δ Taux de pertes (pp)	0,01 %	0,00 %	0,01 %	0,01 %	0,02 %	0,02 %

Tableau 6
Impact d'une diminution de 50 % de la production éolienne

	Charge locale	Échanges	Charge locale et Échanges		Production	
			50 % et 50 %	Proportion réelle	Nord	Hydroélectrique
Δ Pertes (GWh)	-103	-86	-104	-104	286	279
Δ Énergie reçue (GWh)	-3 966	-2 974	-3 541	-3 832	286	279
Δ Énergie livrée (GWh)	-3 863	-2 888	-3 437	-3 729	0	0
Δ Taux de pertes (pp)	0,07 %	0,05 %	0,06 %	0,06 %	0,14 %	0,13 %

1 Les trois scénarios réalisés concernant la variation de la production éolienne démontrent que
 2 celle-ci, dans son ensemble, a un impact à la baisse sur le taux de pertes du Transporteur.
 3 Même si l'augmentation de la production éolienne pour alimenter la charge locale ou des
 4 échanges engendre des pertes supplémentaires sur le réseau, l'augmentation de l'énergie
 5 livrée alimentée par de la production plus près des centres de consommation
 6 (dont la Gaspésie) permet de réduire le taux de pertes du Transporteur. Toutefois, pour que
 7 l'impact de la production éolienne soit significatif sur le taux de pertes du Transporteur,
 8 une variation importante de la production éolienne est nécessaire.

5.1.4 Variation des pertes par effet couronne

9 Les pertes par effet couronne pour les années 2015 et 2016 ont été estimées selon la
 10 méthode décrite à la section 3.2.2. Il en résulte que les pertes par effet couronne estimées
 11 pour l'année 2015 sont de l'ordre de 200 GWh plus élevées que celles estimées pour l'année
 12 2016. Ainsi, si les pertes par effet couronne de l'année 2016 avaient été de la même ampleur
 13 que celles de l'année 2015, le taux de pertes de 2016 aurait été 0,1 point de pourcentage plus
 14 élevé.

5.2 Intégration ou fermeture de production

5.2.1 Ajout d'une production constante de 350 MW dans le nord du réseau

Tableau 7
Impact de l'ajout d'une production constante de 350 MW dans le nord du réseau

	Charge locale	Échanges	Charge locale et Échanges		Production	
			50 % et 50 %	Proportion réelle	Nord	Hydroélectrique
Δ Pertes (GWh)	282	304	291	285	5	12
Δ Énergie reçue (GWh)	3 080	2 600	2 831	2 993	5	12
Δ Énergie livrée (GWh)	2 797	2 296	2 540	2 709	0	0
Δ Taux de pertes (pp)	0,05 %	0,08 %	0,06 %	0,05 %	0,00 %	0,01 %

15 L'ajout de production au nord du réseau du Transporteur augmente son taux de pertes lorsque
 16 cette production est utilisée pour alimenter la charge locale ou les échanges, car cela a pour
 17 effet d'augmenter le transit de la partie nord du réseau de transport vers la partie sud. Ainsi,

1 dans la perspective où la charge locale et les échanges sont stables, l'ajout d'une centrale au
 2 nord n'a pratiquement pas d'impact sur le taux de pertes du Transporteur, puisque cette
 3 nouvelle production remplace de la production déjà essentiellement réalisée au nord du
 4 réseau.

5.2.2 Ajout d'une production constante de 675 MW dans le sud du réseau

Tableau 8
Impact de l'ajout d'une production constante de 675 MW dans le sud du réseau

	Charge locale	Échanges	Charge locale et Échanges		Production	
			50 % et 50 %	Proportion réelle	Nord	Hydroélectrique
Δ Pertes (GWh)	74	141	97	80	-490	-463
Δ Énergie reçue (GWh)	5 940	5 005	5 440	5 761	-490	-463
Δ Énergie livrée (GWh)	5 866	4 864	5 343	5 682	0	0
Δ Taux de pertes (pp)	-0,14 %	-0,08 %	-0,11 %	-0,13 %	-0,23 %	-0,22 %

5 L'ajout de production dans le sud du réseau du Transporteur diminue le taux de pertes dans
 6 tous les cas, mais particulièrement lorsque celle-ci remplace de la production au nord du
 7 réseau. Comme c'est le cas pour la production éolienne, lorsque cette nouvelle production
 8 sert à alimenter la charge locale ou les échanges, des pertes supplémentaires sur le réseau
 9 sont engendrées. Cependant, l'augmentation de l'énergie livrée par de la production plus près
 10 des centres de consommation permet de réduire le taux de pertes du Transporteur.

5.2.3 Fermeture d'un parc éolien d'une puissance installée de 180 MW en Gaspésie

Tableau 9
Impact de la fermeture d'un parc éolien d'une puissance installée de 180 MW en Gaspésie

	Charge locale	Échanges	Charge locale et Échanges		Production	
			50 % et 50 %	Proportion réelle	Nord	Hydroélectrique
Δ Pertes (GWh)	-3	-3	-3	-3	41	40
Δ Énergie reçue (GWh)	-443	-358	-401	-429	41	40
Δ Énergie livrée (GWh)	-440	-355	-398	-426	0	0
Δ Taux de pertes (pp)	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,02 %	0,02 %

11 Les résultats obtenus pour la fermeture d'un parc éolien d'une puissance installée de 180 MW
 12 en Gaspésie sont similaires à ceux obtenus pour une diminution de 10 % de la production
 13 éolienne. Ces résultats sont attendus, puisque la majorité de la production éolienne se situe
 14 dans cette même région et la diminution de puissance dans les deux scénarios est similaire.

5.2.4 Fermeture de toute la production éolienne

Tableau 10
Impact de la fermeture de toute la production éolienne

	Charge locale	Échanges	Charge locale et Échanges		Production	
			50 % et 50 %	Proportion réelle	Nord	Hydroélectrique
Δ Pertes (GWh)	-46	-10	-40	-54	716	700
Δ Énergie reçue (GWh)	-7 774	-5 172	-6 574	-7 492	716	700
Δ Énergie livrée (GWh)	-7 729	-5 162	-6 534	-7 438	0	0
Δ Taux de pertes (pp)	0,22 %	0,12 %	0,18 %	0,21 %	0,34 %	0,34 %

- 1 Les résultats de ce scénario montrent que dans l'ensemble, la production éolienne intégrée au réseau du Transporteur a un impact à la baisse sur son taux de pertes.

5.3 Raccordement ou fermeture d'un client industriel majeur

Tableau 11
Impact de la fermeture d'un client industriel majeur
avec une puissance moyenne de 950 MW au nord du réseau

	Charge locale	Échanges	Charge locale et Échanges		Production	
			50 % et 50 %	Proportion réelle	Nord	Hydroélectrique
Δ Pertes (GWh)	557	663	592	564	-209	-192
Δ Énergie reçue (GWh)	14	-1 110	-634	-222	-8 527	-8 510
Δ Énergie livrée (GWh)	-543	-1 773	-1 227	-786	-8 318	-8 318
Δ Taux de pertes (pp)	0,28 %	0,37 %	0,32 %	0,29 %	0,16 %	0,17 %

Tableau 12
Impact de la fermeture d'un client industriel majeur
avec une puissance moyenne de 285 MW au sud du réseau

	Charge locale	Échanges	Charge locale et Échanges		Production	
			50 % et 50 %	Proportion réelle	Nord	Hydroélectrique
Δ Pertes (GWh)	42	62	50	45	-195	-191
Δ Énergie reçue (GWh)	5	-416	-213	-71	-2 683	-2 679
Δ Énergie livrée (GWh)	-38	-478	-264	-116	-2 488	-2 488
Δ Taux de pertes (pp)	0,02 %	0,04 %	0,03 %	0,02 %	-0,02 %	-0,02 %

- 3 La fermeture d'un client industriel majeur au nord du réseau du Transporteur fait augmenter
- 4 le taux de pertes dans tous les cas de figure.

- 1 Pour sa part, la fermeture d'un client industriel majeur au sud du réseau fait baisser le taux
- 2 de pertes du Transporteur lorsque la production libérée est arrêtée, ou fait augmenter le taux
- 3 de pertes du Transporteur lorsque la production libérée sert à alimenter la charge locale ou
- 4 les échanges. Il est intéressant de constater que l'impact sur le taux de pertes pour ce facteur
- 5 est soit à la hausse, ou soit à la baisse, dépendamment de la façon dont l'équilibre offre-
- 6 demande est rétabli sur le réseau simulé.

5.4 Variation des échanges avec les réseaux voisins

Tableau 13
Impact de la diminution des échanges de 5 %

	Charge locale	Échanges	Charge locale et Échanges		Production	
			50 % et 50 %	Proportion réelle	Nord	Hydroélectrique
Δ Pertes (GWh)	-18	-	-	-	-178	-174
Δ Énergie reçue (GWh)	47	-	-	-	-1 679	-1 675
Δ Énergie livrée (GWh)	65	-	-	-	-1 501	-1 501
Δ Taux de pertes (pp)	-0,01 %	-	-	-	-0,04 %	-0,04 %

Tableau 14
Impact de la diminution des échanges de 10 %

	Charge locale	Échanges	Charge locale et Échanges		Production	
			50 % et 50 %	Proportion réelle	Nord	Hydroélectrique
Δ Pertes (GWh)	-32	-	-	-	-349	-341
Δ Énergie reçue (GWh)	93	-	-	-	-3 352	-3 344
Δ Énergie livrée (GWh)	126	-	-	-	-3 003	-3 003
Δ Taux de pertes (pp)	-0,02 %	-	-	-	-0,08 %	-0,07 %

Tableau 15
Impact de l'augmentation des échanges de 5 %

	Charge locale	Échanges	Charge locale et Échanges		Production	
			50 % et 50 %	Proportion réelle	Nord	Hydroélectrique
Δ Pertes (GWh)	22	-	-	-	184	180
Δ Énergie reçue (GWh)	-46	-	-	-	1 686	1 682
Δ Énergie livrée (GWh)	-69	-	-	-	1 501	1 501
Δ Taux de pertes (pp)	0,01 %	-	-	-	0,04 %	0,04 %

Tableau 16
Impact de l'augmentation des échanges de 10 %

	Charge locale	Échanges	Charge locale et Échanges		Production	
			50 % et 50 %	Proportion réelle	Nord	Hydroélectrique
Δ Pertes (GWh)	49	-	-	-	376	367
Δ Énergie reçue (GWh)	-93	-	-	-	3 379	3 370
Δ Énergie livrée (GWh)	-142	-	-	-	3 003	3 003
Δ Taux de pertes (pp)	0,03 %	-	-	-	0,09 %	0,08 %

1 La diminution des échanges avec les réseaux voisins, dont les interconnexions sont
 2 principalement au sud du réseau, a un impact à la baisse sur le taux de pertes
 3 du Transporteur. À l'inverse, l'augmentation des échanges avec les réseaux voisins a un
 4 impact à la hausse sur ce dernier. Il est à noter que les interconnexions à courant continu
 5 génèrent des pertes de l'ordre de 1 à 2 %, uniquement dans les convertisseurs.

5.5 Renforcement du réseau du Transporteur

6 L'ajout d'équipement sur le réseau peut avoir une influence sur le taux de pertes du
 7 Transporteur. Certains projets structurants, comme par exemple l'ajout d'une ligne de
 8 transport à 735 kV, peuvent avoir un impact notable sur le taux de pertes du Transporteur.

5.5.1 Ajout d'une ligne de transport à 735 kV

Tableau 17
Impact de l'ajout de la ligne du projet Chamouchouane–Bout-de-l'Île

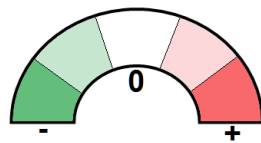
	Charge locale	Échanges	Charge locale et Échanges		Production	
			50 % et 50 %	Proportion réelle	Nord	Hydroélectrique
Δ Pertes (GWh)	-151	-151	-151	-151	-167	-166
Δ Énergie reçue (GWh)	0	-26	-13	-4	-167	-167
Δ Énergie livrée (GWh)	151	125	138	147	0	0
Δ Taux de pertes (pp)	-0,08 %	-0,08 %	-0,08 %	-0,08 %	-0,08 %	-0,08 %

1 Contrairement aux autres facteurs analysés, l'ajout d'une ligne de transport à 735 kV influence
2 le réseau du Transporteur de façon intrinsèque en réduisant l'impédance équivalente¹¹ du
3 réseau. Ainsi, l'impact de l'ajout d'une ligne de transport à 735 kV sur le taux de pertes du
4 Transporteur est le même, peu importe l'ajustement choisi pour l'équilibre offre-demande.
5 Dans ce cas-ci, l'ajustement de l'équilibre offre-demande sert seulement à rééquilibrer la
6 différence due aux pertes épargnées par l'ajout de la nouvelle ligne.

5.6 Constatations générales

7 Le tableau 18 résume l'impact simulé des différents facteurs analysés sur le taux de pertes
8 du Transporteur. La figure 1 illustre le code de couleur utilisé dans ce tableau. Lorsque la
9 variation sur le taux de pertes est à la baisse, la case est verte et lorsqu'elle est à la hausse,
10 la case est rouge. De plus, la teinte de la couleur indique l'ampleur de la variation.

Figure 1
Code de couleur utilisé pour illustrer l'impact des facteurs sur le taux de pertes



¹¹ L'impédance d'un circuit généralise la notion de résistance, de réactance capacitive et de réactance inductive. Elle caractérise la manière dont un équipement freine le passage du courant. L'impédance équivalente est la grandeur qui représente l'impédance d'un ensemble d'équipements mis en série et en parallèle.

Tableau 18
Impact sur le taux de pertes des différents facteurs analysés
(en point de pourcentage)

	Variation	Ajustements					
		Charge locale	Échanges	Charge locale et échanges		Production au nord	Production hydroélectrique
				50 % et 50 %	Proportion réelle		
Conditions climatiques	Rééquilibrage annuel de la charge locale (± 500 MW)	-	0,00 %	-	-	-0,02 %	-0,02 %
	-1,25 % Charge locale	-	0,02 %	-	-	-0,04 %	-0,04 %
	+1,25 % Charge locale	-	-0,01 %	-	-	0,04 %	0,04 %
	+10 % Éolien	-0,01 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	-0,02 %	-0,02 %
	-10 % Éolien	0,01 %	0,00 %	0,01 %	0,01 %	0,02 %	0,02 %
	-50 % Éolien	0,07 %	0,05 %	0,06 %	0,06 %	0,14 %	0,13 %
	Pertes par effet couronne de 2015 pour l'année 2016	0,10 %					
Intégration ou fermeture d'une centrale	Intégration d'une centrale au nord (+320 MW)	0,05 %	0,07 %	0,06 %	0,05 %	0,00 %	0,01 %
	Intégration d'une centrale au sud (+675 MW)	-0,14 %	-0,08 %	-0,11 %	-0,13 %	-0,23 %	-0,22 %
	Fermeture d'un parc éolien en Gaspésie (180 MW installé)	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,02 %	0,02 %
	Fermeture de toute la production éolienne	0,22 %	0,15 %	0,18 %	0,21 %	0,34 %	0,34 %
Fermeture d'un client industriel majeur	Client au nord (947 MW en moyenne)	0,28 %	0,37 %	0,32 %	0,29 %	0,16 %	0,17 %
	Client au sud (283 MW en moyenne)	0,02 %	0,04 %	0,03 %	0,02 %	-0,02 %	-0,02 %
Variation des échanges avec les réseaux voisins	Échanges -5 %	-0,01 %	-	-	-	-0,04 %	-0,04 %
	Échanges -10 %	-0,02 %	-	-	-	-0,08 %	-0,07 %
	Échanges +5 %	0,01 %	-	-	-	0,04 %	0,04 %
	Échanges +10 %	0,03 %	-	-	-	0,09 %	0,08 %
Renforcement du réseau	Ajout d'une ligne à 735 kV entre les postes Chamouchouane et Duvernay	-0,08 %					

1 L'analyse effectuée pour évaluer l'impact des différents facteurs sur le taux de pertes
2 du Transporteur permet d'établir certains constats, dont les principaux sont résumés
3 ci-dessous.

5.6.1 Interdépendance entre les facteurs

4 Les seuls facteurs qui ont un impact significatif sur le taux de pertes du Transporteur et qui
5 sont indépendants des autres facteurs, sont ceux qui modifient le réseau intrinsèquement
6 (ex. : renforcement de réseau), ou les facteurs externes qui n'influencent pas le transit sur le
7 réseau du Transporteur (ex. : effet couronne).

8 Les autres facteurs qui influencent le taux de pertes du Transporteur ont tous aussi une
9 influence sur les transits. Il est donc difficile d'établir l'impact spécifique des différents facteurs,
10 étant donné la forte interdépendance entre ceux-ci. Par exemple, lors de la fermeture d'un
11 client industriel majeur au sud, de l'énergie devient disponible. L'impact sur le taux de pertes
12 du Transporteur est alors différent selon l'utilisation de cette énergie. Si cette énergie est
13 stockée dans les barrages au nord du réseau, le taux de pertes du Transporteur sera à la
14 baisse. Toutefois, si cette énergie est utilisée pour alimenter de la charge locale ou des
15 échanges, le taux de pertes du Transporteur sera alors à la hausse.

16 L'étude confirme également qu'il est difficile de quantifier l'impact d'un facteur considéré
17 individuellement, puisqu'il existe une forte interdépendance entre les facteurs qui influencent
18 le taux de perte. Bien qu'il soit réalisable dans une étude, grâce à des simulations, de
19 quantifier l'impact des différents facteurs influençant le taux de pertes en considérant les
20 autres facteurs constants ainsi que l'équilibre offre-demande, la mesure réelle du taux de
21 pertes intègre un ensemble de facteurs de manière combinée et indissociable. Il est donc
22 impossible pour le Transporteur d'isoler et de quantifier les facteurs qui ont contribué à
23 l'évolution du taux de pertes.

5.6.2 Proximité entre la production et la charge

24 De façon générale, plus la production est électriquement près de la consommation et plus le
25 réseau est maillé, plus le taux de pertes du Transporteur est faible. La grande distance entre
26 les centrales hydroélectriques au nord de la province et les grands centres de consommation
27 au sud du Québec fait en sorte que le réseau du Transporteur a une configuration radiale sur
28 de longues distances. Ainsi, ce sont principalement les facteurs qui influencent le transit du
29 nord au sud sur le réseau qui ont le plus d'impact sur le taux de pertes du Transporteur.
30 L'évolution du transit de la production des centrales au nord vers les grands centres de
31 consommation au sud est donc un indicateur pertinent, bien qu'incomplet, pour analyser
32 l'évolution du taux de pertes du Transporteur.

5.6.3 Impact important de l'effet couronne

1 Les pertes par effet couronne étant principalement influencées par les conditions
2 météorologiques entourant les lignes à haute tension du réseau du Transporteur, elles sont
3 indépendantes des transits sur son réseau. D'une année à l'autre, les pertes par effet
4 couronne peuvent grandement varier et ainsi influencer le taux de pertes. C'est donc
5 également un indicateur important à considérer pour analyser l'évolution du taux de pertes du
6 Transporteur.

5.6.4 Influence de l'énergie livrée sur le taux de pertes du Transporteur

7 Pour analyser et quantifier l'impact d'un facteur sur le taux de pertes du Transporteur, il est
8 essentiel d'évaluer son impact sur les pertes du réseau, mais également sur l'énergie livrée.
9 Ainsi, la référence à l'évolution du transit du nord au sud sur le réseau de transport comme
10 indicateur pour analyser l'évolution du taux de pertes du Transporteur est pertinente, mais a
11 ses limites. En effet, pour deux variations qui ont le même impact sur le transit du nord au
12 sud, l'impact sur le taux de pertes du Transporteur peut être différent si ces variations
13 n'influencent pas l'énergie livrée de la même façon.

6. Conclusion

1 Les sources des pertes électriques sur le réseau du Transporteur sont connues. Il est
2 cependant impossible à partir de la méthode de calcul du taux de pertes de distinguer celles-
3 ci et d'en mesurer l'influence. Pour répondre au suivi demandé par la Régie dans sa décision
4 D-2017-021¹², une méthode basée sur des simulations horaires reproduisant l'état du réseau
5 sur une année complète a été réalisée.

6 Le Transporteur a fait varier les principaux facteurs influençant les pertes électriques et
7 a quantifié l'impact de chacun de ces facteurs sur le taux de pertes de transport pour l'année
8 2016. Les facteurs analysés se regroupent en six grandes catégories : les conditions
9 climatiques, l'intégration de production, la variation de la charge locale, la fermeture de clients
10 industriels majeurs, la variation des échanges et les projets de renforcement du réseau.
11 Comme convenu par la Régie, l'influence des indisponibilités sur le réseau de transport sur
12 le taux de pertes de transport¹³ n'a pas été analysée dans le cadre de l'étude.

13 À la suite de l'analyse des résultats, certaines constatations en ressortent.
14 D'abord, les facteurs influençant la quantité d'électricité à transporter entre les centrales de
15 production au nord et les grands centres de consommation au sud du Québec ont un impact
16 important sur le taux de pertes du Transporteur. L'effet couronne, qui varie d'une année à
17 l'autre et en fonction de facteurs hors du contrôle du Transporteur, peut aussi avoir un impact
18 important sur la variation du taux de pertes. L'influence que peuvent avoir les différents
19 facteurs sur l'énergie livrée n'est également pas à négliger.

20 L'étude confirme également qu'il est difficile de quantifier l'impact d'un facteur considéré
21 individuellement, puisqu'il existe une forte interdépendance entre les facteurs qui influencent
22 le taux de perte.

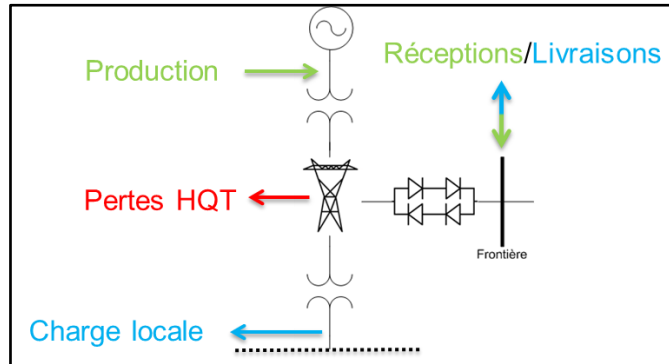
23 Finalement, le Transporteur tient à rappeler que, compte tenu de la multitude de combinaisons
24 possibles des différents facteurs influençant le taux de pertes et de leurs effets variés sur ce
25 taux (en fonction principalement de la méthode d'équilibrage de l'équilibre offre-demande), il
26 est difficile d'apprécier l'évolution du taux de perte en analysant de façon individuelle
27 l'influence de chacun de ces facteurs.

¹² D-2017-021, [par. 523](#).

¹³ D-2017-021, [par. 524](#).

Annexe 1 – Calcul des pertes et du taux de pertes de transport

- 1 Le schéma qui suit illustre de façon simplifiée les éléments faisant partie du calcul des pertes
- 2 et du taux de pertes de transport.



3

4 Calcul des pertes de transport

5 Les pertes de transport sont évaluées par l'équation qui suit :

$$6 \quad \text{Pertes HQT} = \text{Énergie reçue} - \text{Énergie livrée}$$

7 où : Énergie reçue = production + réceptions à la frontières ;

8 Énergie livrée = charge locale + livraison à la frontière.

9 Calcul du taux de pertes de transport

10 Le taux de pertes du Transporteur est évalué par l'équation qui suit :

$$11 \quad \text{Taux de pertes} = \frac{\text{Pertes HQT}}{\text{Énergie Livrée}}$$

Annexe 2 – Résistance des lignes en fonction de la température

- 1 La résistance d'un conducteur varie en fonction de la température de ce dernier.
- 2 La température d'un conducteur varie, quant à elle, en fonction de plusieurs paramètres, tels
- 3 que la température ambiante, le rayonnement solaire, la vitesse du vent, l'usure du
- 4 conducteur, le courant circulant dans le conducteur.
- 5 Afin de raffiner les calculs du Transporteur nécessaires à ses simulations, la température du
- 6 conducteur est déterminée en fonction de la température réelle, à laquelle est ajoutée une
- 7 température moyenne d'échauffement des conducteurs due au transit moyen dans les lignes
- 8 et à l'ensoleillement moyen en fonction du mois de l'année et de l'heure de la journée. Le
- 9 tableau 19 présente la température moyenne d'échauffement considérée pour les
- 10 conducteurs dans les calculs.

Tableau 19
Température moyenne d'échauffement (°C) des conducteurs due au transit moyen
et à l'ensoleillement moyen en fonction du mois de l'année et de l'heure de la journée

Mois/Heure	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Janvier	2	2	2	2	2	2	3	3	3	4	6	7	8	8	8	6	6	4	3	3	3	3	3	2
Février	2	2	2	2	2	2	3	3	3	6	8	9	9	10	9	8	8	6	3	3	3	3	3	2
Mars	2	2	2	2	2	2	2	2	5	7	8	8	9	9	9	8	8	7	5	2	2	2	2	2
Avril	1	1	1	1	1	2	2	5	7	8	9	9	9	9	9	9	8	8	7	5	2	2	2	2
Mai	1	1	1	1	1	1	3	5	8	8	9	9	9	8	8	8	8	7	8	6	4	2	1	1
Juin	1	1	1	1	1	1	4	6	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	6	4	1	1	1
Juillet	1	1	1	1	1	1	3	6	7	8	9	9	9	9	9	9	9	9	8	7	3	2	1	1
Août	1	1	1	1	1	1	1	4	7	8	9	9	9	9	9	9	9	8	7	5	2	2	2	2
Septembre	1	1	1	1	1	1	1	1	5	6	8	9	9	9	8	8	7	7	6	2	2	1	1	1
Octobre	1	1	1	1	1	1	1	2	3	6	7	8	8	8	8	8	7	6	3	2	2	2	2	1
Novembre	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	5	7	7	7	7	7	5	3	2	2	2	2	2	2
Décembre	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	6	7	8	8	8	7	6	3	3	3	3	3	3	2

- 11 Selon la température estimée des conducteurs, un facteur est ensuite appliqué à la résistance
- 12 des lignes calculée à 25 °C. Les facteurs utilisés sont présentés dans le
- 13 tableau 20.

Tableau 20
Facteurs de correction de la résistance des lignes
en fonction de la température estimée des conducteurs

T_{équiv.} (°C)	Facteur R	T_{équiv.} (°C)	Facteur R	T_{équiv.} (°C)	Facteur R	T_{équiv.} (°C)	Facteur R
-30	0,807	-11	0,874	8	0,940	27	1,007
-29	0,811	-10	0,877	9	0,944	28	1,011
-28	0,814	-9	0,881	10	0,947	29	1,014
-27	0,818	-8	0,884	11	0,951	30	1,018
-26	0,821	-7	0,888	12	0,954	31	1,021
-25	0,825	-6	0,891	13	0,958	32	1,025
-24	0,828	-5	0,895	14	0,961	33	1,028
-23	0,832	-4	0,898	15	0,965	34	1,032
-22	0,835	-3	0,902	16	0,968	35	1,035
-21	0,839	-2	0,905	17	0,972	36	1,039
-20	0,842	-1	0,909	18	0,975	37	1,042
-19	0,846	0	0,912	19	0,979	38	1,046
-18	0,849	1	0,916	20	0,982	39	1,049
-17	0,853	2	0,919	21	0,986	40	1,053
-16	0,856	3	0,923	22	0,989	41	1,056
-15	0,860	4	0,926	23	0,993	42	1,060
-14	0,863	5	0,930	24	0,996	43	1,063
-13	0,867	6	0,933	25	1,000	44	1,067
-12	0,870	7	0,937	26	1,004	45	1,070

- 1 Ces facteurs ont été établis en utilisant la variation de la résistance d'une ligne typique à
- 2 735 kV, selon la température de ses conducteurs.