

# **Planification du réseau de transport**



## Table des matières

<b>1</b>	<b>Méthode de planification du réseau de transport</b> .....	<b>5</b>
1.1	<b>Conception et démarche de planification du réseau de transport</b> .....	<b>5</b>
1.1.1	Contexte .....	5
1.1.2	Conception du réseau de transport .....	6
1.1.3	Démarche de planification du réseau de transport .....	8
1.2	<b>L'évolution du réseau de transport</b> .....	<b>8</b>
1.2.1	Évolution du réseau de transport par niveau de tension.....	10
1.2.2	Taux d'utilisation du réseau .....	15
1.2.3	Évolution et utilisation des interconnexions .....	16
<b>2</b>	<b>Investissements et mises en service projetés sur un horizon de dix ans</b> .....	<b>20</b>
2.1	<b>Description des catégories d'investissement</b> .....	<b>20</b>
2.2	<b>Prévision des investissements et des mises en service</b> .....	<b>21</b>
2.3	<b>Prévision des besoins de transport</b> .....	<b>27</b>
2.4	<b>Projection des taux d'inflation</b> .....	<b>28</b>
2.5	<b>Impact tarifaire des investissements projetés</b> .....	<b>28</b>

### Liste des tableaux

Tableau 1	Évolution des postes et des lignes par niveau de tension de 2011 à 2014 .....	10
Tableau 1a	Évolution des postes par niveau de tension de 2011 à 2014 .....	11
Tableau 1b	Évolution des lignes par niveau de tension de 2011 à 2014 .....	13
Tableau 2	Taux d'utilisation du réseau de transport pour 2011 et 2012 (%) .....	15
Tableau 3	Capacité de transfert en réception pour 2011 et 2012 .....	17
Tableau 4	Capacité de transfert en livraison pour 2011 et 2012.....	18
Tableau 5	Échanges en réception .....	19
Tableau 6	Échanges en livraison .....	19
Tableau 7	Investissements par catégorie à l'horizon 2023 (M\$) .....	22
Tableau 8	Informations sur les principaux projets inclus dans les rubriques « Autres postes et lignes (projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2014 ) » du tableau 7 .....	26
Tableau 9	Sommaire des investissements par catégorie à l'horizon 2023 (M\$) .....	27
Tableau 10	Sommaire des mises en service par catégorie à l'horizon 2023 (M\$) .....	27
Tableau 11	Prévision des besoins de transport (MW) .....	27
Tableau 12	Taux d'inflation .....	28
Tableau 13	Impact tarifaire des investissements projetés à l'horizon 2023 .....	29

### Liste des figures

Figure 1	Zones géographiques du NPCC .....	7
Figure 2	Réseau de transport du Transporteur .....	9



1 La présente pièce porte sur la conception et la démarche de planification du réseau de  
2 transport, ainsi que sur son évolution.

3 Le Transporteur présente également les investissements et mises en service projetés sur un  
4 horizon de dix ans pour les catégories maintien des actifs, maintien et amélioration de la  
5 qualité, respect des exigences et croissance des besoins de la clientèle.

6 Par ailleurs, la pièce HQT-9, Document 1.1, présente des informations détaillées sur l'état  
7 de la transformation des postes du Transporteur. Aussi, le Transporteur dépose sous pli  
8 strictement confidentiel, à la pièce HQT-9, Document 1.2, le schéma unifilaire et les  
9 schémas de l'écoulement de puissance prévu pour la pointe 2012-2013.

10 Les informations contenues dans cette pièce sont conformes aux exigences du Guide de  
11 dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité.

## **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, de façon économique et fiable, aux besoins de transport de  
13 la clientèle qui sont 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 à la  
22 pointe estivale ou d'une zone de consommation caractérisée par la présence de production  
23 éolienne, d'une clientèle industrielle ou encore par une forte composante de climatisation.

24 Le Transporteur s'est ainsi doté d'une approche structurée et intégrée de gestion des actifs  
25 afin de satisfaire les besoins de l'ensemble de la clientèle, tout en maintenant la pérennité  
26 du parc d'équipements, approche qui s'est avérée performante au fil des ans. De plus, ce  
27 dernier intègre progressivement à sa gestion d'actifs un modèle<sup>1</sup> portant sur la durée de vie  
28 totale de ceux-ci, de manière à déterminer l'intervention la plus appropriée d'après un  
29 ensemble de facteurs. L'application de ce modèle peut donner lieu à des interventions  
30 ciblées et de réhabilitation pour éviter des investissements pouvant s'avérer plus coûteux.

---

<sup>1</sup> Ce modèle est décrit à la pièce HQT-3, Document 1.

1 Le Transporteur continue d'optimiser sa planification afin de garantir à ses clients une  
2 disponibilité maximale du réseau de transport malgré le vieillissement du parc  
3 d'équipements et la forte sollicitation dont il est l'objet.

4 Afin d'optimiser également ses investissements, le Transporteur applique, dans le cadre de  
5 ses études, un processus de planification intégrée qui permet un bon arrimage entre les  
6 besoins en croissance et le maintien des actifs. Ce processus de planification intégrée, qui  
7 permet d'identifier les solutions les plus optimales et de les réaliser au meilleur coût, fait  
8 maintenant partie intégrante des façons de faire du Transporteur. L'approche de  
9 planification appliquée par le Transporteur permet ainsi d'avoir une vision globale et de long  
10 terme de l'évolution du réseau, tout en assurant la cohérence de l'ensemble des actions  
11 nécessaires à la réalisation de sa mission de base.

### ***1.1.2 Conception du réseau de transport***

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

14 Afin d'assurer un niveau de fiabilité adéquat au réseau de transport, le Transporteur utilise  
15 des critères de conception qui encadrent la réalisation de ses études de planification pour le  
16 choix de solutions optimales sur les plans technique, économique et environnemental.

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

23 De façon générale, les critères de conception découlent des principes que le Transporteur  
24 doit suivre pour que le réseau de transport soit conçu de façon à s'adapter à toutes les  
25 conditions d'exploitation auxquelles il doit faire face. Ils abordent tant la performance des  
26 équipements que le comportement du réseau, dans des conditions de régime établi ou  
27 transitoire. Les aspects qui sont traités dans ces critères concernent, entre autres, le  
28 maintien de la stabilité du réseau soumis à divers événements, les règles relatives à la  
29 conception des installations, la performance du réseau face à des événements  
30 exceptionnels, l'exploitation du réseau principal et les règles relatives aux études de réseau.  
31 Ces dernières regroupent les limites d'exploitation du réseau (par exemple, tension,  
32 fréquence et transits), le contrôle de la puissance réactive, la représentation de la charge et  
33 les hypothèses de simulation.

34 Les critères de conception visent notamment à contrer deux types de perturbations  
35 possibles sur le réseau, les événements de base et les événements exceptionnels. Ils  
36 découlent également des normes et des critères élaborés par la North American Reliability

1 Corporation et par le Northeast Power Coordinating Council, Inc. (« NPCC »), organismes  
2 de fiabilité reconnus en Amérique du Nord. Le Transporteur rappelle qu'il applique les  
3 normes et critères de ces organismes depuis plusieurs années, en plus d'appliquer ses  
4 propres critères internes spécifiques à son réseau de transport. La figure 1 présente les  
5 zones géographiques du NPCC.

**Figure 1**  
**Zones géographiques du NPCC**



6 L'ensemble des normes encadre la performance que doit fournir le réseau lors des  
7 événements ou conditions d'exploitation cités précédemment. Ces normes sont appliquées  
8 selon une méthode déterministe qui prévoit intrinsèquement une réserve de base  
9 en équipements.

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

18 Les événements exceptionnels sont plus sévères et moins probables que les événements  
19 de base et ne sauraient être couverts en tout temps sans recourir à des investissements

1 considérables pour accroître sensiblement la robustesse du réseau. Il s'agit, par exemple,  
2 de la perte totale d'une centrale, ou de la perte d'un poste de charge important. Le  
3 Transporteur recourt alors, dans ces cas, à des automatismes de réseau tels le rejet de  
4 production et le délestage de charge pour limiter la dégradation du réseau.

### ***1.1.3 Démarche de planification du réseau de transport***

5 La démarche appliquée par le Transporteur aux fins de la planification du réseau de  
6 transport porte sur un horizon de long terme et permet d'avoir une vision globale des enjeux,  
7 problématiques et actions à mettre en œuvre afin de répondre aux besoins de l'ensemble de  
8 la clientèle avec la qualité attendue.

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

17 Le Transporteur planifie selon les horizons suivants : d'une part, une planification de long  
18 terme qui concerne plus spécifiquement les grandes orientations de développement du  
19 réseau de transport avec une estimation très paramétrique des niveaux d'investissement  
20 requis, et d'autre part, une planification à court et moyen termes qui comporte plus de  
21 précisions sur les investissements planifiés et requis.

22 La prévision des investissements est établie en coûts paramétriques, notamment parce  
23 qu'un certain degré d'incertitude est relié, par exemple, à la réalisation de certains projets de  
24 croissance et aussi parce que la réalisation des projets de transport s'étend sur plusieurs  
25 années et que les solutions évoluent jusqu'au terme des analyses. Des projets de maintien  
26 ou de pérennité peuvent aussi être devancés, reportés ou annulés, car le Transporteur  
27 profitera de projets de croissance afin d'optimiser la résolution d'une problématique dans  
28 une zone donnée ou à l'égard d'un équipement en particulier.

## **1.2 L'évolution du réseau de transport**

29 Cette section, qui porte sur l'évolution du réseau de transport, incluant les interconnexions,  
30 ainsi que sur le taux d'utilisation du réseau, présente d'abord la carte du réseau à la figure 2  
31 et ensuite, des données plus précises sur son évolution de 2011 à 2014.

**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 2011 à 2014. Les données pour les années 2011 et  
 3 2012 ont été recensées respectivement le 31 décembre 2011 et le 31 décembre 2012, alors  
 4 que les données pour les années 2013 et 2014 sont prévues en fonction des projets déjà  
 5 confirmés par le Transporteur.

**Tableau 1  
 Évolution des postes et des lignes par niveau de tension de 2011 à 2014**

Tension	Postes (nombre)				Lignes (km)			
	Au 31 déc. 2011	Au 31 déc. 2012	Prévu au 31 déc. 2013	Prévu au 31 déc. 2014	Au 31 déc. 2011	Au 31 déc. 2012	Prévu au 31 déc. 2013	Prévu au 31 déc. 2014
765 kV et 735 kV	38	38	39	40	11 422	11 422	11 422	11 437
± 450 kV	2	2	2	2	1 218	1 218	1 218	1 218
315 kV	65	65	68	74	5 255	5 287	5 414	5 713
230 kV	51	53	54	54	3 223	3 188	3 197	3 197
161 kV	44	44	43	42	2 122	2 125	2 126	2 071
120 kV	217	218	217	217	6 761	6 926	6 923	6 988
69 kV et moins	97	96	93	92	3 629	3 473	3 333	3 332
<b>Total</b>	<b>514</b>	<b>516</b>	<b>516</b>	<b>521</b>	<b>33 630</b>	<b>33 639</b>	<b>33 633</b>	<b>33 955</b>

6 Les principaux changements sont présentés au tableau 1a pour les postes de transport et  
 7 au tableau 1b pour les lignes de transport.

**Tableau 1a**  
**Évolution des postes par niveau de tension de 2011 à 2014**

Tension	Postes (nombre)							
	Au 31 décembre 2011		Au 31 décembre 2012		Prévu au 31 décembre 2013		Prévu au 31 décembre 2014	
765 kV et 735 kV	38	Sans objet	38	Sans objet	39	- MES du poste Bout-de-l'Île à 735 kV (nouvelle section à 735 kV)	40	- MES du poste Aux Outardes à 735 kV
315 kV	65	- MES du poste de départ de la centrale Eastmain 1	65	Sans objet	68	- MES du poste de départ de la centrale La Sarcelle à 13.8/315 kV (prévue initialement en 2011) - MES du poste Saint-Bruno-de-Montarville à 315/25 kV, Lachenaie à 315/25 kV, - MES d'une nouvelle section à 315/120 kV au poste Bélanger 120/25 existant	74	- MES des postes Blainville à 315/25 kV, Lefrançois à 315/25 kV, Pierre-le-Gardeur à 315/120 kV, Henri-Bourassa à 315/25 kV - MES du poste de départ à 18/315 kV de la centrale la Romaine-2 - MES du poste à 315 kV de la Romaine-2
230 kV	51	- Poste de départ de la centrale Chute-des-Chats (appartenant à un tiers)	53	- MES du poste Limoilou à 230/25 kV - Conversion du poste Anse-Pleureuse 69/12 kV à 230/25 kV (section 69/12 kV mise hors service)	54	- MES du poste Charlesbourg à 230/25 kV	54	Sans objet
161 kV	44	- Conversion du poste Grande-Vallée 69/25 kV à 161/25 kV - MES du poste de sectionnement Montagne-Sèche à 161 kV - MES du poste Waconichi à 161/25 kV	44	Sans objet	43	- Démantèlement du poste Obatogamau à 161/25 kV	42	Démantèlement du poste Chigoubiche à 161/25 kV

**Tableau 1a**  
**Évolution des postes par niveau de tension de 2011 à 2014 (suite)**

Tension	Postes (nombre)							
	Au 31 décembre 2011		Au 31 décembre 2012		Prévu au 31 décembre 2013		Prévu au 31 décembre 2014	
120 kV	217	- Conversion du poste de la centrale Rivière-des-Prairies 12/69 kV à 12/120 kV	218	- MES du poste Neubois à 120/25 kV - Maintien du poste Thurso à 120/25 kV (prévu démantelé en 2011)	217	- Lorsque la section 315/120 kV du poste Bélanger sera en service, le 315 kV sera la tension supérieure dans ce poste	217	Sans objet
69 kV et moins	97	- Démantèlement des postes Neuville à 69/25 kV, Montcalm à 69/12 kV.	96	- Démantèlement du poste Turcotte à 69/12 kV	93	- Démantèlement des postes Anse-Pleureuse à 69/12 kV, Scott et Beaurivage à 69/25 kV (prévus initialement en 2012)	92	Démantèlement du poste L'Épinay à 69/25 kV

MES = Mise en service

**Tableau 1b**  
**Évolution des lignes par niveau de tension de 2011 à 2014**

Tension	Lignes (km)							
	Au 31 décembre 2011		Au 31 décembre 2012		Prévu au 31 décembre 2013		Prévu au 31 décembre 2014	
765 kV et 735 kV	11 422		11 422		11 422		11 437	- MES de 15 km de ligne entre le poste Micoua et le nouveau poste Aux Outardes
315 kV	5 255		5 287		5 414	- MES de 103 km de ligne reliant la centrale La Sarcelle (dont la MES prévue en 2011 est reportée en 2013) au poste Eastmain-1 - MES de 10 km de lignes pour le raccordement des nouveaux postes St-Bruno-de-Montarville, Lachenaie et Bélanger - MES de 3 km d'une ligne biterne pour le bouclage du poste Charlevoix - MES de 15 km d'une ligne monoterne pour l'intégration des parcs éoliens Seigneurie-de-Beaupré I et II	5 713	- MES de 260 km de ligne entre le poste de la Romaine-2 et le poste Arnaud - MES de 1,5 km de ligne biterne entre le poste de départ de la centrale Romaine-2 et le poste de la Romaine-2 - MES de 25 km de ligne pour le raccordement du parc éolien Rivière-du-Moulin
230 kV	3 223	- MES de 103 km de ligne monoterne pour l'intégration des parcs éoliens Gros-Morne et Mont-Louis	3 188		3 197	- MES de 8 km de ligne monoterne pour l'intégration du poste Charlesbourg à 230/25 kV	3 197	

**Tableau 1b**  
**Évolution des lignes par niveau de tension de 2011 à 2014 (suite)**

Tension	Lignes (km)							
	Au 31 décembre 2011		Au 31 décembre 2012		Prévu au 31 décembre 2013		Prévu au 31 décembre 2014	
161 kV	2 122	- MES de 50 km de lignes monoterne pour l'intégration du parc éolien Montagne-Sèche - MES de 46 km de ligne monoterne pour le raccordement du poste Waconichi	2 125		2 126		2 071	- Démantèlement de 77 km de la ligne monoterne entre le poste Chigoubiche 161/25 kV et le poste Saint-Félicien
120 kV	6 761		6 926	- Conversion de 64 km de ligne monoterne de 69 kV à 120 kV - MES de 77 km de ligne monoterne pour l'intégration des parcs éoliens Saint-Robert-Bellarmin, Saint-Rémi, Massif-du-Sud et de l'Érable - MES de 24 km de ligne biterne entre les postes Sainte-Marie, Neubois et Sainte-Claire	6 923		6 988	- MES de 10 km de ligne monoterne pour l'intégration du parc éolien Vent-du-Kempt - MES de 36 km de ligne biterne à 230 kV, exploitée initialement à 120 kV, entre le poste Bedford et le poste Saint-Césaire
69 kV et moins	3 629		3473	- Conversion de 64 km de ligne monoterne de 69 kV à 120 kV - Démantèlement de lignes associées à certains postes démantelés (à 69/25 kV et à 69/12 kV)	3 333	- Démantèlement de lignes associées à certains postes démantelés (à 69/25 kV et à 69/12 kV)	3 332	

MES = Mise en service

**1.2.2 Taux d'utilisation du réseau**

- 1 Les taux d'utilisation du réseau de transport pour chaque mois des années 2011 et 2012
- 2 sont présentés au tableau 2.

**Tableau 2  
Taux d'utilisation du réseau de transport pour 2011 et 2012 (%)**

	2011		2012	
	Charge locale	Réseau global (charge locale et point à point)	Charge locale	Réseau global (charge locale et point à point)
Janvier	92,2	98,0	86,0	94,0
Février	84,1	93,4	78,3	89,0
Mars	79,8	88,3	75,9	86,8
Avril	64,7	75,4	58,6	72,8
Mai	57,7	68,9	52,9	63,6
Juin	50,5	65,6	50,8	65,0
Juillet	52,6	67,9	52,2	68,0
Août	49,7	64,2	50,6	65,7
Septembre	49,3	62,8	51,2	64,5
Octobre	60,3	70,2	55,7	67,7
Novembre	69,2	77,5	78,2	83,4
Décembre	80,1	90,8	75,8	88,3

- 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 pour
- 5 2011 et 2012.
- 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 est déterminée par la simulation d'un scénario
- 9 de forte demande survenant dans les conditions d'exploitation à la pointe. Les capacités de
- 10 transport ont été établies à 42 196 MW pour 2011 et 42 496 MW pour 2012.

---

### **1.2.3 Évolution et utilisation des interconnexions**

1 Le Transporteur rappelle que ses interconnexions assurent la sécurisation de l'alimentation  
2 électrique au Québec. Ces interconnexions permettent notamment au Distributeur d'assurer  
3 une plus grande fiabilité des approvisionnements d'électricité pour les besoins de la charge  
4 locale et de les diversifier. Les interconnexions assurent de plus, aux producteurs  
5 d'électricité québécois ainsi qu'à d'autres clients du Transporteur, l'accessibilité aux  
6 marchés externes et aux transactions de passage sur le réseau du Transporteur.

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

14 Dans les tableaux 3 et 4, le Transporteur présente, à titre indicatif, la capacité de transfert  
15 des interconnexions en mode réception et en mode livraison pour les années 2011 et 2012,  
16 selon les indications de la Régie dans la décision D-2011-039, page 78, de mentionner tous  
17 les chemins d'interconnexion commercialement reconnus dans le système OASIS du  
18 Transporteur, même lorsque la capacité de transfert est nulle. Les capacités de transfert  
19 indiquées à ces tableaux sont des capacités maximales de référence et non les capacités  
20 de transport fermes.

**Tableau 3**  
**Capacité de transfert en réception pour 2011 et 2012**

<b>Réseau</b>	<b>Chemin</b>	<b>MW 2011</b>	<b>MW 2012</b>
Ontario	CHNO-HQT	0	0
	DYMO-HQT	0	0
	LAW-HQT	470	470
	ON-HQT	1250	1250
	OTTO-HQT	85	85
	P33C-HQT	0	0
	Q4C-HQT	140	140
	<b>Total</b>	<b>1 945</b>	<b>1 945</b>
New York et Cornwall	CORN-HQT	0	0
	DEN-HQT	100	100
	MASS-HQT	1 000	1 000
	<b>Total</b>	<b>1 100</b>	<b>1 100</b>
Nouvelle-Angleterre	DER-HQT	0	0
	HIGH-HQT	170	170
	NE-HQT	2 000	2 000
	<b>Total</b>	<b>2 170</b>	<b>2 170</b>
Nouveau-Brunswick	NB-HQT	785	785
	<b>TOTAL</b>	<b>785</b>	<b>785</b>
Brookfield	MAFA-HQT	99	99
	MAHO-HQT	110	110
	MATI-HQT	250	250
	<b>Total</b>	<b>459</b>	<b>459</b>
Churchill Falls	LAB-HQT	5 150	5 150
	<b>Total</b>	<b>5 150</b>	<b>5 150</b>
<b>Total</b>		<b>11 609</b>	<b>11 609</b>

- 1 La capacité du chemin NE-HQT est passée de 1 900 MW en 2010 à 2 000 MW en 2011 à la
- 2 suite d'une réévaluation de la limite de perte de production en première contingence (limite
- 3 PPPC) du réseau du Transporteur.
- 4 La capacité du chemin MAFA-HQT est passée de 95 MW en 2010 à 99 MW en 2011 à la
- 5 suite d'une révision de la capacité de la centrale High Falls d'Énergie La Lièvre s.e.c.
- 6 La capacité du chemin MAHO-HQT est de 110 MW, reflétant la possibilité d'alimentation de
- 7 l'usine de Papier Masson Ltée par la ligne D5A Hawthorne - Masson, lorsque l'alimentation
- 8 normale de ce client du Distributeur par le réseau d'Énergie La Lièvre s.e.c. est indisponible.
- 9 Ce chemin n'est pas ouvert aux tiers.

**Tableau 4  
Capacité de transfert en livraison pour 2011 et 2012**

<b>Réseau</b>	<b>Chemin</b>	<b>MW 2011</b>	<b>MW 2012</b>
Ontario	HQT-CHNO	65	65
	HQT-DYMO	85	85
	HQT-LAW	800	800
	HQT-ON	1250	1250
	HQT-OTTO	0	0
	HQT-P33C	345	345
	HQT-Q4C	0	0
	<b>Total</b>	<b>2 545</b>	<b>2 545</b>
New York et Cornwall	HQT-CORN <sup>1</sup>	160	160
	HQT-DEN <sup>1</sup>	199	199
	HQT-MASS	1 800	1 800
	<b>Total<sup>1</sup></b>	<b>2 125</b>	<b>2 125</b>
Nouvelle-Angleterre	HQT-DER	50	50
	HQT-HIGH	225	225
	HQT-NE	2 000	2 000
	<b>Total</b>	<b>2 275</b>	<b>2 275</b>
Nouveau-Brunswick	HQT-NB	1 029	1 029
	<b>Total</b>	<b>1 029</b>	<b>1 029</b>
Brookfield	HQT-MAFA	0	0
	HQT-MATI	0	0
	<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Churchill Falls	HQT-LAB	0	0
	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total</b>		<b>7 974</b>	<b>7 974</b>

<sup>1</sup> Le transit CORN + DEN ne peut excéder 325 MW en livraison simultanée.

- 1 La capacité de référence du chemin HQT-NB est passée de 1080 MW en 2010 à 1029 MW
- 2 en 2011 à la suite d'une réévaluation par l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick
- 3 (« ERNB »)<sup>2</sup> de la charge radiale maximale à alimenter par ce chemin.
- 4 Le chemin HQT-MAHO ne paraît plus au tableau, car il ne fait pas partie des chemins
- 5 d'interconnexion commercialement reconnus dans le système OASIS du Transporteur.
- 6 À titre d'information, les échanges d'énergie en réception et en livraison 2011 et 2012 sur
- 7 les interconnexions du Transporteur sont présentés aux tableaux 5 et 6. Les pertes de
- 8 transport ne sont pas comprises dans ces valeurs.

<sup>2</sup> Depuis l'automne 2011, la responsabilité de l'exploitation du réseau est partagée entre l'ERNB et Transport Énergie NB.

**Tableau 5  
Échanges en réception**

<b>Réseau</b>	<b>Chemin</b>	<b>Transit 2011 (GWh)</b>	<b>Transit 2012 (GWh)</b>
Ontario	CHNO DYMO LAW ON OTTO P33C Q4C	3 884	1 362
New York et Cornwall	CORN DEN	55	15
New York et Cornwall	MASS	242	1
Nouvelle-Angleterre	DER	0	0
Nouvelle-Angleterre	HIGH	0	0
Nouvelle-Angleterre	NE	0	0
Nouveau-Brunswick	NB	5	1
<b>Total</b>		<b>4 186</b>	<b>1 379</b>

**Tableau 6  
Échanges en livraison**

<b>Réseau</b>	<b>Chemin</b>	<b>Transit 2011 (GWh)</b>	<b>Transit 2012 (GWh)</b>
Ontario	CHNO DYMO LAW ON OTTO P33C Q4C	1 836	3 142
New York et Cornwall	CORN DEN	1 031	1 446
New York et Cornwall	MASS	6 892	9 431
Nouvelle-Angleterre	DER	174	152
Nouvelle-Angleterre	HIGH	1 539	1 470
Nouvelle-Angleterre	NE	10 018	11 607
Nouveau-Brunswick	NB	5 148	6 150
<b>Total</b>		<b>26 638</b>	<b>33 398</b>

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

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

### **2.1 Description des catégories d'investissement**

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

#### **6 *Investissements ne générant pas de revenus additionnels***

- 7 • *Maintien des actifs* : les investissements de cette catégorie sont requis pour  
8 maintenir la capacité de service offerte par le Transporteur à sa clientèle tout en  
9 mettant à profit les plus récents progrès techniques disponibles et utiles.
- 10 • *Maintien et amélioration de la qualité* : les investissements de cette catégorie sont  
11 destinés à la satisfaction de la clientèle et au maintien ou au rehaussement de la  
12 qualité du service rendu par le Transporteur à l'égard de la demande existante ;  
13 essentiellement, ces projets d'investissement représentent les solutions optimales  
14 retenues pour répondre à des problématiques de performance qui touchent  
15 notamment le comportement du réseau de transport, la continuité du service, la  
16 fiabilité des équipements ou la qualité de l'onde.
- 17 • *Respect des exigences* : les investissements de cette catégorie visent la conformité  
18 aux lois et règlements en vigueur, aux engagements contractuels que le  
19 Transporteur est tenu de respecter et aux encadrements et normes internes  
20 et externes.

#### **21 *Investissements générant des revenus additionnels***

- 22 • *Croissance des besoins de la clientèle* : les investissements de cette catégorie  
23 découlent des besoins et des demandes exprimés par les clients du Transporteur ;  
24 les investissements classés en *Croissance des besoins de la clientèle* visent, d'une  
25 part, à répondre aux besoins croissants de la charge locale en augmentant la  
26 capacité du réseau de transport par des ajouts d'équipements suivant les  
27 orientations qui sont établies de concert avec le Distributeur ; d'autre part, les  
28 travaux de raccordement, de prolongement ou de modification du réseau  
29 permettent d'intégrer la puissance produite par une nouvelle source de production  
30 et d'assurer le transit de la puissance additionnelle générée par l'ajout de nouveaux  
31 groupes de production ou la modification de groupes de production dans une  
32 centrale existante.

## **2.2 Prévision des investissements et des mises en service**

1 Le tableau 7 présente les investissements pour les années 2012 et 2013 ainsi que la  
2 projection des niveaux d'investissement estimés sur un horizon de dix ans, soit de 2014 à  
3 2023, selon les catégories décrites précédemment. On y retrouve des informations sur les  
4 projets de 25 M\$ et plus et les investissements qui s'y rattachent. Des informations sur les  
5 enveloppes d'investissement liés aux projets de moins de 25 M\$, de même que les  
6 contributions des clients qui sont basées sur l'année de mise en service y sont également  
7 présentées.

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

20 Vu ce qui précède, le Transporteur présente de façon globale les investissements projetés  
21 annuels pour les projets de 25 M\$ et plus dont le dépôt à la Régie est prévu à une date  
22 ultérieure à 2014. Tel qu'il appert du tableau 7, les informations fournies permettent de voir,  
23 par catégorie d'investissement, les niveaux d'investissement prévus annuellement pour  
24 l'ensemble de ces projets. Comme ces projets peuvent varier considérablement au fur et à  
25 mesure qu'ils seront précisés, les flux d'investissement par projet ne sont pas détaillés, afin  
26 d'éviter de fournir des informations inexactes relativement aux investissements à moyen et  
27 long termes et ainsi induire la Régie en erreur.

28 Par ailleurs, le Transporteur fournit au tableau 8 des informations sur les principaux projets  
29 de 25 M\$ et plus inclus dans les rubriques « Autres postes et lignes (projets dont le dépôt  
30 est ultérieur à 2014) » des différentes sections 1.1 à 2.2 du tableau 7. Il y précise les dates  
31 de mises en service, l'année probable de dépôt des dossiers à la Régie et le coût estimé  
32 des projets (en M\$). Le Transporteur souligne que ces informations sont des estimations  
33 fournies à titre indicatif, qui sont appelées à évoluer dans le temps. Il souligne de plus  
34 qu'une partie des investissements prévus aux lignes « Autres postes et lignes (projets dont  
35 le dépôt est ultérieur à 2014) » couvre une enveloppe budgétaire pour des projets qui ne  
36 sont pas encore suffisamment définis et qui ne peuvent par conséquent être présentés au  
37 tableau 8.

**Tableau 7**  
**Investissements par catégorie à l'horizon 2023 (M\$)**

Catégories d'investissements	Mise en service	Autorisation	Années											Total	
			2012 et -	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		2023
<b>1. Investissements ne générant pas de revenus additionnels</b>															
<b>1.1 Maintien des actifs</b>															
Poste Chomedey	2015	D-2009-140	24,5	5,7	5,2	1,9									37,4
Liaisons hertiennes Manicouagan, Arnaud, Montagnais et Manic-5	2012-2015	D-2010-003	79,5	17,2	8,9	1,3									107,0
Poste Châteauguay - Réfection systèmes auxiliaires	2011-2014	D-2010-048	38,1	4,9	3,6										46,6
Poste Limoilou	2012, 2015-2016	D-2010-132	62,4	5,3	14,7	22,9	14,9								120,2
Poste Neubois	2012-2013	D-2010-156	27,6	6,2	0,2										34,0
Poste Bélanger	2013-2014	D-2011-026	23,2	76,4	7,9	0,6	0,1	4,3	0,1						112,5
Poste Charlesbourg	2013	D-2011-084	8,8	21,7	2,9	0,9									34,3
Poste Manic-2	2013-2014	D-2011-098	2,8	8,5	10,2	0,1									21,5
Renforcement réseau alimentant parc industriel Bécancour	2012, 2014	D-2011-120	30,8	1,4	5,4										37,6
Poste Henri-Bourassa	2015	D-2011-188	10,1	45,6	20,7	0,9	2,7		0,3	12,4					92,7
Poste Lefrançois	2015	D-2012-048	2,9	16,7	20,5	1,9									42,0
Remplacement progiciels (OSM)	2013	D-2012-063	4,0	28,4											32,4
Poste Manicouagan - Réfection CS24 & systèmes connexes	2013-2014	D-2012-151	7,8	38,6	22,7	0,5									69,6
Projet Saint-Césaire - Bedford	2014	D-2012-152	0,6	5,1	2,8	0,0									8,5
Poste Nemiscau - Remplacement compensateurs statiques	2013-2014	D-2012-160	9,8	45,9	42,4	0,0									98,0
Poste Waswanipi	2015-2016	D-2012-161	0,5	0,5	4,1	3,0	2,0								10,1
Poste Duchesnay	2015-2016	R-3832-2013	0,0	2,1	4,8	9,9	11,6	0,9							29,3
Intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres 2009-02	2016	R-3836-2013		0,4	3,8	3,0	1,6	0,0							8,7
Postes Radisson et Nicolet	2016	R-3845-2013	1,2	2,7	29,9	30,3	25,7								89,9
Poste Nicolet	2014-2016, 2018	R-3846-2013	0,7	2,9	18,7	17,5	10,6	13,1	0,0						63,5
Poste Madawaska	2015	R-3849-2013	1,1	4,2	12,5	45,4									63,2
Poste Abitibi - Remplacement transformateurs	2015	à venir			8,2	8,2									16,4
Poste Adamsville	2016	à venir			1,4	6,0	6,2								13,6
Poste Baie-Saint-Paul	2016	à venir			3,1	5,4	7,4	2,5							18,4
Poste Albanel - Remplacement compensateurs statiques	2016	à venir	0,3	1,5	15,6	54,7	46,3	3,7							122,1
Poste Manicouagan - Remplacement transformateurs	2017	à venir	0,1	1,4	3,0	15,0	15,0								49,5
Poste Notre-Dame	2017	à venir	0,2	1,5	2,7	9,7	9,6	9,7							33,4
Poste De Lorimier	2017	à venir	0,7	2,8	19,7	34,1	47,6	30,5							135,5
Ligne Vignau-Petite-Nation	2018	à venir		0,5	0,6	14,4	13,7								29,2
Poste Saint-Jean	2018	à venir		0,2	3,0	3,2	11,7	29,7	58,8						106,5
Poste Saraguay - Remplacement transformateurs	2019	à venir	0,0	1,2	0,6	0,9	5,0	6,8	7,0	13,7					35,2
Poste Manic-3	2021	à venir		0,1	3,3	4,3	21,3	6,2	6,4	6,5	6,1	5,5			59,6
Poste Chelsea	2015-2018	à venir	0,0	0,8	2,0	6,2	8,3	5,3	6,0						28,6
Poste Fleury	2016-2017	à venir	1,2	6,9	16,0	32,7	38,9	6,3							102,0
Poste Rapides-Farmer	2016-2018	à venir	0,0	0,4	2,2	6,2	8,2	6,0	7,7						30,7
<b>Autres projets déjà autorisés (coûts résiduels)</b>			180,1	2,7	0,6	0,6									184,0
<i>Incluant Contributions</i>															
<b>Autres postes et lignes (projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2014)</b>			3,3	6,4	(22,7)	34,6	99,8	259,4	379,8	525,1	609,2	514,3	410,5	420,8	3 240,6
<b>Investissements de moins de 25 M\$</b>				373,8	413,5	499,9	483,5	491,5	508,1	517,3	514,9	516,4	513,3	511,2	5 343,3
<i>Incluant contributions</i>															
<b>Niveau d'invest. - Maintien des actifs</b>			<b>522,2</b>	<b>740,2</b>	<b>715,0</b>	<b>876,2</b>	<b>891,8</b>	<b>890,8</b>	<b>974,1</b>	<b>1 075,1</b>	<b>1 130,1</b>	<b>1 036,2</b>	<b>923,8</b>	<b>931,9</b>	<b>10 707,5</b>

**Tableau 7**  
**Investissements par catégorie à l'horizon 2023 (M\$) (suite)**

<b>Catégories d'investissements</b>	<b>Mise en service</b>	<b>Autorisation</b>	<b>2012 et -</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>Total</b>
<b>1.2 Amélioration de la qualité</b>															
Mise à niveau du réseau de transport 2011	2010-2013	D-2009-109	206,5	5,4											211,9
Poste Neubois	2012-2013	D-2010-156	6,2	0,3											6,5
Intégration parcs éoliens 2e appel d'offres	2013	D-2010-165	4,8	10,3	0,1										15,2
Ouverture du réseau de transport 315 kV Québec - Montréal	2011-2014	D-2011-066	98,5	134,8	65,8	6,5	0,0	0,0							305,6
Poste Cadillac	2014	D-2012-037	5,3	25,8	20,0										51,1
Ajout compensateur statique - Boucle de Montréal	2014	à venir	9,8	31,6	8,5										49,8
Poste Abitibi - Remplacement transformateurs	2015	à venir	0,2	2,9	2,9	14,4									20,4
Poste Grand-Brulé	2017	à venir			1,0	1,0	30,0	30,0							62,0
Poste Manicouagan - Remplacement transformateurs	2017	à venir			2,0	5,0	5,0	5,0							17,0
Poste La Salette	2017	à venir					2,5	4,9							7,4
Ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'île	2018	à venir			14,0	111,0	157,9	134,0							416,9
Poste Manic-3	2021	à venir			2,4	2,4	15,2								20,0
<b>Autres projets déjà autorisés (coûts résiduels)</b>															
<b>Autres postes et lignes</b>															
<b>(projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2014)</b>			1,3	0,2	(0,7)	4,1	19,4	30,2	71,6	15,1	15,1	15,1	15,1	15,3	202,0
<b>Investissements de moins de 25 M\$</b>				57,5	61,4	53,6	48,7	48,6	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	562,1
<i>Incluant contributions</i>				(0,3)	3,2										2,9
<b>Niveau d'invest. - Amélioration de la qualité</b>			<b>332,5</b>	<b>268,8</b>	<b>177,4</b>	<b>198,2</b>	<b>278,7</b>	<b>252,7</b>	<b>120,3</b>	<b>63,8</b>	<b>63,8</b>	<b>63,8</b>	<b>63,8</b>	<b>64,0</b>	<b>1 947,9</b>
<b>1.3 Respect des exigences</b>															
Remplacement transformateurs de courant 735 kV	2012-2013	D-2012-165	27,6	34,5											62,2
Poste Nicolet	2018	R-3846-2013		0,2	1,1	1,0	0,6	2,1							5,0
Sécurisation des installations (NERC, normes CIP version 5)	2014-2016	à venir		0,3	5,0	10,0	15,0								30,3
<b>Autres projets déjà autorisés (coûts résiduels)</b>															
<b>Autres postes et lignes</b>															
<b>(projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2014)</b>															
<b>Investissements de moins de 25 M\$</b>				37,1	44,9	61,7	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	487,8
<b>Niveau d'invest. - Respect des exigences</b>			<b>27,6</b>	<b>72,2</b>	<b>51,1</b>	<b>72,7</b>	<b>58,6</b>	<b>45,1</b>	<b>43,0</b>	<b>43,0</b>	<b>43,0</b>	<b>43,0</b>	<b>43,0</b>	<b>43,0</b>	<b>585,2</b>
<b>Niveau d'invest. - Ne générant pas de revenus additionnels</b>			<b>882,4</b>	<b>1 081,2</b>	<b>943,4</b>	<b>1 147,1</b>	<b>1 229,0</b>	<b>1 188,5</b>	<b>1 137,4</b>	<b>1 181,9</b>	<b>1 237,0</b>	<b>1 143,1</b>	<b>1 030,7</b>	<b>1 039,0</b>	<b>13 240,6</b>

**Tableau 7**  
**Investissements par catégorie à l'horizon 2023 (M\$) (suite)**

<b>Catégories d'investissements</b>	<b>Mise en service</b>	<b>Autorisation</b>	<b>2012 et -</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>Total</b>
<b>2. Investissements générant des revenus additionnels</b>															
<b>2.1 Intégration de production</b>															
Intégration des parcs éoliens 1er appel d'offres	2006-2013	D-2007-141	450,8	(2,3)	0,0										448,5
Intégration des parcs éoliens 1er appel d'offres - Contributions	2006-2013	D-2007-141	1,3	(30,4)											(29,1)
Intégration centrales Eastmain 1A-La Sarcelle	2011-2013	D-2008-149	171,5	4,3	0,8										176,6
Intégration centrales Eastmain 1A-La Sarcelle - Contributions	2013	D-2008-149		(40,2)											(40,2)
HQT-MASS et HQT-NE transport ferme 2400 MW long terme	2011-2014	D-2010-084	36,3	53,3	18,4	0,0	0,0								108,1
Intégration des parcs éoliens - Appel d'offres 2005-03	2011-2015, 2017	D-2010-165/2011-166	252,4	264,0	109,5	182,1	168,4	120,2							1 096,6
Intégration des parcs éoliens - Appel d'offres 2005-03 - Contributions	2011-2015	D-2010-165/2011-166	0,9	0,3	0,5	0,5									2,2
Raccordement des centrales du complexe la Romaine	2014-2020	D-2011-083	327,3	430,8	290,4	188,0	211,7	130,2	62,0	62,8	23,4				1 726,4
Raccordement des centrales du complexe la Romaine - Contributions	2014-2020	D-2011-083			(82,3)		(69,3)	(35,3)			(751,4)				(938,3)
Poste Manic-2	2013-2014	D-2011-098	0,3	0,8	0,5										1,6
Poste Manic-2 - Contributions	2014	D-2011-098			(1,6)										(1,6)
Projet Saint-Césaire - Bedford	2014	D-2012-152	4,3	57,8	0,5	0,0	0,0								62,6
Intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres 2009-02	2013-2016, 2018	R-3836-2013	2,5	20,7	46,0	51,1	14,9	46,5	71,3						253,0
Intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres 2009-02 - Contributions	2013-2015	R-3836-2013		0,2	2,9	(92,1)									(89,0)
Interconnexion Hertel-New York	2017	à venir	0,7	2,9	4,4	82,9	145,9	202,9							439,6
Ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île	2018	à venir	11,2	9,1	14,3	136,8	248,4	149,3	0,1						569,1
Poste Manic-3	2021	à venir		1,6	5,4	5,1	24,8	1,3		0,0					38,1
<b>Autres projets déjà autorisés (coûts résiduels)</b>			381,4	3,1											384,5
<b>Autres postes et lignes</b>															
<b>(projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2014) (note 1)</b>			4,3	0,9	6,3	(115,3)	(179,7)	(83,2)	170,4	65,1					(131,3)
<i>Incluant contributions et frais d'entretien</i>															
<b>Investissements de moins de 25 M\$</b>				8,9	8,3	3,7	2,0	2,0	2,0	(2,0)	2,0	2,0	2,0	2,0	32,9
<i>Incluant contributions et frais d'entretien</i>				(1,5)		(1,4)				(4,0)					(6,9)
<b>Niveau d'invest. - Intégration de production</b>			<b>1645,2</b>	<b>785,8</b>	<b>424,2</b>	<b>442,7</b>	<b>567,1</b>	<b>533,8</b>	<b>305,7</b>	<b>125,8</b>	<b>(726,0)</b>	<b>2,0</b>	<b>2,0</b>	<b>2,0</b>	<b>4 110,3</b>

**Tableau 7**  
**Investissements par catégorie à l'horizon 2023 (M\$) (suite)**

<b>Catégories d'investissements</b>	<b>Mise en service</b>	<b>Autorisation</b>	<b>2012 et -</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>Total</b>
<b>2.2 Croissance charge locale</b>															
Poste Chomedey	2009-2015	D-2009-140	49,4	4,7	3,5	1,8	0,0								59,4
Poste Saint-Bruno-de-Montarville	2013	D-2010-161	33,2	19,2	0,3										52,7
Poste Lachenaie	2013	D-2011-022	20,5	20,9	0,4	0,0	0,0								41,8
Poste Bélanger	2013-2014	D-2011-026	10,6	41,2	2,9	0,3									55,0
Poste Pierre-Le Gardeur	2014	D-2011-032	10,0	33,2	34,1	0,4	0,0								77,7
Poste Charlesbourg	2013	D-2011-084	27,4	27,9	0,0										55,4
Renforcement réseau alimentant parc industriel Bécancour	2012-2014	D-2011-120	35,0	21,8	0,8										57,6
Poste Blainville	2015	D-2012-007	5,6	19,6	52,7	5,2									83,1
Ligne biterne Chaudière - Saint-Agapit	2013	D-2012-018	2,1	22,4	0,2										24,7
Renforcement réseau de transport à 315 kv de l'Abitibi	2013-2014	D-2012-061	6,0	33,3	70,5	1,3									111,2
Renforcement réseau 120 kV Palmarolle-Rouyn	2014	D-2012-140	1,8	5,1	27,2	0,2									34,3
Projet Saint-Césaire - Bedford	2014	D-2012-152			25,0										25,0
Poste Waswanipi	2015	D-2012-161	1,0	1,5	12,2	9,6	1,1								25,4
Poste Duchesnay	2015	R-3832-2013	2,3	2,7	11,8	19,9	0,6								37,3
Poste Normand	2015-2016	R-3847-2013	0,4	2,4	9,5	19,3	1,8	0,0							33,5
Poste Abitibi - Remplacement transformateurs	2014	à venir		5,6	14,4										20,0
Ligne Pierre-Le Gardeur - St-Sulpice	2015	à venir	1,0	3,2	10,2	34,5									48,9
Poste Saint-Jérôme	2016	à venir	0,9	1,8	33,2	55,6	75,6								167,2
Poste Fleury	2017	à venir	4,7	0,7	9,3	4,3	20,0	0,9							40,0
Poste De Lorimier	2017	à venir	1,6	1,5	10,1	17,2	24,0	16,3							70,7
Poste Saraguay - Remplacement transformateurs	2019	à venir	0,0	0,0	0,4	0,5	5,0	2,9	5,0	4,1					17,9
Poste Adamsville	2016-2017	à venir	0,3	1,9	4,6	16,4	24,8	13,1							61,3
Poste Baie-Saint-Paul	2016-2017	à venir	0,5	2,1	3,9	9,6	15,3	5,3							36,8
Poste La Salette	2017-2018	à venir		0,5	1,7	3,8	16,1	20,9	2,1						45,2
Aluminerie Alouette Inc. à Sept-Îles III	2015-2016	à venir	0,6	1,9	13,3	22,3	2,5	0,0							40,5
Aluminerie Alouette Inc. à Sept-Îles III - contributions	2015	à venir				(4,8)									(4,8)
Agrégation des projets (« pool ») - Contribution HQD	2014-2015				(9,9)	(322,0)									(331,9)
<b>Autres projets déjà autorisés (coûts résiduels)</b>			256,8	1,7	0,4										258,9
<b>Autres postes et lignes (projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2014)</b>			3,1	3,0	(59,8)	136,6	194,0	370,7	230,7	217,1	222,6	224,5	224,0	223,8	1 990,4
<i>Incluant contributions et frais d'entretien</i>							(20,4)								(20,4)
<b>Investissements de moins de 25 M\$</b>				46,1	78,8	62,4	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	571,3
<b>Niveau d'invest. - Croissance charge locale</b>			<b>475,1</b>	<b>326,2</b>	<b>361,8</b>	<b>94,2</b>	<b>429,1</b>	<b>478,1</b>	<b>285,8</b>	<b>269,2</b>	<b>270,6</b>	<b>272,5</b>	<b>272,0</b>	<b>271,8</b>	<b>3 806,4</b>
<b>Niveau d'invest. - Générant des revenus additionnels</b>			<b>2120,2</b>	<b>1 112,0</b>	<b>785,9</b>	<b>537,0</b>	<b>996,2</b>	<b>1 011,9</b>	<b>591,5</b>	<b>395,0</b>	<b>(455,4)</b>	<b>274,5</b>	<b>274,0</b>	<b>273,8</b>	<b>7 916,8</b>
<b>Niveau d'invest. globaux</b>			<b>3002,6</b>	<b>2 193,2</b>	<b>1 729,4</b>	<b>1 684,1</b>	<b>2 225,1</b>	<b>2 200,5</b>	<b>1 728,9</b>	<b>1 576,9</b>	<b>781,6</b>	<b>1 417,6</b>	<b>1 304,7</b>	<b>1 312,8</b>	<b>21 157,4</b>

Note 1 : Les prévisions d'investissement tiennent compte de la solution maintenant envisagée pour le renforcement du réseau principal, soit la construction de la ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île. Cette ligne est mentionnée dans le Plan stratégique 2009-2013 d'Hydro-Québec et dans le cadre des demandes du Transporteur pour l'intégration de parcs éoliens (dossier R-3742-2010) et le raccordement des centrales du complexe de la Romaine (dossier R-3757-2011). Le Transporteur prévoit compléter l'avant-projet relatif à cette ligne d'ici la fin 2013. Les montants négatifs pour 2015-2017 correspondent aux montants relatifs à la solution actuellement retenue pour le renforcement du réseau principal (axée sur la compensation série). Le cas échéant, ces montants seraient ajustés pour tenir compte de la solution maintenant envisagée.

**Tableau 8**  
**Informations sur les principaux projets inclus dans les rubriques**  
**« Autres postes et lignes (projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2014 ) »**  
**du tableau 7**

	Date estimée de MES	Année prévue du dépôt à la Régie	Coût estimé du projet (M\$)
<b>1.1</b>			
Maintien des actifs			
Ligne Rapides-Farmer - Paugan	2018	2015	40
Poste Lévis	2017	2015	45
Ligne Paugan Quyon	2019	2016-2017	40
Ligne Quyon - Bryson	2018	2015-2016	35
Poste Atwater	2018	2015	125
Poste Kapibouska	2017-2018	2015	60
Poste Lacroixville	2017-2019	2015-2016	60
Poste Montréal-Nord	2020	2016-2017	100
Poste Sherbrooke	2017	2015	10
Ligne Montérégie - Ste-Rosalie	2017	2015	30
Poste Chamouchouane	2020	2016-2017	110
Poste Châteauguay	2018-2020	2016-2018	35
Poste Chibougamau	2019	2016-2017	110
Poste Châteauguay - groupes convertisseurs	2021	2017-2018	450
Poste Jeanne-D'Arc	2020-2022	2017-2019	130
Poste La Vérendrye	2018	2015	110
Poste La Prairie	2016-2018	2015	35
Poste Longue-Pointe	2020-2021	2017-2018	75
Poste Mauricie	2018-2019	2015-2016	80
Poste Rapides-des-Îles	2015-2017	2015	25
<b>1.2</b>			
Amélioration de la qualité			
Poste Lacroixville	2017-2018	2015-2016	40
Ligne Henri-Bourassa / Montréal-Est / Bout-de-l'Île	2017	2015	50
Poste Radisson	2018	2015	50
<b>2.1</b>			
Intégration de production			
Interconnexion New Hampshire	2019	2015	410
<b>2.2</b>			
Croissance charge locale			
Poste Achigan	2019	2015-2016	40
Poste Atwater	2018	2015	15
Poste Bolton-Sud	2018-2019	2015-2016	80
Poste Chertsey	2018	2015	60
Poste Deux-Montagnes	2018	2015	75
Poste Lacroixville	2017-2018	2015	40
Poste Sherbrooke	2017	2015	35
Poste Terrebonne-Ouest	2018	2015	80
Poste Viger	2019	2015-2016	80
Poste Bout-de-l'Île	2019	2016-2017	30
Poste Jeanne-D'Arc	2020-2021	2017-2018	20
Poste Longue-Pointe	2020	2016-2017	60
Poste Saint-Adolphe d'Howard	2019	2015-2016	65
Projets de grands clients	2015-2016	2015	120

- 1 Les tableaux 9 et 10 présentent le sommaire des investissements planifiés par catégorie et
- 2 le sommaire des mises en service projetées par catégorie.

**Tableau 9**  
**Sommaire des investissements par catégorie à l'horizon 2023 (M\$)**

Catégories des investissements	Réel	Réel	Budget	Planifié									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Ne générant pas de revenus additionnels</b>	<b>791,6</b>	<b>735,3</b>	<b>1 081,4</b>	<b>940,4</b>	<b>1 147,1</b>	<b>1 229,0</b>	<b>1 188,5</b>	<b>1 137,4</b>	<b>1 181,9</b>	<b>1 237,0</b>	<b>1 143,1</b>	<b>1 030,7</b>	<b>1 038,8</b>
Maintien des actifs	571,4	542,6	740,2	715,2	876,2	891,8	890,8	974,1	1 075,1	1 130,1	1 036,2	923,8	931,9
Maintien et amélioration de la qualité	195,2	143,6	269,1	174,2	198,2	278,7	252,7	120,3	63,8	63,8	63,8	63,8	63,9
Respect des exigences	25,0	49,1	72,1	51,1	72,7	58,6	45,1	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0
<b>Général des revenus additionnels</b>	<b>466,6</b>	<b>697,1</b>	<b>1 183,6</b>	<b>876,4</b>	<b>956,8</b>	<b>1 085,9</b>	<b>1 047,3</b>	<b>591,5</b>	<b>399,0</b>	<b>296,0</b>	<b>274,5</b>	<b>274,0</b>	<b>274,0</b>
Croissance des besoins	466,6	697,1	1 183,6	876,4	956,8	1 085,9	1 047,3	591,5	399,0	296,0	274,5	274,0	274,0
<b>Total Investissements</b>	<b>1 258,2</b>	<b>1 432,4</b>	<b>2 265,0</b>	<b>1 816,8</b>	<b>2 103,9</b>	<b>2 314,9</b>	<b>2 235,8</b>	<b>1 728,9</b>	<b>1 580,9</b>	<b>1 533,0</b>	<b>1 417,6</b>	<b>1 304,7</b>	<b>1 312,8</b>
Contributions et frais d'entretien	-3,7	30,4	-71,8	-87,4	-419,8	-89,7	-35,3	0,0	-4,0	-751,4	0,0	0,0	0,0
<b>Total Investissements et contributions et frais d'entretien tels que présentés au tableau 7</b>	<b>1 254,5</b>	<b>1 462,8</b>	<b>2 193,2</b>	<b>1 729,4</b>	<b>1 684,1</b>	<b>2 225,2</b>	<b>2 200,5</b>	<b>1 728,9</b>	<b>1 576,9</b>	<b>781,6</b>	<b>1 417,6</b>	<b>1 304,7</b>	<b>1 312,8</b>

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 2023 (M\$)**

Catégories des mises en service	Réel	Réel	Budget	Planifié									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Ne générant pas de revenus additionnels</b>	<b>801,8</b>	<b>668,6</b>	<b>906,7</b>	<b>979,9</b>	<b>850,9</b>	<b>948,3</b>	<b>1 173,8</b>	<b>1 651,9</b>	<b>805,2</b>	<b>1 031,8</b>	<b>1 379,2</b>	<b>881,7</b>	<b>955,1</b>
Maintien des actifs	563,5	540,7	636,6	598,2	726,7	840,5	927,6	1 058,9	716,1	937,8	1 250,0	772,7	846,1
Maintien et amélioration de la qualité	221,2	80,8	196,2	341,0	79,5	47,4	197,8	539,6	46,1	51,0	86,2	66,0	66,0
Respect des exigences	17,1	47,1	73,9	40,8	44,7	60,4	48,4	53,4	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0
<b>Général des revenus additionnels</b>	<b>459,8</b>	<b>373,0</b>	<b>707,9</b>	<b>1 327,5</b>	<b>167,3</b>	<b>329,9</b>	<b>1 015,5</b>	<b>1 668,5</b>	<b>683,2</b>	<b>-458,7</b>	<b>165,7</b>	<b>215,5</b>	<b>256,3</b>
Croissance des besoins	459,8	373,0	707,9	1 327,5	167,3	329,9	1 015,5	1 668,5	683,2	-458,7	165,7	215,5	256,3
<b>Total</b>	<b>1 261,7</b>	<b>1 041,6</b>	<b>1 614,6</b>	<b>2 307,4</b>	<b>1 018,2</b>	<b>1 278,2</b>	<b>2 189,3</b>	<b>3 320,4</b>	<b>1 488,4</b>	<b>573,1</b>	<b>1 544,9</b>	<b>1 097,1</b>	<b>1 211,4</b>

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

### 2.3 Prévission des besoins de transport

- 3 Le tableau 11 présente la prévission des besoins de transport à l'horizon 2023, soit les
- 4 besoins du service pour l'alimentation de la charge locale et ceux du service de transport de
- 5 point à point à long terme.

**Tableau 11**  
**Prévission des besoins de transport (MW)**

Services de transport	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Charge locale	37 134	37 043	36 935	37 279	37 641	38 038	38 734	39 111	39 451	39 762	40 075
Point à point	4 683	4 675	4 675	4 675	4 965	5 837	5 942	7 104	7 104	7 104	7 104
<b>Total</b>	<b>41 817</b>	<b>41 718</b>	<b>41 610</b>	<b>41 954</b>	<b>42 606</b>	<b>43 875</b>	<b>44 676</b>	<b>46 215</b>	<b>46 555</b>	<b>46 866</b>	<b>47 179</b>

## 2.4 Projection des taux d'inflation

1 La projection des taux d'inflation est fournie 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	2,6	1,0	1,1	2,8	1,1	2,4
2002	2,2	0,1	0,9	1,6	-1,3	1,5
2003	2,8	-1,2	3,5	2,3	3,2	1,6
2004	1,9	3,4	3,2	2,7	3,6	2,1
2005	2,2	1,5	3,1	3,4	4,9	2,8
2006	2,0	2,3	2,1	3,2	4,7	2,9
2007	2,2	1,6	3,1	2,9	3,9	2,7
2008	2,3	4,3	3,9	3,8	9,9	2,2
2009	0,3	-3,4	-2,1	-0,3	-8,7	1,2
2010	1,8	1,0	3,1	1,6	6,9	1,0
2011	2,9	4,6	3,1	3,2	8,9	2,1
2012	1,5	0,6	1,2	2,1	0,5	1,8
2013	1,5	1,5	1,4	1,3	0,9	1,4
2014	2,0	1,6	1,8	1,5	0,7	1,7
2015	2,0	1,3	1,8	1,7	0,6	1,5
2016	2,0	1,5	1,8	1,8	1,5	1,6
2017	2,0	1,4	2,1	1,8	0,9	1,5
2018	2,0	1,2	2,1	1,8	0,9	1,5
2019 et plus	2,0	1,6	2,0	1,9	1,4	1,7

## 2.5 Impact tarifaire des investissements projetés

2 Le tableau 13 présente l'impact tarifaire estimé pour les investissements projetés à  
3 l'horizon 2023.

4 Afin d'estimer l'impact tarifaire des investissements, le Transporteur prend en considération  
5 les besoins de transport ainsi que les coûts associés aux mises en service de ces  
6 investissements. Ces coûts comprennent l'amortissement, le coût du capital, la taxe sur les  
7 services publics ainsi que les charges d'exploitation.

8 Tel qu'indiqué précédemment, il se peut que des investissements projetés sur un horizon de  
9 plus long terme soient reportés ou abandonnés, ce qui nécessitera une actualisation des  
10 investissements et des mises en service et aurait pour effet de modifier l'impact tarifaire  
11 estimé dans la présente demande.

**Tableau 13**  
**Impact tarifaire des investissements projetés à l'horizon 2023**

Années	Ajouts nets à la base de tarification (M\$)	Coût du capital <sup>1</sup> (M\$)	Charges d'exploitation (M\$)	Amortissement (M\$)	Taxe sur les services publics <sup>2</sup> (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)
2012							2 984	36 710	5 034	41 744	71,49
2014	1 260	4	19	64	0	87	3 071	37 043	4 675	41 718	73,62
2015	8	42	26	98	7	173	3 158	36 935	4 675	41 610	75,89
2016	297	28	31	118	6	183	3 168	37 279	4 675	41 954	75,50
2017	1 257	71	46	133	7	257	3 241	37 641	4 965	42 606	76,07
2018	2 407	106	73	178	13	370	3 354	38 038	5 837	43 875	76,45
2019	615	195	82	236	25	538	3 523	38 734	5 942	44 676	78,85
2020	-276	203	87	259	26	576	3 560	39 111	7 104	46 215	77,04
2021	723	174	91	255	22	542	3 527	39 451	7 104	46 555	75,75
2022	313	185	96	268	24	573	3 557	39 762	7 104	46 866	75,90
2023	488	177	101	244	23	545	3 529	40 075	7 104	47 179	74,80

Ensemble de la période 2014 à 2023

76,00

<sup>1</sup> Coût moyen pondéré du capital prospectif de 4,836 % proposé dans la présente demande, pièce HQT-8, Document 1.

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