

## **Demande relative au projet de remplacement des transformateurs de courant 735 kV**



**Table des matières**

**1 Introduction.....5**

**2 Objectifs .....6**

**2.1 Bris liés au transformateurs de courant 735 kV de modèle IH-765-13 .....6**

**3 Description et justification du Projet en relation avec les objectifs.....7**

**3.1 Description des travaux .....7**

        3.1.1 Remplacement .....7

        3.1.2 Retrait de transformateurs du réseau de transport .....8

        3.1.3 Déplacement .....8

        3.1.4 Planification des activités .....8

**3.2 Justification du Projet en relation avec les objectifs.....9**

        3.2.1 Nécessité du remplacement .....10

        3.2.2 Flexibilité d'exploitation du réseau de transport .....10

**4 Solutions appliquées dans le cadre du Projet .....11**

**5 Coûts associés au projet .....11**

**5.1 Sommaire des coûts .....11**

**5.2 Principales composantes du coût des travaux .....13**

**6 Impact tarifaire .....16**

**7 Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité .....16**

**8 Conclusion .....16**

**Liste des tableaux**

Tableau 1 Concordance entre les sections de la demande et le *Règlement* .....5

Tableau 2 Planification des activités 2012-2013 visées par le Projet.....9

Tableau 3 Coûts des travaux par élément (en milliers de dollars de réalisation) .....12

Tableau 4 Taux d'inflation .....12

Tableau 5 Coûts d'expertise et d'inspection (en milliers de dollars de réalisation).....14

**Liste des figures**

Figure 1 Répartition des coûts des activités.....13

**Liste des annexes**

Annexe 1 Liste des principales normes techniques appliquées au Projet

Annexe 2 Impact tarifaire



**1 Introduction**

1 Par la présente demande, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le  
 2 « Transporteur ») vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (la « Régie ») afin de  
 3 remplacer 247 transformateurs de courant 735 kV (le « Projet ») dans 22 des 38 postes  
 4 stratégiques du réseau de transport.

5 Le Projet, dont le coût total s'élève à 66,0 M\$, s'inscrit dans les catégories d'investissement  
 6 « maintien des actifs » et « respect des exigences ».

7 À cette étape du dépôt à la Régie de l'ensemble des renseignements pour le Projet exigés  
 8 par le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de*  
 9 *l'énergie* (le « *Règlement* »), le Transporteur précise que certaines activités sont en cours  
 10 depuis avril 2012, conformément à la décision partielle D-2012-075 de la Régie rendue le  
 11 22 juin 2012. Ces activités visent notamment l'approvisionnement de matériel nécessaire  
 12 pour entreprendre, pour des raisons préventives et en urgence, les travaux visés par le  
 13 Projet, tel qu'il appert de la demande du 14 juin 2012 du Transporteur.

14 Le tableau 1 indique la concordance entre les pièces de la demande du Transporteur et les  
 15 renseignements requis par le *Règlement*.

**Tableau 1**  
**Concordance entre les sections de la demande et le *Règlement***

<i>Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie</i>				Pièce	Section
Article	Alinéa	Para- graphe	Renseignements requis		
2	1	1 <sup>o</sup>	Les objectifs visés par le projet	HQT-2, Document 1	2
2	1	2 <sup>o</sup>	La description du projet	HQT-2, Document 1	3
2	1	3 <sup>o</sup>	La justification du projet en relation avec les objectifs visés	HQT-2, Document 1	3
2	1	4 <sup>o</sup>	Les coûts associés au projet	HQT-2, Document 1	5
2	1	5 <sup>o</sup>	L'étude de faisabilité économique du projet	HQT-2, Document 1	4 et 6
2	1	6 <sup>o</sup>	La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	s. o.	s. o.
2	1	7 <sup>o</sup>	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	HQT-2, Document 1	6 et annexe 2
2	1	8 <sup>o</sup>	L'impact sur la fiabilité du réseau et sur la qualité de service	HQT-2, Document 1	7
2	1	9 <sup>o</sup>	Le cas échéant, les autres solutions envisagées	s. o.	s. o.
3	1	1 <sup>o</sup>	La liste des principales normes techniques	HQT-2, Document 1	Annexe 1
3	1	3 <sup>o</sup>	Le cas échéant, les engagements contractuels et leurs contributions financières	s. o.	s. o.

## **2 Objectifs**

1 Le Projet vise à remplacer l'ensemble des transformateurs de courant 735 kV de modèle  
2 IH-765-13 dans les plus brefs délais afin de maintenir la fiabilité et la capacité du réseau de  
3 transport et la qualité de service offerte par le Transporteur à l'ensemble de sa clientèle, et  
4 afin d'assurer la sécurité des installations et des personnes.

### **2.1 Bris liés au transformateurs de courant 735 kV de modèle IH-765-13**

5 Les transformateurs de courant de modèle IH-765-13 fabriqués par la société Alstom  
6 Savoienne sont en service sur le réseau de transport depuis quelques décennies. En  
7 2011, 288<sup>1</sup> transformateurs de ce modèle étaient en service sur le réseau de transport à  
8 735 kV. En avril 2011, un bris d'un de ces transformateurs est survenu au poste Chissibi. Le  
9 Transporteur a alors effectué une vérification de l'ensemble des transformateurs de ce  
10 modèle sur le réseau de transport. Sur la base des résultats de cette vérification, le  
11 Transporteur a remplacé 41 transformateurs et en a placé 32 en mode de surveillance  
12 accrue. Le reste des unités ayant été jugé en bon état, les mesures de surveillance usuelles  
13 ont été maintenues.

14 Le 28 mars 2012, un autre bris d'un transformateur du même modèle est survenu au poste  
15 de Chibougamau, alors que cet appareil n'avait pas été identifié comme problématique lors  
16 de la vérification de 2011.

17 À la suite du bris au poste de Chibougamau, le Transporteur a mis en place, pour assurer la  
18 sécurité des personnes, des zones d'accès limité (« ZAL ») dans les installations touchées  
19 de manière préventive et jusqu'au remplacement de l'ensemble de ces transformateurs. En  
20 effet, dès avril 2012, le Transporteur rend son diagnostic selon lequel tous les  
21 transformateurs de ce modèle qui sont en service sur le réseau de transport, soit 247 unités,  
22 sont considérés comme problématiques. Le Transporteur estime nécessaire de procéder à  
23 leur remplacement. La charge étant plus faible entre les mois de mai et octobre, il doit agir  
24 de façon urgente, notamment pour les motifs suivants :

- 25 • être en mesure d'assurer l'alimentation de la charge locale lors des  
26 prochaines pointes hivernales ;
- 27 • maintenir les échanges d'électricité avec les réseaux voisins ;
- 28 • maintenir la flexibilité d'exploitation (opérationnelle) du réseau.

29 Le 14 juin 2012, il demande à la Régie l'autorisation de réaliser les investissements pour

- 30 • les transformateurs devant être remplacés le plus tôt possible et les  
31 transformateurs devant être remplacés avant la pointe de charge 2012-2013,  
32 pour une somme de 40 M\$, à parfaire ;

---

<sup>1</sup> Après un examen plus complet de la situation, le nombre de 289 transformateurs de ce modèle indiqué à la pièce HQT-1, Document 1, page 8, a été révisé à 288, ainsi que le nombre de remplacements, de 42 à 41.

- 1                   • le remplacement, au cours de l'année 2013, des transformateurs résiduels,  
2                   de l'ordre de 15 M\$ suite à une estimation paramétrique préliminaire.

3    Au terme d'une évaluation plus récente, ces coûts s'établissent à 38,0 M\$ pour 2012 et  
4    28,0 M\$ pour 2013. Ils sont exposés plus en détail à la section 5.

5    Le 19 juin 2012, la Régie tient une séance de travail au cours de laquelle le Transporteur  
6    présente les grandes lignes du Projet. Le 22 juin 2012, la Régie rend la décision  
7    D-2012-075. Cette décision accorde au Transporteur l'autorisation partielle requise en vertu  
8    de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>2</sup> (la « Loi ») afin de réaliser les travaux  
9    urgents, soit remplacer les transformateurs devant être remplacés le plus tôt possible et les  
10   transformateurs devant être remplacés avant la pointe de charge 2012-2013. La Régie lui  
11   ordonne également de déposer au plus tard le 7 septembre 2012 l'ensemble des  
12   renseignements pour le Projet exigés par le Règlement, tout en réservant sa décision sur  
13   l'autorisation finale du Projet en fonction des renseignements déposés ci-après.

### **3 Description et justification du Projet en relation avec les objectifs**

#### **3.1 Description des travaux**

14   Les transformateurs de courant sont un élément essentiel des systèmes de protection  
15   installés afin de protéger les équipements des perturbations pouvant se produire sur le  
16   réseau de transport. Ce dernier comporte actuellement plus de 2 000 transformateurs de  
17   courant 735 kV dans l'ensemble de son réseau. Le Projet, portant sur 247 transformateurs,  
18   vise donc quelque 12 % de cet ensemble.

19   Le Transporteur doit continuer d'agir avec célérité, tout en tenant compte du fait qu'il est  
20   impossible de retirer du réseau de transport tous les transformateurs de modèle IH-765-13  
21   en éliminant leur alimentation (typiquement en mettant hors tension le disjoncteur de la ligne  
22   associée) car la capacité du réseau serait trop faible pour alimenter la charge. Les  
23   transformateurs de ce modèle qui subsistent sur le réseau de transport sont fonctionnels et  
24   nécessaires à son exploitation.

25   Conséquemment, différents types de travaux sont prévus, tels que décrits ci-après. Ces  
26   solutions ont été élaborées par le Transporteur. Ensemble, ces trois solutions de faible  
27   risque lui permettent d'atteindre les objectifs du Projet.

##### **3.1.1 Remplacement**

28   Dans 171 cas, le Projet comporte le remplacement de transformateurs de modèle IH-765-13  
29   par des transformateurs neufs, de modèles différents.

---

<sup>2</sup> L.R.Q., c. R-6.01.

### **3.1.2 Retrait de transformateurs du réseau de transport**

1 Dans 32 cas, le Transporteur est en mesure de retirer du réseau de transport un  
2 transformateur de modèle IH-765-13 et de le remplacer par un conducteur et une colonne  
3 isolante supportant le conducteur. Cette solution comporte le transfert des protections, liées  
4 à l'origine au transformateur de modèle IH-765-13, vers un autre transformateur. Dans  
5 17 cas, les protections transférées concernent des inductances. Pour les autres cas, il s'agit  
6 de transférer des protections de ligne ou de barre.

7 Les protections d'inductance sont transférées sur le transformateur situé dans la traverse de  
8 cette inductance. La zone demeure très bien protégée par deux protections primaires avec  
9 un déclenchement instantané.

10 Les protections de barre et de ligne raccordées sur le transformateur de modèle IH-765-13  
11 sont transférées sur le transformateur restant. Le délai de déclenchement pour un défaut  
12 sur le disjoncteur est retardé de quelques cycles. Il s'agit d'un défaut rare qui, s'il se  
13 produisait, ne compromettrait pas la fiabilité, la stabilité et la sécurité du réseau de transport.

### **3.1.3 Déplacement**

14 Dans 44 cas, le Transporteur estime que le transformateur de modèle IH-765-13 peut être  
15 remplacé en déplaçant un autre transformateur en service sur le réseau de transport, ce  
16 dernier étant à son tour remplacé par un conducteur et une colonne isolante le supportant.  
17 Le transformateur déplacé nécessite les mêmes transferts de protections que ceux décrits à  
18 la section 3.1.2.

19 Dans une très faible mesure, le Transporteur a recours à des déplacements temporaires,  
20 jusqu'à l'installation d'un transformateur de courant neuf.

### **3.1.4 Planification des activités**

21 Le tableau 2 présente la planification des activités visées par le Projet dans les divers  
22 postes du réseau de transport. Le Transporteur se réserve toutefois la possibilité, d'après  
23 l'expérience qu'il acquerra dans l'exécution du Projet, de modifier certains choix initiaux de  
24 solutions par d'autres qu'il considérera comme préférables. De plus, le calendrier prévu peut  
25 varier légèrement selon les conditions d'exploitation du réseau.

**Tableau 2**  
**Planification des activités 2012-2013 visées par le Projet**

INSTALLATIONS	POSTES	Mai			Juin			Juillet			Août			Septembre			Octobre		Novembre		2013
		Retrait	Dépl.	* Neuf	Retrait	Dépl.	Neuf	Retrait	Dépl.	Neuf	Retrait	Dépl.	Neuf	Retrait	Dépl.	Neuf	Dépl.	Neuf	Neuf	Neuf	
BAIE-JAMES	ALBANEL	2	4	3																2	
	CHISSIBI		1																		
	LEMOYNE																				
	LA GRANDE-2				12	5	6				6	3	2							5	
	LA GRANDE-3												4								
	LA GRANDE-4							2													
	NEMISCAU														5					3	
	TILLY							2	1						7						
<b>Total BAIE-JAMES</b>		<b>2</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>12</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>12</b>	<b>2</b>						<b>10</b>	
LAURENTIDES	CHENIER												1	9						12	
	DUVERNAY									4			4						6		
	GRAND-BRÛLÉ																			1	
	LA VÉRENDRYE						11													6	
<b>Total LAURENTIDES</b>							<b>11</b>			<b>4</b>			<b>5</b>	<b>9</b>					<b>6</b>	<b>19</b>	
MONTÉRÉGIE-AURICIE	JACQUES-CARTIER														6					6	
	LAURENTIDES																		12		
<b>Total MONTÉRÉGIE-AURICIE</b>															<b>6</b>				<b>12</b>	<b>6</b>	
RICHELIEU	CARIGNAN				4															3	
	HERTEL		5	2																3	
	NICOLET																	3		3	
<b>Total RICHELIEU</b>			<b>5</b>	<b>2</b>	<b>4</b>														<b>3</b>	<b>6</b>	
SAGUENAY	ABITIBI					1	8													3	
	CHAMOUCOUANE	3																		4	
	CHIBOUGAMAU	3		6																3	
	SAGUENAY						2													3	
<b>Total SAGUENAY</b>		<b>6</b>		<b>6</b>		<b>1</b>	<b>10</b>												<b>5</b>	<b>10</b>	
BEAUHARNOIS-OUTAOUAIS-ABITIBI	CHATEAUGUAY									6							2	3		23	
<b>Total BEAUHARNOIS-OUTAOUAIS-ABITIBI</b>										<b>6</b>							<b>2</b>	<b>3</b>		<b>23</b>	
<b>Total</b>		<b>8</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>16</b>	<b>6</b>	<b>27</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>11</b>	<b>21</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>18</b>		<b>74</b>	
* Déplacement																			<b>TOTAL GLOBAL</b>	<b>247</b>	

1 Les 108 remplacements réalisés à la fin août 2012 permettent une ossature minimale du  
 2 réseau de transport afin de ne pas subir de trop grandes diminutions des capacités de  
 3 transport et de diminuer les risques de déclenchement de charges.

4 D'ici la prochaine pointe de charge hivernale, le Transporteur aura réalisé  
 5 173 remplacements pour raffermir la disponibilité du réseau, principalement en cas de  
 6 problèmes dans une installation, et accroître la sécurité avant cette pointe. Après cette  
 7 étape, le Transporteur estime que la période de pointe de charge 2012-2013 ne devrait pas  
 8 être critique à moins de bris d'autres équipements importants. Les remplacements avant la  
 9 pointe de charge 2012-2013 permettent notamment d'assurer l'alimentation de la charge  
 10 locale et de maintenir les échanges d'électricité avec les réseaux voisins ainsi que la  
 11 flexibilité d'exploitation du réseau.

12 Au cours de 2013, le Transporteur compte remplacer les 74 transformateurs restants.

13 Pour réaliser les travaux visés par le Projet, le Transporteur applique une stratégie  
 14 d'intervention qui tend à amoindrir leur impact sur la stabilité, la capacité de transport et  
 15 l'exploitation du réseau, ainsi que les autres projets en cours de réalisation et la  
 16 maintenance prévue dans les postes touchés.

### 3.2 Justification du Projet en relation avec les objectifs

17 Le Transporteur estime optimal que les transformateurs de modèle IH-765-13 soient  
 18 remplacés pour lui permettre de maintenir la fiabilité et la capacité du réseau de transport et  
 19 d'assurer la qualité de service offerte à sa clientèle ainsi que la sécurité des installations et  
 20 des personnes. Le remplacement vise également à maintenir la flexibilité d'exploitation du  
 21 réseau de transport.

### ***3.2.1 Nécessité du remplacement***

1 Au terme de ses analyses, le Transporteur constate que les bris à l'origine du Projet sont  
2 essentiellement dus au vieillissement des transformateurs de modèle IH-765-13 et à leur  
3 conception. En effet, avec une moyenne d'âge de 35 ans, ces transformateurs atteignent la  
4 fin de leur vie utile et les pièces de rechange pour ces derniers ne sont plus disponibles. De  
5 plus, selon la Stratégie de gestion de la pérennité des actifs du Transporteur<sup>3</sup>, ils  
6 représentent un risque fort sur la grille d'analyse du risque pertinente et étaient destinés à  
7 être remplacés dans un horizon de cinq ans. En outre, le Transporteur a constaté que face  
8 à une problématique similaire, un autre gestionnaire de réseau de transport d'électricité a  
9 décidé de remplacer ses transformateurs de modèle IH-765-13.

### ***3.2.2 Flexibilité d'exploitation du réseau de transport***

10 Le remplacement des transformateurs de modèle IH-765-13 permet au Transporteur de  
11 rétablir la flexibilité d'exploitation du réseau qu'il juge indispensable pour assurer un service  
12 fiable et continu à sa clientèle.

13 En effet, à la suite du bris du transformateur au poste de Chibougamau, le Transporteur a  
14 mis en place des ZAL dans le but d'assurer la sécurité des installations et des personnes.  
15 Ces ZAL sont maintenues jusqu'au retrait de l'ensemble des transformateurs. Aucun accès  
16 n'est autorisé à l'intérieur des ZAL, d'un rayon minimum de 158 mètres dans les installations  
17 touchées, à moins d'utiliser un véhicule protégé ou de mettre le transformateur  
18 hors tension<sup>4</sup>.

19 Il en résulte de très lourdes contraintes pour le transport d'électricité, car l'exploitation  
20 régulière de postes stratégiques critiques pour la conduite du réseau est très restreinte.  
21 Notamment, lorsqu'il est nécessaire de procéder à des inspections de routine ou à certains  
22 types de manœuvre, ou pour réparer des anomalies relevées sur des équipements, des  
23 méthodes d'intervention particulières doivent être appliquées afin d'assurer la sécurité. Ces  
24 méthodes, établies par une équipe d'experts, font l'objet d'ententes préalables entre le  
25 Transporteur et les syndicats visés. Il importe de souligner que les ZAL peuvent représenter  
26 une contrainte encore plus significative si le Transporteur doit faire face à des urgences, par  
27 exemple procéder à une intervention essentielle à la sauvegarde ou au rétablissement  
28 d'équipements critiques.

29 Outre les contraintes d'exploitation régulière des postes, des retraits d'équipements de  
30 grande envergure sont requis pour effectuer le remplacement des transformateurs, allant

---

<sup>3</sup> Présentée notamment dans le dossier R-3778-2011, pièce HQT-2, Document 1. La Stratégie a été décrite de manière explicite dans les demandes R-3641-2007, R-3670-2008 et R-3739-2010 relatives respectivement aux budgets des investissements 2008, 2009 et 2011 pour les projets dont le coût individuel est inférieur à 25 M\$. Elle a également fait l'objet d'une présentation aux représentants de la Régie et des intervenants dans le cadre de la demande R-3606-2006, lors d'une séance de travail tenue le 9 mai 2007.

<sup>4</sup> L'envergure des ZAL est illustrée à la pièce HQT-1, Document 1, page 15 du présent dossier.

1 jusqu'à la mise hors service complète de postes. Ces retraits exercent une forte pression  
2 sur le contrôle des mouvements d'énergie, la planification de la production, les échanges  
3 d'électricité avec les réseaux voisins, ainsi que la réalisation des autres travaux et projets en  
4 cours dans les postes, qui doit parfois être reportée. Le Transporteur s'efforce dans la plus  
5 grande mesure possible d'atténuer ces difficultés.

6 Le Transporteur considère que, des points de vue technique et économique, le Projet  
7 proposé constitue la solution optimale. Il lui permet de maintenir la capacité du réseau de  
8 transport, et d'assurer la sécurité des installations et des personnes. Il est par surcroît  
9 essentiel pour maintenir la stabilité du réseau de transport à 735 kV et respecter les  
10 exigences et les critères de conception que le Transporteur préconise. De plus, le Projet  
11 permet de maintenir une flexibilité d'exploitation du réseau de transport qui est essentielle  
12 pour répondre adéquatement aux besoins de la clientèle.

13 L'annexe 1 présente la liste des principales normes techniques appliquées au Projet.

#### **4 Solutions appliquées dans le cadre du Projet**

14 Comme décrits précédemment, le contexte particulier du Projet, l'âge avancé des  
15 transformateurs et les effets qui en découlent, notamment pour l'exploitation du réseau,  
16 persuadent le Transporteur qu'il n'existe aucune autre solution efficace que de remplacer  
17 l'ensemble des transformateurs tout en recherchant une façon optimale d'y parvenir dans le  
18 plus court délai possible. Ainsi, leur remplacement requerra selon chaque cas l'application  
19 de l'une des trois solutions retenues par le Transporteur, telles que décrites à la section 3.1.

#### **5 Coûts associés au projet**

##### **5.1 Sommaire des coûts**

20 Le coût total des divers travaux associés au Projet (le « coût total du Projet ») s'élève à  
21 66,0 M\$. La majorité de ces travaux sont sous la responsabilité du Transporteur, comme  
22 l'illustre le tableau 3. Le Projet ne vise aucun actif de télécommunications.

**Tableau 3**  
**Coûts des travaux par élément**  
**(en milliers de dollars de réalisation)**

Description	2012	2013	Total	%
<b>Transporteur</b>				
Approvisionnement	15 525,5	12 667,5	<b>28 193,0</b>	42,7
Construction	7 417,4	3 835,6	<b>11 253,0</b>	17,1
Expertise et inspection	7 220,0	3 087,6	<b>10 307,6</b>	15,8
Provision	1 121,9	4 053,2	<b>5 175,1</b>	7,8
Autres coûts	800,0	200,0	<b>1 000,0</b>	1,5
<b>Total Transporteur</b>			<b>56 000,0</b>	<b>84,9</b>
<b>HQÉSP</b>				
Ingénierie interne	4 929,7	3 358,4	<b>8 288,1</b>	12,6
Gérance interne	985,5	797,7	<b>1 783,2</b>	2,7
<b>Total HQÉSP</b>			<b>10 000,0</b>	<b>15,1</b>
<b>TOTAL</b>	<b>38 000,0</b>	<b>28 000,0</b>	<b>66 000,0</b>	<b>100</b>

1 Le tableau 4 présente le taux d'inflation applicable au Projet.

**Tableau 4**  
**Taux d'inflation**

Produit	2012	2013
Postes	s. o.	2,0 %

2 Ce taux provient des prévisions d'Hydro Québec Équipement et services partagés  
 3 (« HQÉSP »). Afin d'établir les indices d'inflation, chaque produit a été découpé selon ses  
 4 principales composantes types, notamment la main-d'œuvre.

5 Les indices d'inflation utilisés afin de prévoir les coûts en dollars courants résultent  
 6 essentiellement de l'application du pourcentage des principales composantes types de  
 7 chacun des produits à leurs indices propres.

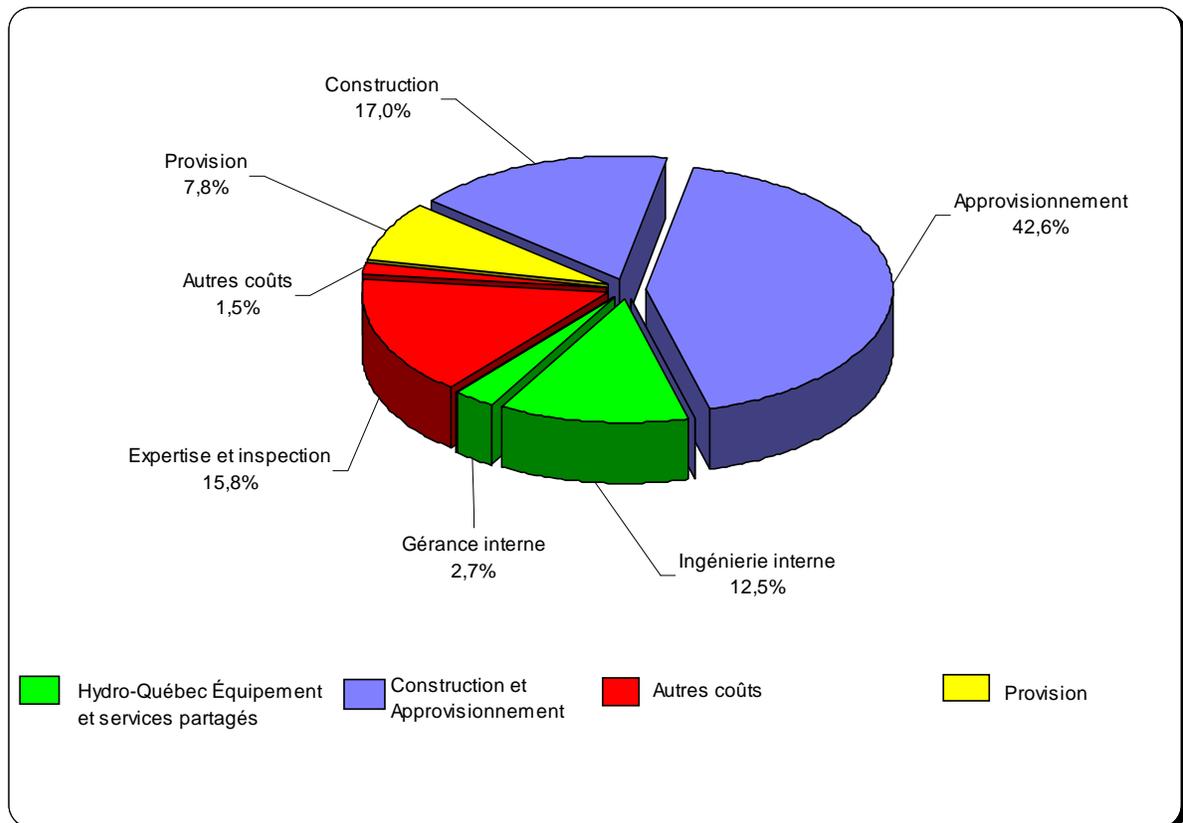
8 Le Transporteur souligne que le coût total du Projet ne doit pas dépasser de plus de 15 % le  
 9 montant autorisé par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec, auquel cas il doit obtenir  
 10 une nouvelle autorisation de ce dernier. Le cas échéant, le Transporteur s'engage à en

- 1 informer la Régie en temps opportun. Le Transporteur indique qu'il continuera de s'efforcer
- 2 de contenir les coûts du Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

## 5.2 Principales composantes du coût des travaux

- 3 La figure 1 présente la répartition des coûts entre les diverses activités requises pour la
- 4 réalisation du Projet.

**Figure 1**  
**Répartition des coûts des activités**



### 5 Approvisionnement et construction

- 6 Le coût des activités reliées à l'approvisionnement et à la construction du Projet s'élève à
- 7 39,4 M\$, soit 59,8 % du coût total du Projet.

- 8 Le Transporteur a sollicité divers fabricants pour évaluer leur capacité de production de
- 9 transformateurs de courant 765 kV pour 2012 et 2013, afin de satisfaire ses besoins
- 10 d'approvisionnement en urgence. Au terme de l'analyse des propositions reçues, le
- 11 Transporteur compte recevoir, de la part de deux fournisseurs, des transformateurs en
- 12 nombre suffisant pour compléter d'ici les 12 prochains mois le remplacement des
- 13 247 transformateurs, respectant ainsi le calendrier prévu.

1 **Expertise et inspection**

2 Le tableau 5 présente une ventilation et une brève description de la nature des coûts de la  
3 rubrique « Expertise et inspection » du tableau 3. Ces coûts s'élèvent à 10,3 M\$, soit  
4 15,8 % du coût total du Projet.

**Tableau 5**  
**Coûts d'expertise et d'inspection**  
**(en milliers de dollars de réalisation)**

<b>Description</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>Total</b>
Expertise technique	1 253,3	1 155,8	2 409,1
Inspection finale et mise en route	5 966,7	1 931,8	7 898,5
<b>Total</b>	<b>7 220,0</b>	<b>3 087,6</b>	<b>10 307,6</b>

- 5
- Expertise technique : activités réalisées par certaines unités du Transporteur ;
  - Inspection finale et mise en route : activités réalisées par le Transporteur associées aux essais techniques et spécialisés pour s'assurer du bon fonctionnement des équipements installés avant la mise en service commerciale.
- 6  
7  
8

9 **Provision**

10 La valeur de la provision s'élève à 5,2 M\$, soit 7,8 % du coût total du Projet. Toutefois,  
11 conformément à la demande de la Régie précisée à sa décision D-2003-68<sup>5</sup>, la provision  
12 s'élève à 9,2 % lorsque l'on retranche, du coût du Projet, les autres coûts.

13 La provision est un montant inclus dans une estimation pour couvrir les incertitudes  
14 imputables aux risques et aux imprécisions associés notamment aux durées, aux quantités,  
15 au contenu technique, au mode d'approvisionnement, à la concurrence sur le marché  
16 (fournisseurs, entrepreneurs), aux conditions climatiques et géographiques, au contexte  
17 social, économique ou politique, ainsi qu'à tout autre élément visé par le Projet.

18 Conformément à la pratique généralement suivie dans l'industrie, la méthodologie de calcul  
19 de la provision est basée sur la fiabilité de la source de données, le degré de détail du  
20 contenu, les facteurs de risque inhérents à chaque étape de réalisation du Projet ainsi que  
21 le degré de risque que l'organisation est prête à accepter.

22 Le Transporteur rappelle aussi que les provisions prévues, qui sont déterminées en fonction  
23 des risques spécifiques à chaque projet et qui peuvent donc varier grandement d'un projet à  
24 l'autre, ne sont « facturées » à un projet que dans la mesure où des risques se sont  
25 matérialisés et ont engendré des coûts réels lors de la réalisation de ce projet. Ainsi, les

<sup>5</sup> Décision D-2003-68, 4 avril 2003, page 18.

1 sommes engagées (ou prévues au budget) pour le Projet et non utilisées ne seront pas  
2 imputées à ce dernier. Par conséquent, le coût final du Projet correspond au montant  
3 réellement engagé pour sa réalisation. De la même façon qu'aucune marge bénéficiaire  
4 n'est facturée par HQÉSP, le Transporteur rappelle qu'aucune provision n'est calculée sur  
5 les autres coûts.

6 Finalement, le Transporteur ainsi que HQÉSP déploient tous les efforts requis et agissent  
7 avec la plus grande diligence afin de réaliser le Projet de manière à en minimiser les coûts.

#### 8 **Autres coûts**

9 Les autres coûts regroupent notamment la gestion des matières dangereuses et la  
10 fourniture de matériel secondaire autre que l'approvisionnement en transformateurs.

11 Ces frais s'élèvent à 1,0 M\$ et représentent 1,5 % du coût total du Projet. Ils sont estimés  
12 en fonction des besoins réels du Projet et correspondent à des activités nécessaires à son  
13 bon déroulement. Ils seront appliqués par la suite au Projet en fonction des coûts réels.

#### 14 **Ingénierie et frais de gérance internes**

15 Les frais d'ingénierie et les frais de gérance internes de HQÉSP s'élèvent à 10,1 M\$, soit  
16 15,3 % du coût total du Projet.

17 Aucun travail d'ingénierie n'est sous-traité à l'externe. Par ailleurs, les services d'ingénierie  
18 interne sont facturés par le mécanisme de facturation interne. Quant aux coûts de 1,8 M\$  
19 pour la gérance interne, soit 2,7 % du coût total du Projet, ils représentent tous les frais  
20 relatifs à la gestion de projet.

21 Par ailleurs, Hydro-Québec surveille étroitement les frais de gérance de ses projets afin que  
22 ceux-ci demeurent concurrentiels.

#### 23 **Frais financiers**

24 Des frais d'intérêts s'appliquent aux projets lorsque l'intervalle entre le début des travaux et  
25 la mise en service des installations visées dépasse un délai de 12 mois. Dans le cadre du  
26 Projet, les mises en service des transformateurs ont lieu dès la fin de leur installation,  
27 celle-ci ne requérant tout au plus que quelques semaines pour chacun. Par conséquent, le  
28 Projet n'engendre pas de frais financiers.

#### 29 *Suivi des coûts du Projet*

30 Le Transporteur soutient en premier lieu que les coûts détaillés plus avant sont nécessaires  
31 à la réalisation du Projet et conséquemment, qu'ils sont raisonnables. Dans un souci  
32 constant de contrôler les coûts liés à la réalisation de ses projets d'investissement, le  
33 Transporteur assurera par surcroît un suivi étroit des coûts du Projet. Enfin, suivant la  
34 pratique établie depuis la réglementation des activités du Transporteur, ce dernier fera état  
35 de leur évolution lors du dépôt de son rapport annuel à la Régie, si celle-ci le requiert.

## **6 Impact tarifaire**

1 Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans les catégories d'investissement  
2 « maintien des actifs » et « respect des exigences ». Les mises en service sont prévues  
3 pour les mois de décembre 2012 et décembre 2013.

4 L'impact sur les revenus requis à la suite des mises en service du Projet prend en compte  
5 les coûts de ce dernier, soit les coûts associés à l'amortissement, au financement et à la  
6 taxe sur les services publics.

7 Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et une période de 30 ans,  
8 conformément à la décision D-2003-68 de la Régie. Cependant, les résultats pour la période  
9 de 30 ans sont plus représentatifs de l'impact sur les revenus requis puisqu'ils sont plus  
10 comparables à la durée de vie utile moyenne des immobilisations du Projet.

11 L'impact annuel moyen de ce dernier sur les revenus requis est de 4,9 M\$ sur une période  
12 de 20 ans et de 4,0 M\$ sur une période de 30 ans, ce qui représente un faible impact à la  
13 marge de 0,1 % sur les mêmes périodes par rapport aux revenus requis approuvés par la  
14 Régie pour l'année 2012.

15 Le Transporteur présente aussi l'impact du Projet sur le tarif de transport à titre indicatif, en  
16 mentionnant que la charge d'amortissement des autres actifs permettant d'amoinrir  
17 l'impact sur les revenus requis n'est pas prise en compte par rapport à ce Projet.

18 L'impact tarifaire du Projet sur les revenus requis et l'analyse de sensibilité, cette dernière  
19 étant présentée sous l'hypothèse d'une variation à la hausse de 15 % du coût du Projet et  
20 du coût du capital prospectif, figurent à l'annexe 2.

## **7 Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité**

21 Le Projet est conçu notamment pour maintenir la stabilité du réseau de transport à 735 kV,  
22 conformément aux exigences et aux critères de conception que le Transporteur applique à  
23 ce réseau. Il constitue par ailleurs la solution optimale, des points de vue technique et  
24 économique, pour permettre au Transporteur de maintenir une flexibilité d'exploitation  
25 indispensable pour répondre adéquatement aux besoins de la clientèle.

26 Le Projet aura par conséquent un impact positif sur la fiabilité et la capacité du réseau  
27 de transport.

## **8 Conclusion**

28 Le Transporteur soumet respectueusement le présent dossier à la Régie pour autorisation.  
29 Dans le cadre de ce dossier, le Transporteur est d'avis que la Régie dispose de toutes les  
30 informations pertinentes à l'évaluation du Projet. En effet, tel qu'il appert du tableau 1, la  
31 preuve traite spécifiquement de chacun des renseignements devant accompagner une

- 1 demande d'autorisation introduite en vertu du premier paragraphe du premier alinéa de
- 2 l'article 73 de la *Loi* et du *Règlement*, comme prévu par la décision D-2012-075.
- 3 De plus, le Transporteur démontre que le Projet est essentiel pour atteindre les objectifs
- 4 précédemment énumérés. Ainsi, les investissements qui en découlent sont utiles à
- 5 l'exploitation fiable du réseau de transport.



## **Annexe 1**

# **Liste des principales normes techniques appliquées au Projet**



**Remplacement des transformateurs de courant 735 kV**

<b>Caractéristique générale des ouvrages civils</b>	<b>Numéro d'identification</b>
Qualification parasismique des équipements, bâtiments et ouvrages du réseau de transport	TET-APG-N-0001

<b>Spécification technique normalisée</b>	<b>Numéro d'identification</b>
<b>Équipement électrique</b>	
Réalisation des installations électriques et travaux connexes dans les postes	SN-11.2i
Installation du réseau de mise à la terre dans les postes	SN-12.1g
Fourniture de transformateurs de courant de 15 à 800 kV	SN-16.2h
Fourniture et essais de supports isolants destinés aux installations de postes de 15 à 800 kV	SN-20.2h
Conducteurs tubulaires en aluminium de 114,3 mm (NPS 4 po) et 168,3 mm (NPS 6 po)	SN-20.3
Fourniture de conducteurs câblés en aluminium de 1796 et 4000 MCM	SN-20.5c
Fourniture d'accessoires des chaînes d'isolateurs pour les postes	SN-20.6q
Manchons d'alignement et bouchons d'extrémité pour conducteurs tubulaires en aluminium	SN-20.8
<b>Ouvrages civils</b>	
Devis cadre pour les travaux de génie civil et le montage des charpentes principales et des supports d'appareillage	SN-30.5c
Construction de tranchées pour câbles et tuyaux d'air comprimé	SN-30.7d
Fourniture et montage des charpentes en acier pour les postes	SN-31.101f
<b>Commandes et protections</b>	
Câbles de commande formés de conducteurs n <sup>OS</sup> 12,10,8,6 et 4 AWG isolés à 600 V	SN-65.1h



## **Annexe 2**

### **Impact tarifaire**



**Tableau 1 : Impact tarifaire du Projet sur 20 ans**

Coût du projet (M\$)		66,000
Mise en service (M\$)	2012-12	35,500
	2013-12	30,500
Amortissement linéaire <sup>1</sup>		
Coût moyen pondéré du capital prospectif <sup>2</sup>		5,698%
Taxe sur les services publics (TSP) <sup>3</sup>		0,55%
Nombre d'années		20

Années	Amortissement 2012-12 (M\$)	Amortissement 2013-12 (M\$)	Amortissement	Amortissement cumulé (M\$)	Base de tarification : solde de fin (M\$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M\$)	Coût du capital (M\$)	Taxe sur les services publics (M\$)	Total (M\$)	Revenus requis (M\$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel (\$/kW)
2012	0,000	0,000	0,000	0,000	35,500	2,731	0,156	0,000	0,156	2 984,378	41 744	71,49
2013 <sup>4</sup>	1,775	0,000	1,775	1,775	64,225	36,959	2,106	0,195	4,076	2 988,455	41 744	71,59
2014	1,775	1,525	3,300	5,075	60,925	62,575	3,566	0,353	7,219	2 991,597	41 744	71,67
2015	1,775	1,525	3,300	8,375	57,625	59,275	3,377	0,335	7,013	2 991,391	41 744	71,66
2016	1,775	1,525	3,300	11,675	54,325	55,975	3,189	0,317	6,806	2 991,185	41 744	71,66
2017	1,775	1,525	3,300	14,975	51,025	52,675	3,001	0,299	6,600	2 990,979	41 744	71,65
2018	1,775	1,525	3,300	18,275	47,725	49,375	2,813	0,281	6,394	2 990,772	41 744	71,65
2019	1,775	1,525	3,300	21,575	44,425	46,075	2,625	0,262	6,188	2 990,566	41 744	71,64
2020	1,775	1,525	3,300	24,875	41,125	42,775	2,437	0,244	5,982	2 990,360	41 744	71,64
2021	1,775	1,525	3,300	28,175	37,825	39,475	2,249	0,226	5,775	2 990,154	41 744	71,63
2022	1,775	1,525	3,300	31,475	34,525	36,175	2,061	0,208	5,569	2 989,948	41 744	71,63
2023	1,775	1,525	3,300	34,775	31,225	32,875	1,873	0,190	5,363	2 989,742	41 744	71,62
2024	1,775	1,525	3,300	38,075	27,925	29,575	1,685	0,172	5,157	2 989,535	41 744	71,62
2025	1,775	1,525	3,300	41,375	24,625	26,275	1,497	0,154	4,951	2 989,329	41 744	71,61
2026	1,775	1,525	3,300	44,675	21,325	22,975	1,309	0,135	4,745	2 989,123	41 744	71,61
2027	1,775	1,525	3,300	47,975	18,025	19,675	1,121	0,117	4,538	2 988,917	41 744	71,60
2028	1,775	1,525	3,300	51,275	14,725	16,375	0,933	0,099	4,332	2 988,711	41 744	71,60
2029	1,775	1,525	3,300	54,575	11,425	13,075	0,745	0,081	4,126	2 988,504	41 744	71,59
2030	1,775	1,525	3,300	57,875	8,125	9,775	0,557	0,063	3,920	2 988,298	41 744	71,59
2031	1,775	1,525	3,300	61,175	4,825	6,475	0,369	0,045	3,714	2 988,092	41 744	71,58
2032	1,775	1,525	3,300	64,475	1,525	3,175	0,181	0,027	3,507	2 987,886	41 744	71,58
2033	0,000	1,525	1,525	66,000	0,000	0,763	0,043	0,008	1,577	2 985,955	41 744	71,53
<b>Ensemble de la période 2012 à 2033</b>									<b>4,896</b>			<b>71,61</b>

<sup>1</sup> Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.

<sup>2</sup> Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.

<sup>3</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.

<sup>4</sup> Le tarif de transport annuel applicable pour les années 2012 et 2013 est de 71,49 \$/kW. L'impact sur le tarif annuel pour ces années est présenté à titre indicatif.

**Tableau 2 : Impact tarifaire du Projet sur 20 ans – analyse de sensibilité**

													<i>Analyse de sensibilité</i>	
Coût du projet (M\$)										+ 15 %		75,900		
Mise en service (M\$)										2012-12		40,825		
										2013-12		35,075		
Amortissement linéaire <sup>1</sup>														
Coût moyen pondéré du capital prospectif <sup>2</sup>										+ 15 %		6,553%		
Taxe sur les services publics (TSP) <sup>3</sup>												0,55%		
Nombre d'années												20		
Années	Amortissement 2012-12 (M\$)	Amortissement 2013-12 (M\$)	Amortissement (M\$)	Amortissement cumulé (M\$)	Base de tarification : solde de fin (M\$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M\$)	Coût du capital (M\$)	Taxe sur les services publics (M\$)	Total (M\$)	Revenus requis (M\$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel (\$/kW)		
2012									2 984,378	41 744	71,49			
2012 <sup>4</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	40,825	3,140	0,206	0,000	0,206	2 984,584	41 744	71,50		
2013 <sup>4</sup>	2,041	0,000	2,041	2,041	73,859	42,502	2,785	0,225	5,051	2 989,429	41 744	71,61		
2014	2,041	1,754	3,795	5,836	70,064	71,961	4,715	0,406	8,917	2 993,295	41 744	71,71		
2015	2,041	1,754	3,795	9,631	66,269	68,166	4,467	0,385	8,647	2 993,025	41 744	71,70		
2016	2,041	1,754	3,795	13,426	62,474	64,371	4,218	0,364	8,378	2 992,756	41 744	71,69		
2017	2,041	1,754	3,795	17,221	58,679	60,576	3,969	0,344	8,108	2 992,486	41 744	71,69		
2018	2,041	1,754	3,795	21,016	54,884	56,781	3,721	0,323	7,838	2 992,217	41 744	71,68		
2019	2,041	1,754	3,795	24,811	51,089	52,986	3,472	0,302	7,569	2 991,947	41 744	71,67		
2020	2,041	1,754	3,795	28,606	47,294	49,191	3,223	0,281	7,299	2 991,678	41 744	71,67		
2021	2,041	1,754	3,795	32,401	43,499	45,396	2,975	0,260	7,030	2 991,408	41 744	71,66		
2022	2,041	1,754	3,795	36,196	39,704	41,601	2,726	0,239	6,760	2 991,139	41 744	71,65		
2023	2,041	1,754	3,795	39,991	35,909	37,806	2,477	0,218	6,491	2 990,869	41 744	71,65		
2024	2,041	1,754	3,795	43,786	32,114	34,011	2,229	0,197	6,221	2 990,600	41 744	71,64		
2025	2,041	1,754	3,795	47,581	28,319	30,216	1,980	0,177	5,952	2 990,330	41 744	71,64		
2026	2,041	1,754	3,795	51,376	24,524	26,421	1,731	0,156	5,682	2 990,060	41 744	71,63		
2027	2,041	1,754	3,795	55,171	20,729	22,626	1,483	0,135	5,413	2 989,791	41 744	71,62		
2028	2,041	1,754	3,795	58,966	16,934	18,831	1,234	0,114	5,143	2 989,521	41 744	71,62		
2029	2,041	1,754	3,795	62,761	13,139	15,036	0,985	0,093	4,873	2 989,252	41 744	71,61		
2030	2,041	1,754	3,795	66,556	9,344	11,241	0,737	0,072	4,604	2 988,982	41 744	71,60		
2031	2,041	1,754	3,795	70,351	5,549	7,446	0,488	0,051	4,334	2 988,713	41 744	71,60		
2032	2,041	1,754	3,795	74,146	1,754	3,651	0,239	0,031	4,065	2 988,443	41 744	71,59		
2033	0,000	1,754	1,754	75,900	0,000	0,877	0,057	0,010	1,821	2 986,199	41 744	71,54		
<b>Ensemble de la période 2012 à 2033</b>									<b>5,927</b>		<b>71,63</b>			

<sup>1</sup> Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.

<sup>2</sup> Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.

<sup>3</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.

<sup>4</sup> Le tarif de transport annuel applicable pour les années 2012 et 2013 est de 71,49 \$/kW. L'impact sur le tarif annuel pour ces années est présenté à titre indicatif.

**Tableau 3 : Impact tarifaire du Projet sur 30 ans**

Coût du projet (M\$)		66,000
Mise en service (M\$)	2012-12	35,500
	2013-12	30,500
Amortissement linéaire <sup>1</sup>		
Coût moyen pondéré du capital prospectif <sup>2</sup>		5,698%
Taxe sur les services publics (TSP) <sup>3</sup>		0,55%
Nombre d'années		30

Années	Amortissement 2012-12 (M\$)	Amortissement 2013-12 (M\$)	Amortissement (M\$)	Amortissement cumulé (M\$)	Base de tarification : solde de fin (M\$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M\$)	Coût du capital (M\$)	Taxe sur les services publics (M\$)	Total (M\$)	Revenus requis (M\$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel (\$/kW)
2012									2 984,378	41 744	71,49	
2012 <sup>4</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	35,500	2,731	0,156	0,000	0,156	2 984,534	41 744	71,50
2013 <sup>4</sup>	1,183	0,000	1,183	1,183	64,817	37,254	2,123	0,195	3,501	2 987,880	41 744	71,58
2014	1,183	1,017	2,200	3,383	62,617	63,717	3,631	0,356	6,187	2 990,565	41 744	71,64
2015	1,183	1,017	2,200	5,583	60,417	61,517	3,505	0,344	6,050	2 990,428	41 744	71,64
2016	1,183	1,017	2,200	7,783	58,217	59,317	3,380	0,332	5,912	2 990,291	41 744	71,63
2017	1,183	1,017	2,200	9,983	56,017	57,117	3,255	0,320	5,775	2 990,153	41 744	71,63
2018	1,183	1,017	2,200	12,183	53,817	54,917	3,129	0,308	5,637	2 990,016	41 744	71,63
2019	1,183	1,017	2,200	14,383	51,617	52,717	3,004	0,296	5,500	2 989,878	41 744	71,62
2020	1,183	1,017	2,200	16,583	49,417	50,517	2,878	0,284	5,362	2 989,741	41 744	71,62
2021	1,183	1,017	2,200	18,783	47,217	48,317	2,753	0,272	5,225	2 989,603	41 744	71,62
2022	1,183	1,017	2,200	20,983	45,017	46,117	2,628	0,260	5,087	2 989,466	41 744	71,61
2023	1,183	1,017	2,200	23,183	42,817	43,917	2,502	0,248	4,950	2 989,328	41 744	71,61
2024	1,183	1,017	2,200	25,383	40,617	41,717	2,377	0,235	4,813	2 989,191	41 744	71,61
2025	1,183	1,017	2,200	27,583	38,417	39,517	2,252	0,223	4,675	2 989,053	41 744	71,60
2026	1,183	1,017	2,200	29,783	36,217	37,317	2,126	0,211	4,538	2 988,916	41 744	71,60
2027	1,183	1,017	2,200	31,983	34,017	35,117	2,001	0,199	4,400	2 988,779	41 744	71,60
2028	1,183	1,017	2,200	34,183	31,817	32,917	1,876	0,187	4,263	2 988,641	41 744	71,59
2029	1,183	1,017	2,200	36,383	29,617	30,717	1,750	0,175	4,125	2 988,504	41 744	71,59
2030	1,183	1,017	2,200	38,583	27,417	28,517	1,625	0,163	3,988	2 988,366	41 744	71,59
2031	1,183	1,017	2,200	40,783	25,217	26,317	1,500	0,151	3,850	2 988,229	41 744	71,58
2032	1,183	1,017	2,200	42,983	23,017	24,117	1,374	0,139	3,713	2 988,091	41 744	71,58
2033	1,183	1,017	2,200	45,183	20,817	21,917	1,249	0,127	3,575	2 987,954	41 744	71,58
2034	1,183	1,017	2,200	47,383	18,617	19,717	1,123	0,114	3,438	2 987,816	41 744	71,57
2035	1,183	1,017	2,200	49,583	16,417	17,517	0,998	0,102	3,300	2 987,679	41 744	71,57
2036	1,183	1,017	2,200	51,783	14,217	15,317	0,873	0,090	3,163	2 987,541	41 744	71,57
2037	1,183	1,017	2,200	53,983	12,017	13,117	0,747	0,078	3,026	2 987,404	41 744	71,57
2038	1,183	1,017	2,200	56,183	9,817	10,917	0,622	0,066	2,888	2 987,267	41 744	71,56
2039	1,183	1,017	2,200	58,383	7,617	8,717	0,497	0,054	2,751	2 987,129	41 744	71,56
2040	1,183	1,017	2,200	60,583	5,417	6,517	0,371	0,042	2,613	2 986,992	41 744	71,56
2041	1,183	1,017	2,200	62,783	3,217	4,317	0,246	0,030	2,476	2 986,854	41 744	71,55
2042	1,183	1,017	2,200	64,983	1,017	2,117	0,121	0,018	2,338	2 986,717	41 744	71,55
2043	0,000	1,017	1,017	66,000	0,000	0,508	0,029	0,006	1,051	2 985,430	41 744	71,52
<b>Ensemble de la période 2012 à 2043</b>									<b>4,010</b>			<b>71,59</b>

<sup>1</sup> Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.

<sup>2</sup> Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.

<sup>3</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.

<sup>4</sup> Le tarif de transport annuel applicable pour les années 2012 et 2013 est de 71,49 \$/kW. L'impact sur le tarif annuel pour ces années est présenté à titre indicatif.

**Tableau 4 : Impact tarifaire du Projet sur 30 ans – analyse de sensibilité**

													<i>Analyse de sensibilité</i>	
Coût du projet (M\$)										+ 15 %		75,900		
Mise en service (M\$)										2012-12		40,825		
										2013-12		35,075		
Amortissement linéaire <sup>1</sup>														
Coût moyen pondéré du capital prospectif <sup>2</sup>										+ 15 %		6,553%		
Taxe sur les services publics (TSP) <sup>3</sup>												0,55%		
Nombre d'années												30		
Années	Amortissement 2012-12 (M\$)	Amortissement 2013-12 (M\$)	Amortissement (M\$)	Amortissement cumulé (M\$)	Base de tarification : solde de fin (M\$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M\$)	Coût du capital (M\$)	Taxe sur les services publics (M\$)	Total (M\$)	Revenus requis (M\$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel (\$/kW)		
2012									2 984,378	41 744	71,49			
2012 <sup>4</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	40,825	3,140	0,206	0,000	0,206	2 984,584	41 744	71,50		
2013 <sup>4</sup>	1,361	0,000	1,361	1,361	74,539	42,843	2,807	0,225	4,393	2 988,771	41 744	71,60		
2014	1,361	1,169	2,530	3,891	72,009	73,274	4,801	0,410	7,741	2 992,120	41 744	71,68		
2015	1,361	1,169	2,530	6,421	69,479	70,744	4,636	0,396	7,562	2 991,940	41 744	71,67		
2016	1,361	1,169	2,530	8,951	66,949	68,214	4,470	0,382	7,382	2 991,760	41 744	71,67		
2017	1,361	1,169	2,530	11,481	64,419	65,684	4,304	0,368	7,202	2 991,581	41 744	71,67		
2018	1,361	1,169	2,530	14,011	61,889	63,154	4,138	0,354	7,023	2 991,401	41 744	71,66		
2019	1,361	1,169	2,530	16,541	59,359	60,624	3,973	0,340	6,843	2 991,221	41 744	71,66		
2020	1,361	1,169	2,530	19,071	56,829	58,094	3,807	0,326	6,663	2 991,042	41 744	71,65		
2021	1,361	1,169	2,530	21,601	54,299	55,564	3,641	0,313	6,484	2 990,862	41 744	71,65		
2022	1,361	1,169	2,530	24,131	51,769	53,034	3,475	0,299	6,304	2 990,682	41 744	71,64		
2023	1,361	1,169	2,530	26,661	49,239	50,504	3,309	0,285	6,124	2 990,503	41 744	71,64		
2024	1,361	1,169	2,530	29,191	46,709	47,974	3,144	0,271	5,944	2 990,323	41 744	71,63		
2025	1,361	1,169	2,530	31,721	44,179	45,444	2,978	0,257	5,765	2 990,143	41 744	71,63		
2026	1,361	1,169	2,530	34,251	41,649	42,914	2,812	0,243	5,585	2 989,963	41 744	71,63		
2027	1,361	1,169	2,530	36,781	39,119	40,384	2,646	0,229	5,405	2 989,784	41 744	71,62		
2028	1,361	1,169	2,530	39,311	36,589	37,854	2,480	0,215	5,226	2 989,604	41 744	71,62		
2029	1,361	1,169	2,530	41,841	34,059	35,324	2,315	0,201	5,046	2 989,424	41 744	71,61		
2030	1,361	1,169	2,530	44,371	31,529	32,794	2,149	0,187	4,866	2 989,245	41 744	71,61		
2031	1,361	1,169	2,530	46,901	28,999	30,264	1,983	0,173	4,687	2 989,065	41 744	71,60		
2032	1,361	1,169	2,530	49,431	26,469	27,734	1,817	0,159	4,507	2 988,885	41 744	71,60		
2033	1,361	1,169	2,530	51,961	23,939	25,204	1,652	0,146	4,327	2 988,706	41 744	71,60		
2034	1,361	1,169	2,530	54,491	21,409	22,674	1,486	0,132	4,147	2 988,526	41 744	71,59		
2035	1,361	1,169	2,530	57,021	18,879	20,144	1,320	0,118	3,968	2 988,346	41 744	71,59		
2036	1,361	1,169	2,530	59,551	16,349	17,614	1,154	0,104	3,788	2 988,166	41 744	71,58		
2037	1,361	1,169	2,530	62,081	13,819	15,084	0,988	0,090	3,608	2 987,987	41 744	71,58		
2038	1,361	1,169	2,530	64,611	11,289	12,554	0,823	0,076	3,429	2 987,807	41 744	71,57		
2039	1,361	1,169	2,530	67,141	8,759	10,024	0,657	0,062	3,249	2 987,627	41 744	71,57		
2040	1,361	1,169	2,530	69,671	6,229	7,494	0,491	0,048	3,069	2 987,448	41 744	71,57		
2041	1,361	1,169	2,530	72,201	3,699	4,964	0,325	0,034	2,890	2 987,268	41 744	71,56		
2042	1,361	1,169	2,530	74,731	1,169	2,434	0,160	0,020	2,710	2 987,088	41 744	71,56		
2043	0,000	1,169	1,169	75,900	0,000	0,585	0,038	0,006	1,214	2 985,592	41 744	71,52		
<b>Ensemble de la période 2012 à 2043</b>									<b>4,917</b>		<b>71,61</b>			

<sup>1</sup> Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.

<sup>2</sup> Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.

<sup>3</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.

<sup>4</sup> Le tarif de transport annuel applicable pour les années 2012 et 2013 est de 71,49 \$/kW. L'impact sur le tarif annuel pour ces années est présenté à titre indicatif.