

Évolution de la base de tarification 2016-2018

Table des matières

1	Sommaire 2016-2018	5
2	Immobilisations corporelles en exploitation	7
3	Actifs incorporels	9
4	Autres actifs	9
4.1	Actifs réglementaires.....	9
4.2	Contributions internes et autres.....	10
4.3	Remboursement gouvernemental à recevoir	11
5	Fonds de roulement.....	11
5.1	Encaisse réglementaire	11
5.2	Matériaux, combustible et fournitures	14
5.3	Actifs stratégiques.....	14
6	Suivi des mises en service	15
6.1	Analyse des projections relatives aux mises en service.....	15
6.2	Acuité des prévisions	18
6.3	Autorisations relatives aux mises en service.....	20
6.4	Dépassements de coûts de projets autorisés en vertu de l'article 73 de la Loi	25
7	Révisions des durées de vie utile	26

Annexe 1 – Suivis administratifs

Liste des tableaux

Tableau 1	Soldes de fin 2016-2018 de la base de tarification (M\$)	5
Tableau 2	Évolution de la base de tarification 2016 (M\$)	6
Tableau 3	Évolution de la base de tarification pour l'année de base 2017 (M\$)	6
Tableau 4	Évolution de la base de tarification pour l'année témoin 2018 (M\$)	7
Tableau 5	Immobilisations corporelles en exploitation (M\$)	7
Tableau 6	Contributions inscrites à la base de tarification (M\$)	8
Tableau 7	Coûts pour le démantèlement, l'enlèvement et la remise en état de sites (M\$)	8
Tableau 8	Actifs incorporels (M\$)	9
Tableau 9	Autres actifs (M\$)	9
Tableau 10	Contributions internes et autres (M\$)	10
Tableau 11	Fonds de roulement (M\$)	11
Tableau 12	Calcul de l'encaisse réglementaire au 31 décembre 2016 (k\$)	12
Tableau 13	Calcul de l'encaisse réglementaire au 31 décembre 2017 / Année de base (k\$)	12
Tableau 14	Calcul de l'encaisse réglementaire au 31 décembre 2018 / Année témoin (k\$)	13
Tableau 15	Matériaux, combustible et fournitures (M\$)	14
Tableau 16	FDR – Actifs stratégiques (M\$)	14
Tableau 17	Calcul du FDR d'actifs stratégiques pour l'année témoin 2018 (M\$)	15
Tableau 18	Impact des mises en service (M\$)	17
Tableau 19	Facteurs de glissement appliqués pour les années témoins 2017 et 2018 (M\$)	20
Tableau 20	Projet non autorisé par la Régie (M\$)	20
Tableau 21	Mises en service 2016 (M\$)	22
Tableau 22	Mises en service 2017 (M\$)	23
Tableau 23	Mises en service 2018 (M\$)	24
Tableau 24	Dépassement de coûts de projets autorisés en vertu de l'article 73 de la Loi (M\$)	26
Tableau 25	Impact des révisions des durées de vie utile sur la charge d'amortissement	27
Tableau 26	Impact des révisions des durées de vie utile (M\$)	27

1 Sommaire 2016-2018

1 Le tableau 1 présente un sommaire de l'évolution des différentes composantes de la base
 2 de tarification depuis l'année historique 2016 en fournissant des renvois aux pièces
 3 pertinentes du présent dossier. Le Transporteur souligne que certains tableaux des
 4 sections 1 à 5 de cette pièce présentent les soldes au 31 décembre. Ceci permet de faciliter
 5 l'explication de l'évolution année après année, malgré le fait que la valeur des actifs utilisés
 6 pour calculer les revenus requis du Transporteur corresponde à la moyenne des 13 soldes
 7 mensuels d'une année.

8 En ce qui concerne les mises en service, l'analyse plus détaillée de leurs projections et le
 9 suivi de leurs autorisations se retrouvent à la section 6.

**Tableau 1
 Soldes de fin 2016-2018 de la base de tarification (M\$)**

	Année Historique	2017		Année témoin
	2016	D-2017-049	Année de base	2018
Renvois	HQT-7, Doc. 2		HQT-7, Doc. 3	HQT-7, Doc. 4
Immobilisations corporelles en exploitation	19 261,4	20 256,6	20 355,2	21 590,3
Actifs incorporels	479,3	491,9	481,7	486,1
Autres actifs	(535,6)	(543,6)	(527,7)	(666,6)
Fonds de roulement	201,0	207,7	201,2	206,5
Total	19 406,1	20 412,6	20 510,4	21 616,3

10 La base de tarification prévue au 31 décembre pour l'année de base 2017 présente une
 11 croissance de 1 104,3 M\$ (5,7 %) par rapport au solde de l'année historique 2016. Pour
 12 l'année témoin 2018, cette croissance est estimée à 1 105,9 M\$ (5,4 %) par rapport au
 13 solde prévu au 31 décembre pour l'année de base 2017. Cette évolution découle
 14 notamment des mises en service liées à quelques projets importants tel le Raccordement
 15 des centrales du complexe la Romaine et le Remplacement des disjoncteurs de modèle PK,
 16 en 2017, ainsi que celui de la Ligne à 735 kV Chamouchouane – Bout-de-l'Île, en 2018.

17 Les tableaux 2 à 4 présentent l'évolution annuelle sommaire du solde au 31 décembre de la
 18 base de tarification des années 2016 à 2018. La colonne « Autres » représente tous les
 19 éléments de variation des actifs autres que les mises en service, l'amortissement et les
 20 retraits. Dans certains cas, les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des
 21 montants en raison des arrondis.

Tableau 2
Évolution de la base de tarification 2016 (M\$)

	31 déc. 2015	Mises en service	Amortissement	Retraits	Autres	31 déc. 2016
Immobilisations corporelles en exploitation	18 911,9	1 346,6	(932,9)	(50,1)	Note 1 (14,1)	19 261,4
Actifs incorporels	471,7	25,0	(30,9)	-	Note 2 13,5	479,3
Autres actifs	(263,4)	(283,8)	11,5	-	0,1	(535,6)
Actifs réglementaires	17,5	1,3	(5,0)	-	-	13,8
Contributions internes et autres	(323,5)	(285,1)	16,5	-	0,1	(592,0)
Remboursement gouvernemental	42,6	-	-	-	-	42,6
Fonds de roulement	166,4	-	-	-	34,6	201,0
Encaisse réglementaire	61,3	-	-	-	0,6	61,9
Matériaux, combustible et fournitures	105,1	-	-	-	1,9	107,0
Actifs stratégiques	-	-	-	-	Note 3 32,1	32,1
Total	19 286,6	1 087,8	(952,3)	(50,1)	34,1	19 406,1

Principaux éléments de variation des actifs autres que mises en service, amortissement et retraits :

Note 1: Reclassement aux actifs incorporels (13,5) M\$

Note 2: Reclassement provenant des immobilisations corporelles en exploitation 13,5 M\$

Note 3: Intégration de la composante des actifs stratégiques au 1er janvier 2016 suite à la décision D-2016-029

Tableau 3
Évolution de la base de tarification pour l'année de base 2017 (M\$)

	31 déc. 2016	Mises en service	Amortissement	Retraits	Autres	31 déc. 2017
Immobilisations corporelles en exploitation	19 261,4	2 127,8	(979,2)	(52,9)	(1,8)	20 355,2
Actifs incorporels	479,3	33,9	(32,6)	-	1,1	481,7
Autres actifs	(535,6)	(7,1)	15,0	-	-	(527,7)
Actifs réglementaires	13,8	2,1	(4,3)	-	-	11,6
Contributions internes et autres	(592,0)	(9,2)	19,3	-	-	(581,9)
Remboursement gouvernemental	42,6	-	-	-	-	42,6
Fonds de roulement	201,0	-	-	-	0,2	201,2
Encaisse réglementaire	61,9	-	-	-	0,8	62,7
Matériaux, combustible et fournitures	107,0	-	-	-	1,8	108,8
Actifs stratégiques	32,1	-	-	-	(2,4)	29,7
Total	19 406,1	2 154,5	(996,8)	(52,9)	(0,5)	20 510,4

Tableau 4
Évolution de la base de tarification pour l'année témoin 2018 (M\$)

	31 déc. 2017	Mises en service	Amortissement	Retraits	Autres	31 déc. 2018
Immobilisations corporelles en exploitation	20 355,2	2 268,1	(971,4)	(61,6)	-	21 590,3
Actifs incorporels	481,7	37,3	(32,9)	-	-	486,1
Autres actifs	(527,7)	(154,9)	15,9	-	-	(666,6)
Actifs réglementaires	11,6	4,3	(3,7)	-	-	12,2
Contributions internes et autres	(581,9)	(159,1)	19,6	-	-	(721,4)
Remboursement gouvernemental	42,6	-	-	-	-	42,6
Fonds de roulement	201,2	-	-	-	5,3	206,5
Encaisse réglementaire	62,7	-	-	-	3,5	66,2
Matériaux, combustible et fournitures	108,8	-	-	-	1,9	110,7
Actifs stratégiques	29,7	-	-	-	(0,1)	29,6
Total	20 510,4	2 150,6	(988,4)	(61,6)	5,3	21 616,3

1 Les sections qui suivent expliquent l'évolution des diverses composantes de la base de
2 tarification du Transporteur.

2 Immobilisations corporelles en exploitation

3 Les immobilisations corporelles en exploitation constituent l'élément le plus important de la
4 base de tarification.

5 Le tableau 5 présente l'évolution de ces immobilisations corporelles.

Tableau 5
Immobilisations corporelles en exploitation (M\$)

Composantes	Au 31 décembre					Variation		
	2017 D-2017-049	2015	2016	2017	2018	2015 à 2016	2016 à Année de base 2017	Année de base 2017 à 2018
Postes	11 617,7	10 699,7	11 019,5	11 319,9	11 579,1	319,8	300,4	259,2
Lignes	6 920,2	6 478,8	6 453,0	7 093,3	8 050,2	(25,8)	640,3	956,9
Autres actifs de réseaux	590,6	673,2	708,8	795,7	785,4	35,6	86,9	(10,3)
Actifs de soutien	362,8	371,9	360,5	397,5	392,8	(11,4)	37,0	(4,7)
Télécommunications	765,3	688,3	719,6	748,8	782,8	31,3	29,2	34,0
Total	20 256,6	18 911,9	19 261,4	20 355,2	21 590,3	349,5	1 093,8	1 235,1
<i>Croissance versus montant autorisé 2017</i>				0,5%	6,6%			

6 La valeur nette des immobilisations corporelles en exploitation pour l'année témoin 2018 est
7 supérieure de 6,6 % à celle autorisée par la Régie pour l'année témoin 2017.

8 Le tableau 6 présente les contributions découlant des demandes de déplacements et de
9 modifications d'actifs du réseau de transport par des tiers inscrites à la base de tarification¹,
10 établies selon la moyenne des 13 soldes mensuels consécutifs.

¹ R-3594-2005, D-2006-76.

Tableau 6
Contributions inscrites à la base de tarification (M\$)

	Année Historique 2016	2017		Année témoin 2018
		D-2017-049	Année de base	
Crédit - Contributions	128,7	134,5	132,4	132,9
Amortissement cumulé	14,6	16,8	16,7	18,9
Crédit net	114,1	117,7	115,7	114,0

- 1 Le tableau 7 présente une ventilation des coûts inscrits à la base de tarification pour le
- 2 démantèlement, l'enlèvement et la remise en état des sites, pour chacun des sites visés par
- 3 une cessation prévue des activités de transformation ainsi que l'année prévue de
- 4 démantèlement².

Tableau 7
Coûts pour le démantèlement, l'enlèvement et la remise en état de sites (M\$)

	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018	Année prévue de démantèlement
		D-2017-049	Année de base		
Poste Baie St-Paul	0,1	-	-	-	2018
Poste Bourdais	1,3	-	1,0	0,7	2021
Poste Bromont	0,1	-	-	-	2017
Poste Cleveland	0,1	-	-	-	2018
Poste La Lièvre	0,6	0,4	0,4	0,1	2020
Poste Paquin	1,5	1,2	1,2	0,9	2024
Poste St-Calixte	1,5	1,2	1,2	0,9	2021
Poste St-Charles	1,4	1,0	1,0	0,6	2024
Poste Ste-Marguerite	1,4	1,0	1,0	0,6	2024
Poste St-Hilarion	0,1	-	-	-	2018
Poste St-Hippolyte	1,5	1,2	1,2	0,9	2021
Poste St-Lin	0,2	-	-	-	2021
Poste Val Rose	0,1	-	-	-	2017
Total	9,9	6,0	7,0	4,7	

² R-3823-2012, D-2014-035, par. 412.

3 Actifs incorporels

- 1 Le tableau 8 présente l'évolution des actifs incorporels. La valeur nette des actifs incorporels
- 2 pour l'année témoin 2018 est inférieure de 1,2 % à celle autorisée par la Régie pour l'année
- 3 témoin 2017.

**Tableau 8
Actifs incorporels (M\$)**

Composantes	Au 31 décembre					Variation		
	2017 D-2017-049	2015	2016	2017	2018	2015 à 2016	2016 à Année de base 2017	Année de base 2017 à 2018
Servitudes	375,1	374,9	384,4	385,4	385,4	9,5	1,0	-
Logiciels	113,7	96,0	92,8	93,2	96,6	(3,2)	0,4	3,4
Autres	3,1	0,8	2,1	3,1	4,1	1,3	1,0	1,0
Total	491,9	471,7	479,3	481,7	486,1	7,6	2,4	4,4
<i>Croissance versus montant autorisé 2017</i>				-2,1%	-1,2%			

4 Autres actifs

- 4 Le tableau 9 présente l'évolution des autres actifs.

**Tableau 9
Autres actifs (M\$)**

Composantes	Au 31 décembre					Variation		
	2017 D-2017-049	2015	2016	2017	2018	2015 à 2016	2016 à Année de base 2017	Année de base 2017 à 2018
Actifs réglementaires	19,2	17,5	13,8	11,6	12,2	(3,7)	(2,2)	0,6
Contributions internes et autres	(605,4)	(323,5)	(592,0)	(581,9)	(721,4)	(268,5)	10,1	(139,5)
Remboursement gouvernemental	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6	-	-	-
Total	(543,6)	(263,4)	(535,6)	(527,7)	(666,6)	(272,2)	7,9	(138,9)
<i>Croissance versus montant autorisé 2017</i>				-2,9%	22,6%			

4.1 Actifs réglementaires

- 5 La valeur nette des actifs réglementaires pour l'année témoin 2018 est inférieure de 36,5 %,
- 6 soit de 7,0 M\$ à celle autorisée par la Régie pour l'année témoin 2017. Cette diminution
- 7 s'explique principalement par l'amortissement et par l'ajustement des prévisions de mises
- 8 en service liées aux frais de développement.

4.2 Contributions internes et autres

1 Le tableau 10 présente l'évolution des contributions internes et autres.

**Tableau 10
Contributions internes et autres (M\$)**

Composantes	Année Historique 2016	2017		Année témoin 2018
		D-2017-049	Année de base	
Contributions avec le Distributeur	(428,4)	(431,3)	(423,3)	(568,8)
Village cri Waskaganish	(56,3)	(54,1)	(54,1)	(51,9)
Premier appel d'offres éolien A/O 2003-02	(26,7)	(25,1)	(25,1)	(23,5)
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2009-02 (3e)	-	-	-	(54,9)
Agrégation des projets (« pool ») - Contribution HQD	(330,2)	(326,8)	(321,1)	(410,7)
Autres contributions	(15,2)	(25,3)	(23,0)	(27,8)
- Travaux sur le réseau et activités de mesurage	13,2	17,4	20,6	21,9
- Autres	(28,4)	(42,7)	(43,6)	(49,7)
Contributions avec le Producteur	(163,6)	(174,1)	(158,6)	(152,6)
Raccordement des centrales du complexe la Romaine	(107,3)	(120,2)	(104,3)	(100,5)
Intégration Centrales Eastmain-1-A et La Sarcelle	(23,1)	(22,3)	(22,3)	(21,5)
Raccordement des centrales Chute-Allard et Rapides-des-Cœurs	(29,8)	(28,6)	(28,6)	(27,3)
Autres	(3,4)	(3,0)	(3,4)	(3,3)
TOTAL	(592,0)	(605,4)	(581,9)	(721,4)

2 L'augmentation des contributions internes avec le Distributeur entre l'année de base 2017 et
 3 l'année témoin 2018 s'explique principalement par les nouvelles contributions liées à
 4 l'agrégation annuelle des projets du Distributeur (« pool ») de (98,7 M\$) et par une
 5 contribution liée au projet Intégration des parcs éoliens - Appel d'offres 2009-02 (3^e) de
 6 (54,0 M\$)³, avant amortissement, tel que présenté au tableau 23.

7 Dans la décision D-2017-021⁴, la Régie exprime ce qui suit:

8 *[573]...La Régie ordonne au Transporteur de comparer l'évaluation de la contribution réellement*
 9 *requis du Distributeur avec celle considérée dans la base de tarification de l'année associée et*
 10 *d'expliquer les écarts observés.*

11 Comme détaillé au Rapport annuel au 31 décembre 2016⁵, le Transporteur explique l'écart
 12 entre la contribution liée à l'agrégation des projets du Distributeur réelle 2016 de (330,2 M\$)
 13 à celle autorisée selon la décision D-2016-029⁶ de (243,0 M\$) comme suit :

- 14 • Écart lié à la mise en service en 2016 de la contribution requise de l'agrégation des
 15 projets du Distributeur pour l'année 2015 totalisant (89,2 M\$) (avant amortissement).
 16 Cet écart entre la contribution réelle de (216,6 M\$)⁷ et celle autorisée de (127,4 M\$)⁸

³ Contribution liée au projet Intégration des parcs éoliens - Appel d'offres 2009-02 (3^e) de (54,0 M\$), soit (54,9 M\$) de raccordement et 0,9 M\$ pour les travaux de mesurage.

⁴ R-3981-2016, D-2017-021

⁵ HQT-3 Document 2, page 7

⁶ R-3934-2015, D-2016-029

⁷ R-3981-2016, HQT-12, Document 2, Tableau 6.

⁸ R-3934-2015, HQT-12, Document 2, Tableau 7.

1 est attribuable aux reports de mises en service de projets de 2015 à 2016 et à la
 2 mise à jour à la baisse des « MW additionnels sur 20 ans » de projets
 3 d'investissement liés à un poste satellite.

4.3 Remboursement gouvernemental à recevoir

4 Ce compte est stable entre 2016 et 2018 conformément aux nouvelles modalités du décret
 5 gouvernemental 1329-2013 du 11 décembre 2013. Un protocole d'ententes a été convenu
 6 stipulant que le gouvernement s'engage à verser d'ici au 15 octobre 2019 inclusivement, le
 7 solde non amorti et les frais de financement pour un total de 42,6 M\$. Ce protocole
 8 d'ententes stipule également que le gouvernement effectuera, au plus tard le 30 mai de
 9 chaque année civile, un paiement minimum correspondant aux frais de financement pour
 10 cette année.

5 Fonds de roulement

11 Le fonds de roulement réglementaire (« FDR ») est constitué de trois éléments, soit
 12 l'encaisse réglementaire, les stocks de matériaux, combustible et fournitures et l'inventaire
 13 d'actifs stratégiques, tel que présenté au tableau 11.

**Tableau 11
 Fonds de roulement (M\$)**

Composantes	Au 31 décembre					Variation		
	2017 D-2017-049	2015	2016	2017	2018	2015 à 2016	2016 à Année de base 2017	Année de base 2017 à 2018
Encaisse réglementaire	65,3	61,3	61,9	62,7	66,2	0,6	0,8	3,5
Matériaux, combustible et fournitures	108,8	105,1	107,0	108,8	110,7	1,9	1,8	1,9
Actifs stratégiques (Note 1)	33,5	-	32,1	29,7	29,6	32,1	(2,4)	(0,1)
Total	207,7	166,4	201,0	201,2	206,5	34,6	0,2	5,3
<i>Croissance versus montant autorisé 2017</i>				<i>-3,1%</i>	<i>-0,6%</i>			

Note 1: Intégration de la composante des actifs stratégiques au 1er janvier 2016 suite à la décision D-2016-029

5.1 Encaisse réglementaire

14 Les tableaux 12 à 14 présentent les résultats des calculs des délais de recouvrement des
 15 dépenses effectués pour établir l'encaisse réglementaire. La croissance de 2016 à 2018
 16 découle de l'évolution nette des dépenses sous-jacentes à ces calculs.

17 Le Transporteur précise qu'afin de calculer l'encaisse réglementaire de l'année de
 18 base 2017 et de l'année témoin 2018, le coût des autres composantes des avantages
 19 sociaux futurs présenté hors charges d'exploitation suite aux modifications à l'ASC 715 a
 20 été considéré dans le calcul afin de conserver un traitement identique aux années passées.
 21 Les charges d'exploitation et d'entretien considérées dans le calcul de ces deux années ont
 22 donc été ajustées du coût des autres composantes dans leur ensemble permettant ainsi de
 23 ne pas surévaluer leur niveau et, par le fait même, l'encaisse réglementaire compte tenu du
 24 fait qu'il s'agit d'un changement de présentation comptable.

- 1 Les délais relatifs aux mouvements de fonds générés par les dépenses incluses dans le
- 2 calcul de l'encaisse étant les mêmes pour les trois années considérées, le Transporteur
- 3 n'estime pas utile de mettre à jour l'étude lead/lag.

Tableau 12
Calcul de l'encaisse réglementaire au 31 décembre 2016 (k\$)

DESCRIPTION DES VARIABLES	DÉPENSES RÉELLES	NBRE DE JOURS (LEAD) / LAG	Net	TAUX (2) / 365 jrs	ENCAISSE (1) x (3)
	2016 (1)				
REVENUS		36,5			
CHARGES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN					
Salaires net	192 358	-17,07	19,43	5,32%	10 240
Remises gouvernementales	167 661	-24,82	11,68	3,20%	5 365
Autres dépenses	139 581	-34,23	2,27	0,62%	868
TAXES					
Taxe sur les services publics	85 100	121,67	158,17	43,33%	36 877
Taxes foncières	14 100	106,46	142,96	39,17%	5 523
ACHATS DE SERVICES DE TRANSPORT	19 400	-30,21	6,29	1,72%	334
EFFET DES TAXES À LA CONSOMMATION					<u>2 703</u>
TOTAL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE					<u><u>61 910</u></u>

Tableau 13
Calcul de l'encaisse réglementaire au 31 décembre 2017 / Année de base (k\$)

DESCRIPTION DES VARIABLES	DÉPENSES PRÉVUES	NBRE DE JOURS (LEAD) / LAG	Net	TAUX (2) / 365 jrs	ENCAISSE (1) x (3)
	2017 (1)				
REVENUS		36,5			
CHARGES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN					
Salaires net	193 359	-17,07	19,43	5,32%	10 293
Remises gouvernementales	168 533	-24,82	11,68	3,20%	5 393
Autres dépenses	140 307	-34,23	2,27	0,62%	873
TAXES					
Taxe sur les services publics	85 300	121,67	158,17	43,33%	36 964
Taxes foncières	13 900	106,46	142,96	39,17%	5 444
ACHATS DE SERVICES DE TRANSPORT	19 200	-30,21	6,29	1,72%	331
EFFET DES TAXES À LA CONSOMMATION					<u>3 391</u>
TOTAL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE					<u><u>62 689</u></u>

Tableau 14
Calcul de l'encaisse réglementaire au 31 décembre 2018 / Année témoin (k\$)

DESCRIPTION DES VARIABLES	DÉPENSES PRÉVUES	NBRE DE JOURS (LEAD) / LAG	Net (2)	TAUX (-2) / 365 jrs. (3)	ENCAISSE (1) x (3) (4)
	2018 (1)				
REVENUS		36,5			
CHARGES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN					
Salaires net	209 877	-17,07	19,43	5,32%	11 172
Remises gouvernementales	182 930	-24,82	11,68	3,20%	5 854
Autres dépenses	152 293	-34,23	2,27	0,62%	947
TAXES					
Taxe sur les services publics	90 600	121,67	158,17	43,33%	39 261
Taxes foncières	14 800	106,46	142,96	39,17%	5 797
ACHATS DE SERVICES DE TRANSPORT	18 500	-30,21	6,29	1,72%	319
EFFET DES TAXES À LA CONSOMMATION					<u>2 879</u>
TOTAL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE					<u><u>66 229</u></u>

5.2 Matériaux, combustible et fournitures

- 1 Les stocks de matériaux, combustible et fournitures varient en fonction des besoins
- 2 opérationnels du Transporteur, dont les installations sont réparties à travers le Québec. De
- 3 2016 à 2018, ce compte passe de 107,0 M\$ en 2016 à 110,7 M\$ en 2018, ce qui est
- 4 relativement stable. Le tableau 15 présente le détail de ce compte par catégories.

Tableau 15
Matériaux, combustible et fournitures (M\$)

Catégories	Année historique 2016	2017*		Année témoin 2018*
		D-2017-049	Année de base	
Disjoncteurs (équipements accessoires)	23,1	23,7	23,5	23,9
Quincaillerie de lignes	22,9	23,9	23,3	23,7
Isolateurs	2,0	2,7	2,0	2,1
Matériel de postes	32,1	31,8	32,6	33,2
Quincaillerie de pylônes	8,1	7,6	8,2	8,4
Autres	18,8	19,2	19,1	19,5
Total	107,0	108,8	108,8	110,7

* Les données 2017 et 2018 ne sont pas disponibles en projection selon ce découpage par catégorie. Ainsi, les données sont calculées en proportion de leur valeur au 31 décembre 2016.

5.3 Actifs stratégiques

- 5 Le tableau 16 présente les niveaux d'inventaire projetés d'actifs stratégiques à inclure dans
- 6 le FDR admissible dans la base de tarification du Transporteur, en fonction de la
- 7 méthodologie reconnue par la Régie⁹.

Tableau 16
FDR – Actifs stratégiques (M\$)

Catégories	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018
		D-2017-049	Année de base	
Transformateurs de puissance	23,5	53,4	53,0	55,6
Inductances shunt	10,5	14,6	10,5	10,3
Disjoncteurs	29,4	13,1	9,3	8,9
Unités de mesures	5,3	6,7	10,8	10,8
Parafoudres	2,8	0,7	0,8	0,8
Actifs stratégiques en FDR	71,5	88,5	84,4	86,4
<i>Nombre d'équipements</i>	<i>739</i>	<i>434</i>	<i>593</i>	<i>584</i>
Moyenne des 13 soldes mensuels	54,7	74,5	102,2	86,3
x Taux de rotation considéré selon calcul reconnu par la Régie	44,9%	37,9%	35,2%	34,2%
Montant d'actifs stratégiques admissible en FDR	24,5	28,2	36,0	29,5

- 8 Les seuils de sécurité varient d'une année à l'autre afin de répondre aux besoins et risques
- 9 potentiels du réseau. Selon les encadrements justifiant la couverture d'assurance, certaines

⁹ R-3934-2015, D-2016-029, par. 209.

1 familles d'actifs stratégiques ont été retirées des besoins au profit de nouvelles qui s'y sont
2 ajoutées.

3 En 2016, afin de réaliser certains dossiers ponctuels, dont celui visant le Remplacement des
4 disjoncteurs de modèle PK, de nombreuses commandes ont dû être passées. L'ampleur du
5 projet a fait en sorte de hausser les quantités et valeurs de l'inventaire et ce, pour certaines
6 familles d'équipements. Le Transporteur anticipe que cette hausse de niveau d'inventaire
7 devrait se résorber d'ici la fin 2017.

8 Le Transporteur souligne les efforts déployés à respecter les quantités identifiées pour le
9 FDR et assure que tout est mis en œuvre avec ses partenaires afin de limiter les hausses
10 d'inventaire sur une période de temps la plus courte possible.

11 Le tableau 17 détaille le calcul du FDR d'actifs stratégiques pour l'année témoin 2018 selon
12 la méthodologie reconnue par la Régie.

Tableau 17
Calcul du FDR d'actifs stratégiques pour l'année témoin 2018 (M\$)

Catégories	Besoins 2018						Taux de rotation annuel*	Seuils x taux de rotation annuel	
	Total		Quantités additionnelles permettant la rotation d'inventaire par la réalisation de projets		Seuils minimum requis pour couvrir le risque de défaillance (Seuils)				
	Quantités	M\$	Quantités	M\$	Quantités	M\$			
	(A = C + E)	(B = D + F)	(C)	(D)	(E)	(F)			
Transformateurs de puissance	39	55,6	5	11,2	34	44,4	0,2	7	8,9
Inductances shunt	33	10,3	23	1,4	10	8,9	0,9	9	8,0
Disjoncteurs	81	8,9	63	6,8	18	2,1	0,7	13	1,5
Unités de mesures	318	10,8	189	7,6	129	3,2	0,5	65	1,6
Parafoudres	113	0,8	85	0,5	28	0,3	0,6	17	0,2
Total	584	86,4	365	27,5	219	58,9		110	20,1

Taux de rotation reconnu pour couvrir le risque de défaillance (I / F)	34,2%
(x) Total des besoins pour 2018 (B) - moyenne 13 soldes	86,3
FDR - Actifs stratégiques inclus dans la base de tarification Témoin 2018	29,5

*Le taux de rotation annuel fait référence à la période annuelle pendant laquelle un équipement stratégique est détenu en inventaire et est défini comme suit: $\text{taux de rotation annuel (qté)} = \text{consommation annuelle (qté)} / \text{stock moyen (qté)}$. Un taux de rotation de 1,0 indique que l'équipement roule en moyenne 1 fois par année, tandis qu'un taux de 0,5 indique que l'équipement roule en moyenne une fois par deux ans. À titre d'information, les transformateurs de puissance ont un roulement peu élevé étant donné qu'ils sont utilisés surtout pour les fins de défaillance (Dossier R-3934-2015, HQT-13, Document 1,2, R6,1, page 10-11).

6 Suivi des mises en service

6.1 Analyse des projections relatives aux mises en service

13 La Régie a approuvé, aux fins de la détermination des revenus requis, la base de tarification
14 pour l'année témoin 2016 sous réserve de certaines dispositions¹⁰. Ainsi, les mises en
15 service prévues associées à certains projets ont été retirées de la base de tarification de
16 l'année témoin 2016 du Transporteur, ceux-ci n'ayant pas été autorisés en vertu de
17 l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (« Loi ») avant la publication de la décision
18 D-2016-029.

¹⁰ R-3934-2015, D-2016-029, par. 235.

1 Tenant compte de cette décision, la projection des mises en service pour l'année
2 témoin 2016 a été revue à 1 153,9 M\$. Aux fins de comparaison, le Transporteur a réalisé,
3 pour l'année historique 2016, des mises en service de 1 087,8 M\$, représentant une
4 réduction de 66,1 M\$ par rapport au montant autorisé¹¹.

5 Dans la décision D-2017-021¹², la Régie a demandé le retrait des mises en service liées au
6 projet Ligne Vignan – Petite-Nation de la base de tarification 2017, ce projet n'ayant pas été
7 autorisé avant le dépôt de la mise à jour des données des revenus requis à la suite de la
8 décision et de mettre à jour l'évaluation de la contribution du Distributeur projetée pour
9 l'année témoin 2017, en fonction de l'allocation maximale découlant de celle-ci.

10 Conformément à ces deux ajustements, la projection des mises en service pour l'année
11 témoin 2017 a été revue à 1 987,7 M\$. Pour l'année de base 2017, le Transporteur projette
12 des mises en service de 2 154,5 M\$, représentant une hausse de 166,8 M\$ par rapport au
13 montant autorisé¹³. Enfin, le Transporteur prévoit un niveau de mises en service
14 de 2 150,6 M\$ pour l'année témoin 2018.

15 Le tableau 18 présente l'impact global des mises en service sur les revenus requis, incluant
16 l'amortissement lié à la base de tarification et la taxe sur les services publics pour les
17 années historiques 2014 à 2016 ainsi que pour l'année de base 2017. En complément
18 d'information à ce tableau, une analyse est effectuée sur une période de deux ans entre les
19 mises en service réelles (ou projetées pour l'année de base 2017) et projetées autorisées
20 des années visées. Cependant, afin de bien mesurer l'effet réel des écarts de volume sur
21 les revenus requis, il est nécessaire de faire cette analyse en fonction de la moyenne des
22 13 soldes mensuels des actifs composant la base de tarification.

23 Les données qui y sont présentées démontrent que le Transporteur maintient, pendant ces
24 quatre années, un degré de précision de la base de tarification autorisée ayant servi de
25 base à l'établissement des tarifs se situant au-dessus de 98,3 %.

¹¹ R-3934-2015, D-2016-029.

¹² R-3981-2016, D-2017-021, par. 344 et 574.

¹³ R-3981-2016, D-2017-049.

Tableau 18
Impact des mises en service (M\$)

	2014			2015			2016			2017		
	Réel	Autorisé	Écarts	Réel	Autorisé	Écarts	Réel	Autorisé	Écarts	Année base	Autorisé	Écarts
Base de tarification (BT 13 soldes) (Note 1)	17 590,8	17 782,0	-191,3	18 427,8	18 591,4	-163,6	18 974,4	19 307,9	-333,5	19 705,0	19 862,4	-157,4
Coût des capitaux empruntés	807,3	816,7	-9,4	814,2	838,5	-24,3	821,2	848,2	-27,0	858,5	861,8	-3,3
Coût des capitaux propres*	432,7	437,4	-4,7	453,3	457,3	-4,0	466,8	475,0	-8,2	484,7	488,6	-3,9
A Rendement sur la BT (Note 2)	1 240,0	1 254,1	-14,1	1 267,5	1 295,8	-28,3	1 288,0	1 323,2	-35,2	1 343,2	1 350,4	-7,2
* En fonction du taux autorisé												
B Dépenses nécessaires à la prestation du service	1 100,4	1 143,0	-42,6	1 059,8	1 090,2	-30,4	1 087,5	1 095,2	-7,7	1 135,0	1 164,8	-29,8
Amortissement lié à la BT	1 022,2	1 063,0	-40,8	977,9	1 005,6	-27,7	1 002,4	1 009,0	-6,6	1 049,7	1 078,8	-29,1
Amortissement autorisé selon D-2015-017					1 055,0							
Impact révision durées de vie US GAAP (D-2015-189)					-49,4							
Taxes sur les services publics	78,2	80,0	-1,8	81,9	84,6	-2,7	85,1	86,2	-1,1	85,3	86,0	-0,7
Impact total (A + B)			-56,7			-58,7			-42,9			-37,0
% écart vs revenus requis autorisés			-1,8%			-1,8%			-1,4%			-1,1%
Note 1: Écart sur la BT												
Impact des mises en service			-287,9			-267,6			-393,7			-213,9
> ou = à 25 M\$			-276,0			-223,9			-139,4			-118,3
< à 25 M\$			-111,9			-43,7			-254,3			-95,5
Décision D-2014-035			100,0									
Autres composantes de la base de tarification			96,6			104,0			60,2			56,5
Écart total			-191,3			-163,6			-333,5			-157,4
% écart vs BT autorisée			-1,1%			-0,9%			-1,7%			-0,8%
Note 2: Écart sur le rendement sur la BT												
Écart de taux			-0,6			-16,9			-12,4			3,6
Écart de volume			-13,5			-11,4			-22,9			-10,8
Impact des mises en service			-20,3			-18,7			-27,0			-14,5
> ou = à 25 M\$			-19,5			-15,6			-9,6			-8,0
< à 25 M\$			-7,9			-3,0			-17,4			-6,5
Décision D-2014-035			7,1									
Autres composantes de la base de tarification			6,8			7,3			4,1			3,7
Écart total			-14,1			-28,3			-35,2			-7,2
% écart vs revenus requis autorisés			-0,4%			-0,9%			-1,1%			-0,2%
MES réelles vs autorisées (Décision D-2012-059)												
Année précédente	1 401,3	1 565,0	-163,7	1 786,3	2 088,0	-301,7	1 768,6	1 086,8	681,8	1 087,8	1 153,9	-66,1
Année en cours	1 786,3	2 088,0	-301,7	1 768,6	1 086,8	681,8	1 087,8	1 153,9	-66,1	2 154,5	1 987,7	166,8
Écart total	3 187,6	3 653,0	-465,4	3 554,9	3 174,8	380,1	2 856,4	2 240,7	615,7	3 242,3	3 141,6	100,7

6.2 Acuité des prévisions

1 Le Transporteur fournit dans la présente section les justifications quant aux écarts
2 historiques reliés à la prévision de ses mises en service¹⁴.

3 En 2016, le Transporteur a réalisé plus de 94 % des mises en service autorisées. Comme
4 présenté au tableau 18, pour l'année 2016, l'écart est de -66,1 M\$ entre les mises en
5 service réelles (1 087,8 M\$) et celles autorisées (1 153,9 M\$), influençant l'écart total sur les
6 revenus requis autorisés (-42,9 M\$ à -1,4 %).

7 Les principales justifications relatives à cet écart sont détaillées dans le Rapport annuel
8 2016 du Transporteur¹⁵. Les écarts de mises en service de l'année 2016 proviennent
9 essentiellement d'événements particuliers et distinctifs à chacun des projets visés, tels que :

- 10 • le report de la mise en service de 2016 à 2017 du poste Grand-Brûlé en raison des
11 travaux additionnels d'assèchement des fondations du sectionneur ;
- 12 • le report de la mise en service de 2016 à 2017 du poste Saint-Louis causé par des
13 délais successifs pour l'ensemble des travaux retardant la remise des équipements
14 aux équipes de vérification et de mise en route ;
- 15 • l'ajustement lié à l'agrégation des projets dans le calcul de la contribution du
16 Distributeur, suite à des reports de mises en service de projets de 2015 à 2016 et
17 de la mise à jour à la baisse des « MW additionnels sur 20 ans » liés à un poste
18 satellite ;
- 19 • la réalisation partielle du projet de remplacement des disjoncteurs de modèle PK
20 non prévue dans les mises en service autorisées.

21 Dans les dossiers R-3934-2015¹⁶ et R-3981-2016¹⁷, le Transporteur a fait état des mesures
22 mises en place pour améliorer la projection de ses mises en service. En 2017, le
23 Transporteur poursuit ces actions et instaure de nouvelles mesures qui contribueront à la
24 réalisation des mises en service et à l'amélioration de la prévision.

25 Ces nouvelles mesures se détaillent comme suit :

- 26 • Renforcer l'organisation par la mise en place d'un Centre de Gestion des Activités
27 de Transport (« CGAT ») permettant de centraliser les activités de planification
28 opérationnelle, de veiller à l'ordonnancement et à la coordination des travaux, ainsi
29 qu'au suivi de la réalisation des travaux jusqu'à la mise en service des projets ;

¹⁴ R-3823-2012, D-2014-035, par. 459.

¹⁵ Rapport annuel 2016 du Transporteur, HQT-3, Document 2, tableau 13, p. 13.

¹⁶ HQT-7, Document 1, pp. 20-22.

¹⁷ HQT-7, Document 1, pp. 19-20.

- 1 • Planifier, avec l'ensemble des partenaires, l'exécution des interventions à faire sur
2 le réseau, conformément aux stratégies et aux normes à respecter, à l'aide du Plan
3 opérationnel consolidé (« POC »), assurant ainsi la juste allocation des efforts à
4 déployer entre les activités de maintenance et la réalisation de projets ;
- 5 • Mettre en place une structure de coordination de projets, permettant d'assurer une
6 organisation assidue des travaux selon leur échéancier, leur portée et leurs coûts
7 respectifs ;
- 8 • Optimiser les stratégies de réalisation de mises en route de projets en utilisant la
9 gestion des bonnes pratiques internes et externes ;
- 10 • Coordonner les besoins en intervention sur les réseaux afin d'optimiser la
11 planification des retraits nécessaires aux mises en service ;
- 12 • Diminuer la superficie des zones d'accès limité (« ZAL ») afin d'améliorer la
13 disponibilité des installations.

14 Le Transporteur est confiant que ces nouvelles mesures contribueront à réaliser les mises
15 en service prévues et permettront la réduction progressive du facteur de glissement.

16 Le tableau 19 présente les facteurs de glissement appliqués pour les années témoins 2017
17 et 2018. Le facteur de glissement de l'année témoin 2018 (-20 %) indique une baisse de
18 l'ordre de 9 % comparativement à celui de l'année témoin 2017¹⁸ (-29 %).

19 Pour l'année 2018, le Transporteur considère, de façon ponctuelle, une nouvelle
20 composante du facteur de glissement en lien avec des contraintes de flexibilité
21 opérationnelle qui pourrait avoir un impact sur la réalisation des mises en service de
22 l'année. De plus, il réduit de 5 % le facteur de glissement de l'année témoin 2018
23 comparativement à l'année témoin 2017, celui-ci passant de -19 %¹⁹ en 2017 à -14 % en
24 2018.

¹⁸ R-3981-2016, HQT-7, Document 1, tableau 20.

¹⁹ Précitée.

Tableau 19
Facteurs de glissement appliqués pour les années témoins 2017 et 2018 (M\$)

Mises en service	Année témoin 2017	Année témoin 2018	Impact contraintes de flexibilité opérationnelle	Année témoin 2018 net de l'impact des contraintes de flexibilité opérationnelle
Mises en service prévues	2 786	2 676		
Facteur de glissement	(800)	(525)	(150)	(375)
En %	-29%	-20%	-6%	-14%
Mises en service prévues dans les demandes tarifaires	1 986	2 151		

1 En somme, le Transporteur est confiant de réaliser le niveau des mises en service prévues
 2 de 2 151 M\$ pour l'année 2018, considérant le projet de la Ligne à 735 kV
 3 Chamouchouane – Bout-de-l'Île qui représente à lui seul une mise en service de 869 M\$,
 4 soit 40 % des mises en service prévues et qui démontre de bons indicateurs de réalisation
 5 jusqu'à ce jour. De plus, les mises en service intègrent un juste équilibre entre les impératifs
 6 d'affaires du Transporteur et les contraintes liées à la flexibilité opérationnelle, notamment
 7 en termes d'évolution des relations de travail, de plages de retraits disponibles sur le
 8 réseau, afin d'arrimer ceux-ci avec les dates et la durée des travaux, et d'indisponibilités
 9 forcées qui surviennent lors de l'exécution de travaux obligeant un réajustement de la
 10 planification du calendrier.

6.3 Autorisations relatives aux mises en service

11 Les tableaux 21 à 23 présentent les autorisations de la Régie rattachées aux additions à la
 12 base de tarification réalisées ou projetées pour les années 2016 à 2018, ainsi qu'un suivi de
 13 leurs valeurs autorisées.

14 Par ailleurs, comme indiqué au tableau 23, les mises en service projetées pour l'année
 15 témoin 2018 incluent un projet non autorisé par la Régie à la date de dépôt de la présente
 16 demande tarifaire et présenté au tableau 20.

Tableau 20
Projet non autorisé par la Régie (M\$)

Projet	MES		13 soldes	
	2017	2018	2017	2018
Poste Sherbrooke - Renforcement du réseau	-	68,8	-	12,8

1 Dans l'éventualité où ce projet n'était pas autorisé par la Régie avant le dépôt de la mise à
2 jour des données afférentes aux revenus requis demandée par celle-ci à la suite de sa
3 décision préliminaire qu'elle rendra sur la présente demande tarifaire, les montants afférents
4 aux mises en service pertinentes ci-haut mentionnées seront retranchés des revenus requis
5 de l'année témoin 2018 et inscrits dans un compte de frais reportés hors base portant
6 intérêts^{20 21}.

7 En ce qui concerne les projets d'investissement dont le coût individuel est inférieur à 25 M\$,
8 le Transporteur fournit à la Régie, à chacune de ses demandes d'autorisation, un historique
9 de la réalisation des enveloppes de projets qu'elle a antérieurement autorisées, ce qui lui
10 permet d'en apprécier l'évolution.

²⁰ R-3738-2010, D-2011-039, par. 131.

²¹ R-3777-2011, D-2012-059, par. 106.

Tableau 21
Mises en service 2016 (M\$)

	Valeur autorisée M\$			MES				Total 2016	Total cumulé
	Valeur autorisée HQ	Valeur autorisée Régie	Décision Régie	Immo.	Incorp.	Contribution int et autres	Actifs rég.		
Mises en service projets ≥ 25 M\$				862,2	9,5	(284,6)	-	587,1	
Liaisons hertziennes Manicouagan, Arnaud, Montagnais et Manic-5	112,3	94,4	D-2010-003	11,6				11,6	111,1
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2005-03 (2e) (Note 1)	1 107,1	1 491,3	D-2010-165	10,7				10,7	671,7
Raccordement des centrales du complexe la Romane (Note 1)	1 847,6	1 830,2	D-2011-083	21,5		(71,8)		(50,3)	893,3
Poste Manicouagan - Réfection CS24 et systèmes connexes	87,5	69,6	D-2012-151	54,5				54,5	54,7
Poste Radisson et Nicolet	90,0	90,0	D-2013-126	64,1				64,1	87,3
Poste Madawaska	84,7	63,1	D-2013-130	65,8				65,8	74,4
Poste Normand	43,9	33,8	D-2013-167	31,7				31,7	31,7
Poste Albanel - Remplacement compensateurs statiques	122,2	122,2	D-2013-173	46,5				46,5	102,7
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2009-02 (3e)	282,1	281,7	D-2014-045	10,1		3,1		13,2	100,1
Poste Baie-Saint-Paul	53,2	52,0	D-2014-107	34,3				34,3	34,3
Poste Chelsea - Remplacement équipements et automatisés	39,8	39,8	D-2014-110	5,1				5,1	14,5
Poste Rapides-Farmer - Remplacement équipements et automatisés	41,2	41,2	D-2014-111	15,9				15,9	15,9
Poste Adamsville	65,9	65,9	D-2014-155	49,1				49,1	49,1
Poste Manicouagan - Remplacement transformateurs	127,8	127,8	D-2014-168	43,0				43,0	43,0
Remplacement des liaisons hertziennes analogiques - Phase 1	42,4	42,4	D-2014-191	19,7				19,7	19,7
Mise en place du réseau IP MPLS/VPN	97,6	97,6	D-2014-191	21,7	8,2			30,0	50,9
Poste Langelier	46,2	46,2	D-2014-208	19,3				19,3	19,3
Poste Lévis - Remplacement et remise à neuf CS	31,0	25,7	D-2015-004	19,6				19,6	19,6
Poste Saint-Jérôme	77,2	77,3	D-2015-008	30,7				30,7	30,7
Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-Île	1 090,3	1 083,4	D-2015-023	11,0				11,0	16,4
Poste Radisson - Remplacement transformateurs	61,7	61,7	D-2015-074	31,4				31,4	31,4
Poste Notre-Dame	29,9	29,9	D-2015-075	7,8				7,8	7,8
Intégration parc éolien Rivière-Nouvelle	124,0	124,0	D-2015-119	74,8		0,2		75,0	75,0
Poste Kamouraska - Rempl. systèmes commande et protection compensation série	28,2	28,2	D-2016-051	12,6				12,6	12,6
Remplacement disjoncteurs de modèle PK	571,3	571,3	D-2016-174	96,6				96,6	96,6
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2013-01 (4e)	300,4	300,4	D-2017-025	24,5		0,4		24,9	24,9
Agrégation des projets (« pool ») - Contribution HQD	s/o	s/o	s/o	-		(216,6)		(216,6)	
Autres - MES < 5 M\$	s/o	s/o	s/o	28,6	1,3	-	-	29,9	
Mises en service projets < 25 M\$				484,4	15,5	(0,4)	1,3	500,8	
Poste Beauharnois	22,3			10,7				10,7	10,7
Poste Outaouais	22,2			21,3				21,3	21,4
Sécurisation des installations (NERC normes CIP V5)	21,0			13,7				13,7	13,8
Poste Jules-A.-Brilliant	19,6			6,7				6,7	17,6
Poste Rapides-des-Îles	18,6			8,9				8,9	8,9
Poste Laurentides - Remplacement transformateurs	18,1			12,0				12,0	12,0
Poste Abitibi - Remplacement systèmes démarrage CS	17,8			8,1				8,1	17,4
Poste Figuery - Remplacement appareillage et automatisés	17,8			9,8				9,8	10,9
Poste Adélar-Godbout	16,5			6,4				6,4	6,4
Poste Saint-Georges	16,1			7,7				7,7	7,7
Poste Lachenaie - Ajout 3e transformateur	15,5			12,2				12,2	12,2
Poste Beaumont - Appareillage	15,2			5,2				5,2	14,7
Poste Jacques-Cartier	13,6			7,1				7,1	8,6
Ligne Atwater - Guy	13,1			12,3				12,3	12,3
Jarry, Grand-Brûlé - Liaisons hertziennes numériques	11,7			9,1				9,1	9,1
Poste Némiscau	7,5			5,6				5,6	5,6
Chénier, LG2, Lemoyne - Remplacement système alimentation	8,7			8,4				8,4	8,4
Simulateur numérique temps réel Hypersim	8,5			1,1	4,3			5,4	5,4
Poste Notre-Dame - Remplacement transformateur	8,3			7,9				7,9	7,9
Ligne Arnaud - Manicouagan	6,8			5,2				5,2	6,2
Poste Beauceville	6,2			5,9				5,9	5,9
Poste de la Nicolet - Remplacement transformateur	5,3			5,3				5,3	5,3
Autres - MES < 5 M\$				293,8	11,2	(0,4)	1,3	305,8	
Total				1 346,6	25,0	(285,1)	1,3	1 087,8	

Note 1 : Valeur autorisée Hydro-Québec ajustée à la baisse des coûts substitués suite à une décision favorable de la Régie de l'énergie concernant l'autorisation d'un autre projet.

Tableau 22
Mises en service 2017 (M\$)

	Valeur autorisée M\$			MES				Total 2017	Total cumulé
	Valeur autorisée HQ	Valeur autorisée Régie	Décision Régie	Immo.	Incorp.	Contribution int et autres	Actifs rég.		
Mises en service projets ≥ 25 M\$				1 668,9	-	(8,9)	-	1 660,0	
Poste Limoulu	131,5	131,5	D-2010-132	18,9				18,9	107,0
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2005-03 (2e) (Note 1)	1 107,1	1 491,3	D-2010-165	28,5				28,5	700,2
Raccordement des centrales du complexe la Romaine (Note 1)	1 847,6	1 830,2	D-2011-083	564,2		(0,5)		563,7	1 457,0
Poste Duchesnay	66,7	66,7	D-2013-120	10,7				10,7	50,5
Poste Nicolet	68,5	68,5	D-2013-156	5,3				5,3	27,8
Poste Normand	43,9	33,8	D-2013-167	12,1				12,1	43,8
Poste Fleury	141,1	141,1	D-2013-205	110,4				110,4	116,4
Poste De Lorimier	206,3	205,6	D-2014-050	174,9				174,9	174,9
Poste Duvernay - Remplacement systèmes démarrage CS et autres	47,5	33,4	D-2014-083	31,0				31,0	31,0
Poste Chelsea - Remplacement équipements et automatismes	39,8	39,8	D-2014-110	6,5				6,5	21,0
Poste Rapides-Farmer - Remplacement équipements et automatismes	41,2	41,2	D-2014-111	6,0				6,0	21,9
Poste Saint-Louis	25,5	25,5	D-2014-115	19,1				19,1	19,9
Poste Manicouagan - Remplacement transformateurs	127,8	127,8	D-2014-168	41,0				41,0	84,0
Modernisation des liaisons optiques (NG-SONET)	66,7	66,7	D-2014-191	8,7				8,7	19,6
Mise en place du réseau IP MPLS/VPN	97,6	97,6	D-2014-191	20,2				20,2	71,1
Poste Lévis - Remplacement et remise à neuf CS	31,0	25,7	D-2015-004	11,2				11,2	30,8
Poste Saint-Jérôme	77,2	77,3	D-2015-008	44,1				44,1	74,8
Ligne à 735 kV Chamouhouane - Bout-de-Île	1 080,3	1 083,4	D-2015-023	87,3				87,3	103,7
Poste Radisson - Remplacement transformateurs	61,7	61,7	D-2015-074	24,1				24,1	55,4
Poste Notre-Dame	29,9	29,9	D-2015-075	8,7				8,7	16,5
Intégration parc éolien Rivière-Nouvelle	124,0	124,0	D-2015-119	27,5		(6,0)		21,4	98,5
Poste Sainte-Odile	28,4	28,4	D-2015-154	13,3				13,3	13,3
Poste Saint-Jean	114,4	114,4	D-2016-013	6,4				6,4	6,4
Kamouraska - Rempl. systèmes commande et protection compensation série	28,2	28,2	D-2016-051	13,7				13,7	26,3
Remplacements systèmes commande et protection - Compensation série	64,7	64,7	D-2016-075	24,7				24,7	24,7
Ligne Langlois - Vaudreuil-Soulanges	46,3	46,3	D-2016-106	39,1				39,1	39,1
Poste Châteauvieux - Remplacement équipements compensateur statique	26,7	26,7	D-2016-122	21,9				21,9	21,9
Remplacement disjoncteurs de modèle PK	571,3	571,3	D-2016-174	358,3				358,3	455,0
Poste Gracefield et ligne Paugan - Maniwaki	115,0	115,0	D-2016-176	9,9				9,9	9,9
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2013-01 (4e)	300,4	300,4	D-2017-025	133,0		0,5		133,5	158,4
Autres - MES < 5 M\$	s/o	s/o	s/o	(211,7)		(2,9)		(214,6)	
Mises en service projets < 25 M\$				458,9	33,9	(0,4)	2,1	494,5	
Poste Beauharnois	22,3			10,7				10,7	21,4
Aéroport de Némiscau - Piste atterrissage	20,8			21,0				21,0	21,0
Poste Abitibi	20,4			16,6				16,6	16,6
Ligne Jeanne-D'arc - Notre-Dame	20,2			16,5				16,5	16,5
Poste Rouyn	19,4			8,9				8,9	18,3
Poste Maurice	19,2			17,6				17,6	17,6
Poste Rapides-des-Îles	18,6			7,6				7,6	16,5
Poste Figuesy - Remplacement appareillage et automatismes	17,8			7,1				7,1	18,0
Poste Montagnais - Piste atterrissage et route	17,4			18,7				18,7	18,7
Poste Grand-Pré - Ajout transformateur	17,4			13,0				13,0	13,0
Poste Blainville - Ajout transformateur	17,1			14,7				14,7	14,7
Poste Duvernay	17,0			6,0				6,0	6,0
Poste Adélard-Godbout	16,5			9,5				9,5	15,8
Poste Plouffe - Ajout transformateur	16,1			8,4				8,4	8,4
Poste Limbour	16,0			12,5				12,5	15,1
Poste Terrebonne	15,8			5,8				5,8	5,8
Ligne Boucherville - Notre-Dame - Du Tremblay	13,3			8,8				8,8	11,1
Poste La Grande 2 - Remplacement transformateurs	13,2			10,8				10,8	10,8
OptiCT - Fondation télécommunication	12,8			13,8				13,8	13,8
Conversion 315 kV - Poste Laurentides	12,7			10,7				10,7	10,7
Poste Duvernay - Remplacement transformateurs	12,1			10,2				10,2	10,7
Poste Valleyfield	10,8			8,3				8,3	8,3
Poste LaFontaine	10,6			11,0				11,0	11,0
Poste Les Cèdres - Remplacement disjoncteurs	9,0			6,2				6,2	8,2
Domtar - Des Cantons (biomasse forestière)	9,0			8,5		0,1		8,6	8,6
Poste Beauharnois - Remplacement transformateurs	8,3			7,0				7,0	7,0
Accumulateurs 2016	8,2			7,6				7,6	7,6
Poste Gamelin	8,0			8,1				8,1	8,3
Intégration centrale hydroélectrique 11e chute Mistassini	8,0			1,3		5,0		6,3	6,3
Poste Normand - Remplacement équipements et automatismes	6,8			6,8				6,9	6,9
Poste Chapais - Remplacement transformateur	6,7			5,7				5,7	5,7
Raccordement Hypertec	6,6			7,6		(0,8)		6,8	6,8
Autres - MES < 5 M\$				131,9		(4,6)	2,1	163,3	
Total				2 127,8	33,9	(9,2)	2,1	2 154,5	

Note 1 : Valeur autorisée Hydro-Québec ajustée à la baisse des coûts substitués suite à une décision favorable de la Régie de l'énergie concernant l'autorisation d'un autre projet.

Tableau 23
Mises en service 2018 (M\$)

	Valeur autorisée M\$			MES				Total 2018	Total cumulé
	Valeur autorisée HQ	Valeur autorisée Régie	Décision Régie	Immo.	Incorp.	Contribution int et autres	Actifs rég.		
Mises en service projets ≥ 25 M\$				1 760,7	-	(152,7)	-	1 608,0	
Raccordement des centrales du complexe la Romaine (Note 1)	1 847,6	1 830,2	D-2011-083	8,5				8,5	1 465,5
Poste Fleury	141,1	141,1	D-2013-205	12,7				12,7	129,1
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2009-02 (3e)	282,1	281,7	D-2014-045	7,0		(54,0)		(47,0)	55,4
Poste De Lorimier	206,3	205,6	D-2014-050	5,8				5,8	180,7
Poste Duvernay - Remplacement systèmes démarrage CS et autres	47,5	33,4	D-2014-083	16,5				16,5	47,5
Poste Baie-Saint-Paul	53,2	52,0	D-2014-107	5,3				5,3	43,2
Poste Chelsea - Remplacement équipements et automatismes	39,8	39,8	D-2014-110	7,0				7,0	28,0
Poste Rapides-Farmer - Remplacement équipements et automatismes	41,2	41,2	D-2014-111	5,9				5,9	27,7
Poste Manicouagan - Remplacement transformateurs	127,8	127,8	D-2014-168	18,7				18,7	102,7
Mise en place du réseau IP MPLS/VPN	97,6	97,6	D-2014-191	21,2				21,2	92,3
Modernisation des liaisons optiques (NG-SONET)	66,7	66,7	D-2014-191	7,5				7,5	27,1
Remplacement des liaisons hertziennes analogiques - Phase 2	48,8	48,8	D-2016-161	6,4				6,4	6,4
Poste Langelier	46,2	46,2	D-2014-208	23,9				23,9	43,2
Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-île	1 090,3	1 083,4	D-2015-023	869,4				869,4	973,1
Poste Judith-Jasmin	260,4	260,4	D-2015-022	147,7				147,7	147,7
Poste Sainte-Odile	28,4	28,4	D-2015-154	12,5				12,5	25,8
Remplacements systèmes commande et protection - Compensation série	64,7	64,7	D-2016-075	25,5				25,5	50,2
Ligne Grand-Brûlé - Dérivation Saint-Sauveur	98,0	98,0	D-2016-130	93,4				93,4	93,4
Remplacement disjoncteurs de modèle PK	571,3	571,3	D-2016-174	5,8				5,8	460,8
Poste Gracefield et ligne Paugan - Maniwaki	115,0	115,0	D-2016-176	97,7				97,7	107,6
Poste Aqueduc	35,3	35,3	D-2017-001	10,3				10,3	10,3
Installation inductances shunt 735 kV et 315 kV	45,0	45,0	D-2017-051	44,4				44,4	44,4
Poste Sherbrooke - Renforcement du réseau	76,1	à venir	R-3995-2016	68,8				68,8	68,8
Agrégation des projets (* pool *) - Contribution HQD						(98,7)		(98,7)	
Autres - MES < 5 M\$	s/o	s/o	s/o	238,9		-	-	238,9	
Mises en service projets < 25 M\$				507,5	37,3	(6,4)	4,3	542,6	
Poste Guy	21,4			21,3				21,3	21,3
Poste Charland - Ajout transformateur	19,4			5,2				5,2	16,6
Poste Saint-Sauveur - Ajout transformateur	18,0			12,2				12,2	12,2
Lignes dérivation Arthabaska et Bois-Francis	16,9			17,0				17,0	17,0
Poste Notre-Dame - Remplacement transformateurs	16,6			5,5				5,5	13,4
Poste Plouffe - Ajout transformateur	16,1			7,7				7,7	16,1
Accumulateurs 2017-2019	16,0			5,1				5,1	9,7
Système de commande globale et locale des compensateurs	13,6			5,5				5,5	5,5
Poste Mont-Royal - Automatismes	12,6			9,9				9,9	12,2
Postes Micoua et Saguenay	12,3			12,0				12,0	12,0
Poste Mont-Laurier - Ajout condensateurs	10,9			10,9				10,9	10,9
Raccordement Ville de Montréal - Station d'épuration	10,7			11,0		(1,5)		9,5	9,5
Poste Lévis - Remplacement condensateurs	9,7			9,7				9,7	9,7
Ligne Dorchester - Adéland-Godbout	8,6			7,4				7,4	7,6
Poste Châteauguay - Remplacement disjoncteurs	8,4			7,9				7,9	8,0
Poste Eastmain	7,4			6,6				6,6	6,6
Poste Sûrbec-Dosco	5,6			5,5				5,5	5,5
Ligne Montagnais - Arnaud - Remplacement isolateurs (pylônes 77-176)	4,6			5,5				5,5	5,5
Ligne Montagnais - Arnaud - Remplacement isolateurs (pylônes 2-101)	4,6			5,5				5,5	5,5
Ligne Beaufort - Dorchester	à venir			18,4				18,4	18,7
Raccordement ABI - Augmentation puissance	à venir			14,4		(6,4)		8,0	8,0
Câble de fibres optiques - Matagami-Radisson	à venir			11,3				11,3	11,3
Poste Chamouchouane - Remplacement disjoncteurs	à venir			9,8				9,8	9,8
Poste Chibougamau - Remplacement disjoncteurs	à venir			9,4				9,4	9,4
Poste Nicolet - Remplacement inductance	à venir			7,7				7,7	7,7
Poste Manicouagan - Remplacement inductance	à venir			6,3				6,3	6,3
Poste Montréal-Est	à venir			6,1				6,1	6,1
Autres - MES < 5 M\$				252,7	37,3	1,5	4,3	295,8	
Total				2 268,1	37,3	(159,1)	4,3	2 150,6	

Note 1 : Valeur autorisée Hydro-Québec ajustée à la baisse des coûts substitués suite à une décision favorable de la Régie de l'énergie concernant l'autorisation d'un autre projet.

6.4 Dépassements de coûts de projets autorisés en vertu de l'article 73 de la Loi

1 Dans la décision D-2017-021²², la Régie exprime les exigences suivantes :

2 *[364] La Régie ordonne au Transporteur de déposer systématiquement dans son dossier*
3 *tarifaire, lors de la première demande d'inclusion, partielle ou totale, d'un projet à la base*
4 *de tarification, le suivi administratif déjà soumis à la Régie pour expliquer le dépassement*
5 *des coûts de plus de 15 %.*

6 *[365] La Régie ordonne également au Transporteur, une fois qu'il a réitéré sa*
7 *dénonciation d'un dépassement de plus de 15 % des coûts d'un projet, dans le cadre du*
8 *premier dossier tarifaire subséquent à la date de dénonciation faisant l'objet d'une*
9 *demande d'inclusion de l'actif à la base de tarification, de déposer le suivi des coûts de*
10 *réalisation du projet dans chaque dossier tarifaire subséquent, jusqu'à la mise en service*
11 *finale du projet.*

12 Les projets suivants, de plus de 25 M\$, dont les coûts dépassent de plus de 15 % les coûts
13 autorisés pour lesquels certaines mises en service ont déjà été projetées et réalisées dans
14 la base de tarification du Transporteur ont déjà fait l'objet de dénonciation par suivi
15 administratif :

- 16 • Remplacement et remise à neuf d'équipements liés aux compensateurs synchrones
17 au poste de Lévis²³ ;
- 18 • Remplacement des systèmes de démarrage et de systèmes et d'équipements
19 connexes liés aux compensateurs synchrones au poste de Duvernay²⁴ ;
- 20 • Projet d'addition d'un transformateur à 315-34 kV au poste Normand²⁵.

21 Le Transporteur présente au tableau 24 la liste des projets autorisés en vertu de l'article 73
22 de la Loi qui ont fait l'objet d'une part, d'une nouvelle demande d'autorisation au Conseil
23 d'administration d'Hydro-Québec puisqu'ils dépassent de plus de 15 % la valeur initialement
24 autorisée et, d'autre part, d'un suivi administratif à la Régie.

25 La « Valeur autorisée HQ » correspond à la valeur autorisée dénoncée dans le suivi
26 administratif déjà soumis à la Régie pour expliquer le dépassement des coûts de plus de
27 15 %. La « Prévision » indique la nouvelle prévision du projet tel que fournie dans l'état
28 d'avancement des projets majeurs du dernier rapport annuel²⁶ ainsi que dans la prévision

²² R-3981-2016, D-2017-021.

²³ R-3914-2014, suivi administratif du 30 mai 2017, conformément à la décision D-2015-004.

²⁴ R-3876-2014, suivi administratif du 30 mai 2017, conformément à la décision D-2014-083.

²⁵ R-3847-2013, suivi administratif du 16 novembre 2016, conformément à la décision D-2013-167.

²⁶ Rapport annuel 2016, HQT-5, Document 1.

- 1 des investissements de l'horizon 10 ans de la planification du réseau de transport²⁷. Les
- 2 suivis administratifs déjà soumis à la Régie pour chacun des projets visés sont joints en
- 3 annexe à la présente pièce.

Tableau 24
Dépassement de coûts de projets autorisés en vertu de l'article 73 de la Loi (M\$)

Projet	Décision Régie	Valeur autorisée Régie	Valeur autorisée HQ	Prévision	Mise en service finale réelle et prévue
Liaisons hertziennes Manicouagan, Arnaud, Montagnais et Manic-5	D-2010-003	94,4	112,3	115,2	2016
Poste Manicouagan – Réfection CS24 et systèmes connexes	D-2012-151	69,6	87,5	94,8	2019
Poste Madawaska	D-2013-130	63,1	84,7	76,9	2016
Poste Normand	D-2013-167	33,8	43,9	43,8	2017
Poste Duvernay - Remplacement système démarrage CS et autres	D-2014-083	33,4	47,5	47,5	2018
Poste Lévis - Remplacement et remise à neuf CS	D-2015-004	25,7	31,0	30,1	2017

7 Révisions des durées de vie utile

- 4 Le Transporteur présente dans le tableau 25 le détail des impacts sur la charge
- 5 d'amortissement découlant des révisions des durées de vie utile apportées par le
- 6 Transporteur en 2016 ainsi que celles qu'il compte, à ce jour, compléter en 2017 et 2018²⁸.

²⁷ HQT-9, Document 1, tableau 7.

²⁸ R-3401-98, D-2002-95, p. 91.

Tableau 25
Impact des révisions des durées de vie utile sur la charge d'amortissement

Catégorie et désignation	Année du changement	Ancienne durée de vie utile	Nouvelle durée de vie utile	Impact sur la charge d'amortissement (M\$)		
				Année historique 2016	Année de base 2017	Année témoin 2018
Câbles de garde à fibre optique	2016	35	40	(1,8)	(2,2)	(2,2)
Liaison hertzienne	2016	12	15	(0,5)	(1,9)	(1,5)
Équipement de commutation	2016	5	6	(0,4)	(1,2)	(0,5)
Isolateur	2017	40	60		(11,1)	(11,0)
Hauban et ancrage	2017	50	60		(4,4)	(4,4)
Câble de garde	2017	50	60		(1,9)	(1,9)
Multiplex numérique	2017	10	15		(5,0)	(4,1)
Autocommutateur	2017	6	12		(0,2)	(0,2)
Routeurs IP/MPLS	2017	10	8		1,0	1,3
Total				(2,7)	(26,9)	(24,5)

- 1 Le Transporteur présente également au tableau 26 l'impact des révisions des durées de vie
- 2 utile sur les revenus requis de l'année témoin 2018. Cet impact représente une diminution
- 3 de 0,6 % au niveau des revenus requis du Transporteur pour l'année témoin 2018.

Tableau 26
Impact des révisions des durées de vie utile (M\$)

	<u>2018</u>
Rendement sur la base de tarification	2,9
Augmentation de la base de tarification ¹	41,9
Taux moyen du coût du capital	6,841%
Dépenses nécessaires à la prestation du service	(24,5)
Diminution de la charge d'amortissement	(24,5)
Revenus requis	(21,6)

Note 1: Effet sur l'amortissement cumulé considérant chacune des années affectées depuis la modification de la durée de vie utile.

Annexe 1
Suivis administratifs

Annexe 1 – Suivis administratifs

Liste des projets

1. **Remplacement des liaisons hertziennes entre le poste Manicouagan, le poste Arnaud, le poste Montagnais et le complexe Manic-5**
(R-3716-2009, D-2010-003)
2. **Réfection d'un compensateur synchrone et des systèmes connexes du poste de la Manicouagan**
(R-3810-2012, D-2012-151)
3. **Remplacement du groupe convertisseur au poste de la Madawaska et travaux connexes**
(R-3849-2013, D-2013-130)
4. **Addition d'un transformateur à 315-34 kV au poste Normand**
(R-3847-2013, D-2013-167 et D-2014-039)
5. **Remplacement des systèmes de démarrage et de systèmes et d'équipements connexes liés aux compensateurs synchrones au poste Duvernay**
(R-3876-2014, D-2014-083)
6. **Remplacement et remise à neuf d'équipements liés aux compensateurs synchrones au poste de Lévis**
(R-3914-2014, D-2015-004)

Yves Fréchette

Avocat
Hydro-Québec – Affaires juridiques

Le 26 février 2016

M^e Véronique Dubois
Secrétaire
Régie de l'énergie
Tour de la Bourse
800, rue du Square-Victoria, bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

75, boul. René-Lévesque Ouest,
4^e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4
Tél. : 514 289-2211, poste 6925
Télec. : 514 289-2007
C. élec. : frechette.yves@hydro.qc.ca

OBJET : Suivi administratif – Décision D-2010-003 relative au remplacement des liaisons hertziennes entre le poste Manicouagan, le poste Arnaud, le poste Montagnais et le complexe hydroélectrique Manic-5
Notre dossier : R043220 YF

Chère consœur,

Comme suite à la décision D-2010-003 rendue le 20 janvier 2010, ainsi qu'à la décision D-2014-035 rendue le 5 mars 2014, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») informe la Régie de l'énergie (la « Régie ») de la situation particulière du projet visant à remplacer les liaisons hertziennes entre le poste Manicouagan, le poste Arnaud, le poste Montagnais et le complexe hydroélectrique Manic-5 (dossier R-3716-2009), qui entraîne une réévaluation de son coût et de l'échéancier.

Rappel des faits

Le 25 novembre 2009, le Transporteur dépose auprès de la Régie une demande selon l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la « Loi »), en vue d'obtenir l'autorisation de construire les immeubles et les actifs requis pour le remplacement des liaisons hertziennes entre le poste Manicouagan, le poste Arnaud, le poste Montagnais et le complexe hydroélectrique Manic-5.

Le projet vise à assurer la pérennité des liaisons hertziennes ayant atteint la fin de leur vie utile, la contribution et la performance de ces actifs étant essentielles pour assurer la stabilité et la fiabilité du réseau de transport électrique, sa conduite sécuritaire et sa maintenance.

Le coût total initial du projet s'élevait à 94,4 M\$ et des mises en service ont été réalisées en 2012, 2013 et 2015.

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

Dans sa décision D-2010-003, page 12, la Régie autorise comme suit le Transporteur à réaliser ce projet de remplacement des liaisons hertziennes :

« *La Régie de l'énergie :*

AUTORISE le Transporteur à réaliser le *Projet visant le remplacement des liaisons hertziennes entre le poste Manicouagan, le poste Arnaud, le poste Montagnais et le complexe hydroélectrique Manic-5;*

DEMANDE au Transporteur de présenter dans son rapport annuel, conformément à l'article 75 (5) de la Loi :

- *un tableau présentant le suivi annuel des coûts réels du Projet, avec le même niveau de détails que celui des tableaux de la pièce B-1, HQT-1 document 1, pages 37 et 38,*
- *le suivi de l'échéancier du Projet,*
- *le cas échéant, l'explication des écarts majeurs des coûts projetés et réels et des échéances.*

Dans cette même décision, la Régie mentionnait précédemment ce qui suit :

« [23] *La Régie prend acte de l'affirmation du Transporteur selon laquelle le coût total du Projet ne doit en aucun cas dépasser de plus de 15 % le montant autorisé par le conseil d'administration, auquel cas le Transporteur doit obtenir une nouvelle autorisation de ce dernier et que, le cas échéant, il s'engage à en informer la Régie en temps opportun. La Régie note également l'engagement du Transporteur à déployer tous les efforts afin de contenir les coûts du Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie. »*

Par la présente, le Transporteur informe la Régie que le coût de réalisation a été réévalué à la hausse et le dépassement est supérieur à 15 % du montant de 94,4 M\$ autorisé initialement par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec et par la Régie.

Réévaluation du coût du projet et de l'échéancier

La nécessité d'une réévaluation du coût du projet découle de plusieurs éléments survenus en cours de réalisation.

Ainsi, le 18 décembre 2015, le Conseil d'administration d'Hydro-Québec a autorisé une augmentation de 17,8 M\$ des crédits globaux, portant ainsi le coût du projet au montant de 112,2 M\$. La mise en service finale est maintenant prévue en octobre 2016.

Le Transporteur a fait état de la majorité des écarts à l'origine de cette augmentation notamment à la pièce HQT-3, Document 1 du *Rapport annuel 2014 du Transporteur*.

Explication des écarts

La hausse du coût du projet est principalement attribuable à la résiliation d'un contrat à la suite d'importants problèmes de logistique sur les sites des travaux, de retards et de difficultés financières majeures d'un entrepreneur. Par conséquent, un entrepreneur

distinct ainsi qu'Hydro-Québec ont dû poursuivre les travaux. Cette situation explique les principaux écarts suivants :

- Ingénierie externe plus élevée que prévue (**1,5 M\$**) ;
- Coûts additionnels dus à la prolongation de la durée des travaux (stratégie de mise en route affectée) (**3,7 M\$**) ;
- Approvisionnement du matériel majeur (appel d'offres) plus élevé que prévu (**5,0 M\$**) ;
- Parachèvement des travaux visés par le projet (**5,1 M\$**) ;
- Travaux supplémentaires en cours de projet (**1,8 M\$**) ;
- Logistique d'hébergement non prévue (campement) (**4,4 M\$**) ;
- Gérance (surveillance de chantier) plus élevée que prévu (**2,4 M\$**) ;
- Frais financiers supplémentaires liés à la prolongation du projet (**1,0 M\$**).

Le tableau 1 suivant présente, par élément, le coût du projet selon l'autorisation initiale, le coût révisé ainsi que les écarts. Le Transporteur signale que le total des écarts énoncés ci-dessus, soit 24,9 M\$, est atténué par l'utilisation de la provision, de l'ordre de 7,1 M\$, dans le cadre du projet.

Tableau 1
Détails des coûts – Remplacement des liaisons hertziennes entre le poste Manicouagan, le poste Arnaud, le poste Montagnais et le complexe hydroélectrique Manic-5 (en milliers de dollars)

Élément	Autorisation initiale D- 2010- 003	Coût révisé	Écart
Études d'avant-projet	2 615,3	3 054,1	438,8
Ingénierie	7 801,7	9 677,8	1 876,1
Maintenance et Exploitation	5 566,4	9 211,9	3 645,5
Approvisionnement	22 197,9	29 083,4	6 885,5
Construction	26 289,6	36 012,4	9 722,8
Gérance	10 911,5	13 534,1	2 622,6
Frais financiers	9 848,9	10 857,5	1 008,6
Autres coûts et provision	9 207,3	845,1	(8 362,2)
	94 438,6	112 276,3	17 837,7

Le Transporteur précise que malgré la réévaluation du coût du projet, la nature des travaux et les objectifs de ce dernier n'ont pas changé et la solution recommandée reste la même.

Le Transporteur est disponible pour fournir les informations supplémentaires que la Régie jugerait utile de lui demander à l'égard de la présente.

Par ailleurs, le Transporteur réitère que le projet est toujours nécessaire afin d'assurer la pérennité des liaisons hertziennes, la contribution et la performance de ces actifs étant essentielles pour assurer la stabilité et la fiabilité du réseau de transport électrique, sa conduite sécuritaire et sa maintenance. Il réitère son engagement à déployer tous les efforts afin de contenir le coût du projet à l'intérieur des limites ci-dessus décrites.

Veillez recevoir, chère consœur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

(s) Yves Fréchette

Yves Fréchette
/jg

Yves Fréchette
Avocat
Hydro-Québec – Affaires juridiques

Le 31 juillet 2015

75, boul. René-Lévesque Ouest,
4e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4
Tél. : (514) 289-2211, poste 6925
Télééc. : (514) 289-2007
C. élec. : frechette.yves@hydro.qc.ca

M^e Véronique Dubois
Secrétaire
Régie de l'énergie
Tour de la Bourse
800, rue du Square-Victoria, bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

OBJET : Suivi administratif – Décision D-2012-151 relative au projet de réfection d'un compensateur synchrone et des systèmes connexes du poste de la Manicouagan
Notre dossier : R043220 YF

Chère consœur,

Comme suite aux instructions de la Régie dans sa demande 14.2, incluse à sa demande de renseignements numéro 2 du 13 juillet 2015 sur le *Rapport annuel 2014 du Transporteur*, et à la décision D-2012-151, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») informe la Régie de l'énergie (la « Régie ») de la situation particulière du projet visant la réfection d'un compensateur synchrone et des systèmes connexes du poste de la Manicouagan (dossier R-3810-2012), qui entraîne une réévaluation de son coût.

Rappel des faits

Le 17 juillet 2012, le Transporteur dépose auprès de la Régie une demande selon l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la « Loi »), en vue d'obtenir l'autorisation pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs requis pour procéder à la réfection majeure du compensateur synchrone (« CS ») CS24 du poste de la Manicouagan, ainsi que de l'ensemble des systèmes auxiliaires connexes.

Le projet vise à assurer la pérennité des installations, à en prolonger la vie utile et à en améliorer la fiabilité. En plus de la réfection du compensateur CS24, le Projet consiste au remplacement, à la réfection ou à l'ajout de divers systèmes auxiliaires qui sont nécessaires au bon fonctionnement des deux compensateurs existants CS23 et CS24, tels que les systèmes d'excitation statiques, de lubrification, de refroidissement, de ventilation, de commande et protection.

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

Le coût total initial du projet s'élevait à 69,6 M\$ et la mise en service en était prévue en novembre 2014.

Dans sa décision D-2012-151, page 10, la Régie autorise comme suit le Transporteur à réaliser le projet de réfection d'un compensateur synchrone et des systèmes connexes du poste de la Manicouagan :

« La Régie de l'énergie :

AUTORISE le Transporteur à réaliser le projet de réfection d'un compensateur synchrone et des systèmes connexes au poste de la Manicouagan;

DEMANDE au Transporteur de présenter dans son rapport annuel, conformément à l'article 75 (5) de la Loi :

- un tableau présentant le suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et le même niveau de détails que ceux du tableau 4 de la pièce B-0004, page 19;
- le suivi de l'échéancier du Projet;
- le cas échéant, l'explication des écarts majeurs des coûts projetés et réels et des échéances.

Dans cette même décision, la Régie mentionnait précédemment ce qui suit :

« [35] La Régie prend acte que le Transporteur s'engage à informer la Régie en temps opportun si le coût total du Projet devait dépasser de plus de 15 % le montant autorisé par cette décision. ».

Le 27 avril 2015, le Transporteur dépose auprès de la Régie son rapport annuel 2014 en conformité avec l'article 75 de la Loi. Il y mentionne qu'en raison de l'importance des travaux nécessaires aux fins de la consolidation des informations pour l'ensemble des projets majeurs en cours nécessitant des suivis, la pièce HQT-3, Document 1 visant l'état d'avancement de ces projets sera déposée à la fin mai 2015.

Le 29 mai 2015, le Transporteur dépose auprès de la Régie la pièce HQT-3, Document 1 de son rapport annuel 2014.

À la section 21 de la pièce HQT-3, Document 1 (pages 48 et 49) de son rapport annuel 2014, le Transporteur présente le suivi des coûts du projet de réfection d'un compensateur synchrone et des systèmes connexes du poste de la Manicouagan (dossier R-3810-2012). Il indique que la nouvelle prévision du coût total du projet est de 87,5 M\$. Le Transporteur précise également que cette prévision de 87,5 M\$ « a fait l'objet d'une nouvelle demande d'autorisation au Conseil d'administration d'Hydro-Québec le 24 avril 2015 puisqu'elle dépasse de plus de 15 % la valeur initialement autorisée par celui-ci. ». Les justifications des principaux écarts sont également présentées à la page 49 de la pièce HQT-3, Document 1.

Dans le cours de son examen du rapport annuel 2014 du Transporteur, la Régie demande à ce dernier de lui transmettre, dans le cadre du suivi administratif de la décision D-2012-151 relative au projet, l'information détaillée portant sur la réévaluation

du coût du projet du montant de 69,6 M\$ autorisé initialement par le conseil d'administration d'Hydro-Québec et par la Régie. Le Transporteur présente donc ci-après l'information demandée.

Réévaluation du coût du projet

La nécessité d'une réévaluation du coût du projet découle de plusieurs éléments survenus en cours de réalisation.

Explication des écarts

Les principaux éléments déclencheurs de la hausse du coût du projet sont les suivants :

- Report des travaux de réfection du compensateur synchrone CS23 causé par le bris du compensateur synchrone CS24 dont la réfection a été priorisée – impact à la hausse sur les coûts client et les frais financiers (**11,5 M\$**) ;
- Coûts d'approvisionnement plus élevés – ajout de deux disjoncteurs (**1,3 M\$**) ;
- Coûts de construction plus élevés que prévu – émission d'un nouvel appel d'offres suite au bris de contrat occasionné par le report de l'échéancier en 2017 (**6,3 M\$**) ;
- Coûts de gérance interne – coûts plus élevés que prévu en raison du retard dans les activités de chantier (**3,2 M\$**) ;
- Utilisation de la provision due à la hausse des coûts de construction (**-5,0 M\$**).

Le tableau 1 suivant présente, par élément, le coût du projet selon l'autorisation initiale, le coût révisé ainsi que les écarts.

Tableau 1
Détails des coûts – Poste de la Manicouagan
(en milliers de dollars)

Élément	Autorisation initiale D-2012-151	Coût révisé	Écart
Études d'avant-projet	440	495	55
Ingénierie	5 900	6 624	724
Travaux du Transporteur (« client »)	7 367	10 700	3 333
Approvisionnement	15 047	16 310	1 263
Construction	16 205	22 470	6 265
Gestion	5 506	8 318	2 812
Clé en main	8 931	8 664	(267)
Frais financiers	3 463	11 679	8 216
Provision	5 588	600	(4 988)
Autres coûts	1 131	1 658	527
	69 578	87 518	17 940

Le Transporteur précise que malgré la réévaluation du coût du projet, la nature des travaux et les objectifs de ce dernier n'ont pas changé et la solution recommandée reste la même.

Le Transporteur est disponible pour fournir les informations supplémentaires que la Régie jugerait utile de lui demander à l'égard de la présente.

Par ailleurs, le Transporteur réitère que le projet est toujours nécessaire afin d'assurer la pérennité et la fiabilité du poste de la Manicouagan. Il réitère son engagement à déployer tous les efforts afin de contenir le coût du projet à l'intérieur des limites ci-dessus décrites.

Veuillez recevoir, chère consœur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

(s) Yves Fréchette

Yves Fréchette

Yves Fréchette
Avocat
Hydro-Québec – Affaires juridiques

Le 18 décembre 2014

75, boul. René-Lévesque Ouest,
4e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4
Tél. : (514) 289-2211, poste 6925
Télec. : (514) 289-2007
C. élec. : frechette.yves@hydro.qc.ca

M^e Véronique Dubois
Secrétaire
Régie de l'énergie
Tour de la Bourse
800, rue du Square-Victoria, bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

OBJET : Suivi administratif – Décision D-2013-130 relative au remplacement du groupe convertisseur au poste de la Madawaska et travaux connexes
Notre dossier : R043220 YF

Chère consœur,

Comme suite aux instructions de la Régie dans sa demande 23.2, incluse à sa demande de renseignements numéro 1 du 14 novembre 2014 sur le *Rapport annuel 2013 du Transporteur*, et à la décision D-2013-130, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») informe la Régie de l'énergie (la « Régie ») de la situation particulière du projet visant à remplacer le groupe convertisseur au poste de la Madawaska et à y réaliser des travaux connexes (dossier R-3549-2013), qui entraîne une réévaluation de son coût.

Rappel des faits

Le 6 juin 2013, le Transporteur dépose auprès de la Régie une demande selon l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la « Loi »), en vue d'obtenir l'autorisation pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs requis pour le remplacement du groupe convertisseur au poste de la Madawaska et la réalisation de travaux connexes relatifs à la partie à 315-345 kV du poste.

Le projet vise à assurer la pérennité et la fiabilité du poste de la Madawaska et à assurer la continuité du service de transport, au moyen du remplacement de ce groupe convertisseur, dont une grande partie des composantes approchent ou dépassent la fin de leur durée d'utilité. Les travaux connexes visent les systèmes de commande et de protection liés à la partie à 315-345 kV du poste, qui atteignent également la fin de leur durée d'utilité.

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

Le coût total initial du projet s'élevait à 63,1 M\$ et la mise en service en était prévue en octobre 2015.

Dans sa décision D-2013-130, page 15, la Régie autorise comme suit le Transporteur à réaliser le projet de remplacement du groupe convertisseur au poste de la Madawaska et les travaux connexes :

« *La Régie de l'énergie :*

AUTORISE le Transporteur à réaliser le projet de remplacement du groupe convertisseur au poste de la Madawaska et les travaux connexes;

DEMANDE au Transporteur de présenter dans son rapport annuel, conformément à l'article 75 (5) de la Loi et selon les instructions formulées par la Régie dans la présente décision :

- un suivi des coûts réels du Projet,
- un suivi de l'échéancier du Projet,
- le cas échéant, l'explication des écarts majeurs des coûts entre les coûts réels et ceux projetés dans le présent dossier,

et de l'informer de toute modification aux travaux planifiés dans le cadre du Projet qui fait l'objet de la présente décision [...] »

Dans cette même décision, la Régie mentionnait précédemment ce qui suit :

« [41] Par ailleurs, la Régie prend acte de l'engagement du Transporteur de ne pas dépasser de plus de 15 % le montant autorisé par le conseil d'administration d'Hydro-Québec (le CA). Le cas échéant, il devra obtenir une nouvelle autorisation du CA et en informer la Régie en temps opportun. La Régie note également l'engagement du Transporteur à déployer tous les efforts afin de contenir les coûts du Projet à l'intérieur des montants précités. »

Par la présente, le Transporteur informe la Régie que le coût de réalisation a été réévalué à la hausse et le dépassement est supérieur à 15 % du montant de 63,1 M\$ autorisé initialement par le conseil d'administration d'Hydro-Québec et par la Régie.

Réévaluation du coût du projet

La nécessité d'une réévaluation du coût du projet découle de plusieurs éléments survenus en cours de réalisation.

Ainsi, le 20 juin 2014, le Conseil d'administration d'Hydro-Québec a autorisé une augmentation de 21,6 M\$ des crédits globaux, portant ainsi le coût du projet au montant de 84,7 M\$. Le 4 juillet 2013, Le Transporteur a fait état des écarts à l'origine de cette augmentation à la pièce HQT-3, Document 1 du *Rapport annuel 2013 du Transporteur*.

Explication des écarts

Les principaux éléments déclencheurs de la hausse du coût du projet sont les suivants :

- La hausse du coût d'approvisionnement imputable à un contexte de marché défavorable constaté lors de l'ouverture des soumissions et prévalant lors de la conclusion d'un contrat globalisé pour le remplacement du groupe convertisseur au poste de la Madawaska, ainsi qu'aux ajustements requis pour répondre aux exigences techniques (**4,5 M\$**) ;
- La sous-évaluation des systèmes de climatisation (salle des valves et services auxiliaires) (**3,5 M\$**) ;
- La variation du taux de change depuis 2012 (**4,0 M\$**) ;
- L'impact de la prolongation de l'échéancier sur l'ingénierie, les frais de gestion et les frais financiers (**6,5 M\$**) ;
- L'augmentation des coûts liés à la partie à 315-345 kV du poste : renforcement sismique du bâtiment, système de protection incendie et autres travaux de mise à niveau (**5,2 M\$**).

Le tableau 1 suivant présente, par élément, le coût du projet selon l'autorisation initiale, le coût révisé ainsi que les écarts.

Tableau 1
Détails des coûts – Poste de la Madawaska
(en milliers de dollars)

Élément	Autorisation initiale D-2013-130	Coût révisé	Écart
Études d'avant-projet	993,2	1 012,0	18,8
Ingénierie	3 077,8	5 054,1	1 976,3
Travaux du Transporteur (« client »)	6 302,4	7 042,5	740,1
Approvisionnement	24 512,1	33 272,3	8 760,2
Construction	14 084,9	20 666,9	6 582,0
Gérance	2 901,4	5 322,7	2 421,3
Frais financiers	2 935,7	5 934,8	2 999,1
Autres coûts et provision	8 324,9	6 394,7	-1 930,2
	63 132,4	84 700,0	21 567,6

Le Transporteur précise que malgré la réévaluation du coût du projet, la nature des travaux et les objectifs de ce dernier n'ont pas changé et la solution recommandée reste la même.

Le Transporteur est disponible pour fournir les informations supplémentaires que la Régie jugerait utile de lui demander à l'égard de la présente.

Par ailleurs, le Transporteur réitère que le projet est toujours nécessaire afin d'assurer la pérennité et la fiabilité du poste de la Madawaska, qui constitue l'un des points d'interconnexion du réseau de transport avec les réseaux voisins. Il réitère son engagement à déployer tous les efforts afin de contenir le coût du projet à l'intérieur des limites ci-dessus décrites.

Veillez recevoir, chère consœur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

(s) Yves Fréchette

Yves Fréchette

Le 16 novembre 2016

M. Pierre Méthé
Secrétaire
Régie de l'énergie
Tour de la Bourse
800, rue du Square-Victoria, bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

OBJET : Suivi administratif – Décision D-2013-167 relative à l'addition d'un transformateur à 315-34 kV au poste Normand
Notre dossier : R043220 YF

Cher monsieur,

Comme suite à la décision D-2013-167 rendue le 10 octobre 2013, ainsi qu'à la décision D-2014-035 rendue le 5 mars 2014, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») informe la Régie de l'énergie (la « Régie ») de la situation particulière du projet visant l'addition d'un transformateur à 315-34 kV au poste Normand, qui entraîne une réévaluation de son coût et de l'échéancier.

Rappel des faits

Le 29 mai 2013, le Transporteur dépose auprès de la Régie une demande selon l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la « Loi »), en vue d'obtenir l'autorisation de construire les immeubles et les actifs requis pour l'addition d'un troisième transformateur à 315-34 kV d'une puissance de 125 MVA au poste Normand.

Le projet vise à augmenter la capacité de transformation du poste Normand ainsi que le support réactif pour assurer un soutien adéquat de la part du réseau à 315 kV. Ces travaux s'avèrent essentiels pour répondre à la croissance de la charge du secteur de Fermont et respecter les exigences et les critères de conception du Transporteur.

Le coût total initial du projet s'élevait à 33,8 M\$ et une mise en service a été réalisée en 2016.

Dans sa décision D-2013-167, page 13, la Régie autorise comme suit le Transporteur à réaliser ce projet d'addition d'un troisième transformateur au poste Normand :

¹ RLRQ c. R-6.01.

« La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la demande en partie;

AUTORISE le Transporteur à réaliser le Projet relatif à l'addition d'un transformateur à 315-34 kV au poste Normand;

RÉSERVE sa décision sur le suivi du projet au rapport annuel; et

DEMANDE au Transporteur de soumettre, pour le 31 octobre 2013, sa proposition de suivi de ce dossier à son rapport annuel;

ACCUEILLE la demande de traitement confidentiel du Transporteur relativement à l'annexe 1 de la pièce B-0005; [...] »

Dans cette même décision, la Régie mentionnait précédemment ce qui suit :

« La Régie prend acte de l'affirmation du Transporteur à l'effet que le coût total du Projet ne doit pas dépasser de plus de 15 % le montant autorisé par le conseil d'administration d'Hydro-Québec, sinon il devra obtenir une nouvelle autorisation de ce dernier. Le cas échéant, il s'engage à en informer la Régie en temps opportun. Cette dernière prend note également du fait que le Transporteur s'efforcera de contenir les coûts du Projet à l'intérieur des montants précités. »

Le 10 mars 2014, par sa décision D-2014-039, la Régie accueillait la proposition de suivi des coûts du projet présentée par le Transporteur conformément à la décision D-2013-167.

Par la présente, le Transporteur informe la Régie que le coût de réalisation a été réévalué à la hausse et le dépassement est supérieur à 15 % du montant de 33,8 M\$ autorisé initialement par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec et par la Régie.

Réévaluation du coût du projet et de l'échéancier

La nécessité d'une réévaluation du coût du projet découle de plusieurs éléments survenus en cours de réalisation.

Ainsi, dans le cadre du *Rapport annuel 2015 du Transporteur*² et en réponse à la demande de renseignements 12.1 sur ce rapport³, le Transporteur a fait état des principaux écarts à l'origine d'une augmentation du coût du projet.

Le 14 octobre 2016, le Conseil d'administration d'Hydro-Québec a autorisé une augmentation de 10,1 M\$ des crédits globaux, portant ainsi le coût du projet au montant de 43,9 M\$. La mise en service finale est maintenant prévue en août 2017. Le Transporteur explique ci-après les principaux écarts en fonction de cette récente réévaluation.

² Pièce HQT-5, Document 1, pages 53-54.

³ Pièce HQT-8, Document 1, page 12.

Explication des écarts

La hausse du coût du projet est principalement attribuable aux délais d'obtention de permis pour le passage du transformateur sur les voies terrestre et ferroviaire, retardant sa livraison au chantier du poste Normand ; à une défektivité d'une composante du transformateur ; ainsi qu'aux difficultés de coordination des étapes de réalisation du projet avec l'alimentation électrique du secteur. Ces événements ont causé un retard important sur les échéanciers initiaux et une prolongation des activités du chantier.

Cette hausse du coût du projet découle également de travaux civils plus importants que prévu, de la réalisation des travaux civils en période hivernale et de travaux d'excavation supplémentaires par rapport à ceux initialement estimés. Parallèlement, le projet a bénéficié d'un approvisionnement favorable.

Ces facteurs ont surtout influé sur les éléments suivants :

- Coûts du client (hausse de **4,1 M\$**) ;
- Construction (hausse de **4,8 M\$**) ;
- Gérance (hausse de **1,6 M\$**) ;
- Frais financiers de l'étape projet (hausse de **1,2 M\$**) ;
- Provision (baisse de **1,3 M\$**) ;
- Approvisionnement (baisse de **1,2 M\$**).

Le tableau 1 suivant présente, par élément, le coût du projet selon l'autorisation initiale, le coût révisé ainsi que les écarts.

Tableau 1
Détails des coûts – Poste Normand
(en milliers de dollars)

Élément	Autorisation initiale D-2013-167	Coût révisé	Écart
Études d'avant-projet	458	590	132
Autres coûts (avant-projet)	1	0	-1
Frais financiers (avant-projet)	17	0	-17
Ingénierie interne	920	968	48
Ingénierie externe	601	948	347
Client	2 749	6 852	4 103
Approvisionnement	9 465	8 266	-1 199
Construction	12 316	17 116	4 800
Gérance interne	2 042	3 267	1 225
Gérance externe	292	688	396
Provision	2 541	1 200	-1 341
Autres coûts	332	771	439
Frais financiers	2 018	3 218	1 200
TOTAL	33 752	43 884	10 132

Le Transporteur précise que malgré la réévaluation du coût du projet, la nature des travaux et les objectifs de ce dernier n'ont pas changé et la solution recommandée reste la même.

Le Transporteur est disponible pour fournir les informations supplémentaires que la Régie jugerait utile de lui demander à l'égard de la présente.

Par ailleurs, le Transporteur réitère que le projet est toujours nécessaire afin de maintenir un service de transport permettant de répondre aux besoins des clients, en assurant la continuité et la qualité de ce service, dans le respect des critères de conception de son réseau. Il réitère son engagement à déployer tous les efforts afin de contenir le coût du projet à l'intérieur des limites ci-dessus décrites.

Veillez recevoir, Cher monsieur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

(s) Yves Fréchette

Yves Fréchette

Yves Fréchette
Avocat
Hydro-Québec
Vice-présidence – Affaires juridiques

Le 30 mai 2017

Monsieur Pierre Méthé
Secrétaire
Régie de l'énergie
Tour de la Bourse
800, rue du Square-Victoria, bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

75, boul. René-Lévesque Ouest,
4e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4
Tél. : 514 289-2211, poste 6925
Télec. : 514 289-2007
C. élec. : frechette.yves@hydro.qc.ca

OBJET : Suivi administratif – Décision D-2014-083 relative au remplacement des systèmes de démarrage et de systèmes et d'équipements connexes liés aux compensateurs synchrones au poste de Duvernay
Votre dossier : R-3876-2014
Notre dossier : R048910 YF

Cher Monsieur,

Comme suite à la décision D-2014-083 rendue le 26 mai 2014, ainsi qu'à la décision D-2014-035 rendue le 5 mars 2014, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») informe la Régie de l'énergie (la « Régie ») de la situation particulière du projet visant à remplacer le système de démarrage de chacun des trois compensateurs synchrones (ou « CS ») au poste de Duvernay, ainsi que certains systèmes et équipements connexes (le « Projet ») (dossier R-3876-2014), qui entraîne une réévaluation de son coût et de l'échéancier.

Rappel des faits

Le 26 février 2014, le Transporteur dépose auprès de la Régie une demande selon l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la « Loi »), en vue d'obtenir l'autorisation de construire les immeubles et les actifs requis pour le remplacement du système de démarrage de chacun des trois compensateurs synchrones au poste de Duvernay, et de certains systèmes et équipements connexes.

Le Projet vise à prolonger la durée d'utilité des CS à ce poste et ainsi assurer la pérennité de ces compensateurs et en maintenir la fiabilité.

Le coût total initial du projet s'élevait à 33,4 M\$ et sa mise en service était prévue pour le mois de septembre 2017.

Dans sa décision D-2014-083, page 11, la Régie autorise comme suit le Transporteur à réaliser ce Projet :

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

« La Régie de l'énergie :

AUTORISE le Transporteur à réaliser le projet de remplacement des systèmes de démarrage et de systèmes et d'équipements connexes liés aux compensateurs synchrones au poste Duvernay, le tout conformément à la preuve soumise au soutien de la présente demande. Le Transporteur ne pourra apporter, sans autorisation préalable de la Régie, aucune modification au Projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable la nature, les coûts ou la rentabilité;

DEMANDE au Transporteur de présenter dans son rapport annuel, conformément à l'article 75 (5) de la Loi :

- un tableau présentant le suivi annuel des coûts réels du Projet, avec le même niveau de détails que ceux du tableau 4 de la pièce B-0004, page 14,
- le suivi de l'échéancier du Projet,
- le cas échéant, l'explication des écarts majeurs des coûts projetés et réels et des échéances.

Dans cette même décision, la Régie mentionnait précédemment ce qui suit :

« [24] Par ailleurs, le Transporteur souligne que le coût total du Projet ne doit pas dépasser plus de 15 % du montant autorisé par le Conseil d'administration, auquel cas il doit obtenir une nouvelle autorisation de ce dernier. Le cas échéant, le Transporteur s'engage à en informer la Régie en temps opportun. Il souligne qu'il s'efforcera de contenir les coûts du Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie. »

Par la présente, le Transporteur informe la Régie que le coût de réalisation a été réévalué à la hausse et le dépassement est supérieur à 15 % du montant de 33,4 M\$ autorisé initialement par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec et par la Régie.

Réévaluation du coût du projet et de l'échéancier

La nécessité d'une réévaluation du coût du projet découle de plusieurs éléments survenus en cours de réalisation.

Ainsi, le 24 mars 2017, le Conseil d'administration d'Hydro-Québec a autorisé une augmentation de 14,1 M\$ des crédits globaux, portant ainsi le coût du projet au montant de 47,5 M\$. Sa mise en service finale est maintenant prévue pour le mois de novembre 2018.

Le Transporteur fait état de la majorité des écarts à l'origine de cette augmentation à la pièce HQT-5, Document 1² du *Rapport annuel 2016 du Transporteur*.

Explication des écarts

La hausse du coût du projet découle principalement de la sous-estimation initiale de l'envergure des travaux requis pour le remplacement de systèmes de démarrage de chacun des trois compensateurs synchrones par une nouvelle technologie à variateur de fréquence. Cette situation explique les principaux écarts suivants :

² Pages 39 et 40.

- Approvisionnement et construction – Coûts des travaux plus élevés que prévu et marché défavorable pour l'acquisition de matériel majeur (**6,2 M\$**) ;
- Client – Heures de mise en route et de mise en service plus élevées que prévu (**5,3 M\$**) ;
- Gérance interne – Coûts plus élevés que prévu en raison de la révision de la planification des travaux sur trois ans au lieu de deux ans comme prévu initialement (**2,8 M\$**) ;
- Diminution de la provision selon l'avancement des travaux (**-2,3 M\$**).

Le tableau 1 suivant présente, par élément, le coût du projet selon l'autorisation initiale, le coût révisé ainsi que les écarts.

Tableau 1
Détails des coûts – Remplacement des systèmes de démarrage et de systèmes et d'équipements connexes liés aux compensateurs synchrones au poste de Duvernay
 (en milliers de dollars)

	Autorisation initiale D-2014-083	Coût révisé	Écart
Coûts de l'avant-projet			
Études d'avant-projet	324	367	43
Autres coûts	4	0	(4)
Frais financiers	13	0	(13)
Sous-total	341	367	26
Coûts du projet			
Ingénierie interne	2 087	2 689	602
Ingénierie externe	1 442	2 005	563
Client	3 770	9 063	5 293
Approvisionnement	10 957	12 754	1 797
Construction	7 552	11 956	4 404
Gérance interne	1 695	4 507	2 812
Gérance externe	473	294	(179)
Provision	2 819	500	(2 319)
Autres coûts	596	906	310
Frais financiers	1 676	2 482	806
Sous-total	33 067	47 156	14 089
TOTAL	33 408	47 523	14 115

Le Transporteur précise que malgré la réévaluation du coût du projet, la nature des travaux et les objectifs de ce dernier n'ont pas changé et la solution recommandée reste la même.

Le Transporteur est disponible pour fournir les informations supplémentaires que la Régie jugerait utile de lui demander à l'égard de la présente.

Par ailleurs, le Transporteur réitère que le projet demeure nécessaire afin d'assurer la pérennité d'actifs liés aux trois compensateurs synchrones au poste de Duvernay. Il permet de maintenir la fiabilité, l'exploitation sécuritaire du réseau de transport et la continuité de service aux clients. Il réitère son engagement à déployer tous les efforts afin de contenir le coût du projet à l'intérieur des limites ci-dessus décrites.

Veuillez recevoir, cher Monsieur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

(s) Yves Fréchette

Yves Fréchette

Le 30 mai 2017

Monsieur Pierre Méthé
Secrétaire
Régie de l'énergie
Tour de la Bourse
800, rue du Square-Victoria, bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

75, boul. René-Lévesque Ouest,
4e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4
Tél. : 514 289-2211, poste 6925
Télec. : 514 289-2007
C. élec. : frechette.yves@hydro.qc.ca

OBJET : Suivi administratif – Décision D-2015-004 relative au remplacement et à la remise à neuf d'équipements liés aux compensateurs synchrones au poste de Lévis
Votre dossier : R-3914-2014
Notre dossier : R049992 YF

Cher Monsieur,

Comme suite à la décision D-2015-004 rendue le 28 janvier 2015, ainsi qu'à la décision D-2014-035 rendue le 5 mars 2014, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») informe la Régie de l'énergie (la « Régie ») de la situation particulière du projet visant le remplacement et la remise à neuf d'équipements liés aux deux compensateurs synchrones (ou « CS ») au poste de Lévis (le « Projet ») (dossier R-3914-2014), qui entraîne une réévaluation de son coût et de l'échéancier.

Rappel des faits

Le 31 octobre 2014, le Transporteur dépose auprès de la Régie une demande selon l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la « Loi »), en vue d'obtenir l'autorisation de construire les immeubles et les actifs requis pour remplacer le système de démarrage de chacun des deux compensateurs synchrones au poste de Lévis et certains équipements connexes, de même qu'à remettre à neuf l'ensemble des pôles du rotor de l'un d'eux.

Le Projet vise à prolonger la durée d'utilité des CS à ce poste afin d'assurer la pérennité de ces compensateurs et d'en maintenir la fiabilité.

Le coût total initial du projet s'élevait à 25,7 M\$ et ses mises en service étaient prévues pour les mois de novembre 2015 et novembre 2016.

Dans sa décision D-2015-004, page 13, la Régie autorise comme suit le Transporteur à réaliser ce projet de remplacement et de remise à neuf d'équipements liés aux CS au poste de Lévis :

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

« La Régie de l'énergie :

AUTORISE le Transporteur à réaliser le *Projet relatif au remplacement et à la remise à neuf d'équipements liés aux compensateurs synchrones au poste de Lévis, tel que décrit dans le présent dossier;*

DEMANDE au Transporteur de présenter dans son rapport annuel, conformément à l'article 75 (5) de la Loi :

- un tableau présentant le suivi des coûts réels du *Projet*, sous la même forme et le même niveau de détails que ceux du tableau 4 de la pièce B-0004;
- un suivi de l'échéancier du *Projet*,
- le cas échéant, l'explication des écarts majeurs des coûts projetés et réels et des échéances. »

Dans cette même décision, la Régie mentionnait précédemment ce qui suit :

« [29] Le Transporteur soumet que le coût total du *Projet* ne doit pas dépasser plus de 15 % du montant autorisé par le conseil d'administration d'Hydro-Québec. Le cas échéant, il devra obtenir une nouvelle autorisation de ce dernier et s'engage à en informer la Régie en temps opportun. Le Transporteur souligne qu'il s'efforcera de contenir les coûts du *Projet* à l'intérieur du montant autorisé par la Régie. »

Par la présente, le Transporteur informe la Régie que le coût de réalisation a été réévalué à la hausse et le dépassement est supérieur à 15 % du montant de 25,7 M\$ autorisé initialement par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec et par la Régie.

Réévaluation du coût du projet et de l'échéancier

La nécessité d'une réévaluation du coût du projet découle de plusieurs éléments survenus en cours de réalisation.

Ainsi, le 24 mars 2017, le Conseil d'administration d'Hydro-Québec a autorisé une augmentation de 5,2 M\$ des crédits globaux, portant ainsi le coût du projet au montant de 31 M\$. Sa mise en service finale est maintenant prévue pour le mois de novembre 2017.

Le Transporteur fait état de la majorité des écarts à l'origine de cette augmentation à la pièce HQT-5, Document 1² du *Rapport annuel 2016 du Transporteur*.

Explication des écarts

La hausse du coût du projet découle principalement de la sous-estimation initiale de l'envergure des travaux requis pour le remplacement des systèmes de démarrage de chacun des deux compensateurs synchrones par une nouvelle technologie à variateur de fréquence. Elle est également attribuable au défaut constaté sur l'un des pôles du rotor du CS31 lors de leur remise à neuf. Cette situation explique les principaux écarts suivants :

² Pages 61 et 62.

- Construction et contrat globalisé - Révision des travaux à la hausse due à un défaut sur un pôle du CS31 (**2,9 M\$**) ;
- Client – Heures de mise en route et de mise en service plus élevées que prévu (**2,4 M\$**) ;
- Gérance interne – Coûts plus élevés que prévu en raison de la révision de la planification des travaux sur deux ans au lieu d'un an comme prévu initialement (**0,7 M\$**) ;
- Diminution de la provision selon l'avancement des travaux (**-1,8 M\$**).

Le tableau 1 suivant présente, par élément, le coût du projet selon l'autorisation initiale, le coût révisé ainsi que les écarts.

Tableau 1
Détails des coûts – Remplacement et remise à neuf d'équipements liés aux compensateurs synchrones au poste de Lévis (en milliers de dollars)

	Autorisation initiale D-2015-004	Coût révisé	Écart
Coûts de l'avant-projet			
Études d'avant-projet	218	339	121
Autres coûts	3	0	(3)
Frais financiers	2	0	(2)
Sous-total	223	339	116
Coûts du projet			
Ingénierie interne	1 513	1 688	175
Ingénierie externe	991	1 090	99
Client	1 414	3 801	2 387
Approvisionnement	5 880	5 856	(24)
Construction	2 810	4 110	1 300
Contrat globalisé ³	7 183	8 802	1 619
Gérance interne	1 997	2 698	701
Gérance externe	318	470	152
Provision	2 179	371	(1 808)
Autres coûts	472	671	199
Frais financiers	761	1 068	307
Sous-total	25 518	30 625	5 107
TOTAL	25 741	30 964	5 223

³ Pour ce projet, Hydro-Québec Innovation, Équipement et services partagés a procédé en 2015 à l'octroi d'un contrat globalisé. Les coûts spécifiques de ce contrat pour les rubriques approvisionnement et construction sont, par conséquent, suivis globalement.

Le Transporteur précise que malgré la réévaluation du coût du projet, la nature des travaux et les objectifs de ce dernier n'ont pas changé et la solution recommandée reste la même.

Le Transporteur est disponible pour fournir les informations supplémentaires que la Régie jugerait utile de lui demander à l'égard de la présente.

Par ailleurs, le Transporteur réitère que le projet demeure nécessaire afin d'assurer la pérennité d'actifs liés aux deux compensateurs synchrones au poste de Lévis. Il permet de maintenir la fiabilité, l'exploitation sécuritaire du réseau de transport et la continuité de service aux clients. Il réitère son engagement à déployer tous les efforts afin de contenir le coût du projet à l'intérieur des limites ci-dessus décrites.

Veillez recevoir, cher Monsieur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

(s) Yves Fréchette

Yves Fréchette