

Pièce déposée sous pli confidentiel

Annexe 1

Schémas de liaison du projet



Annexe 2

Liste des principales normes techniques appliquées au Projet



Poste Arnaud

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
Liste des Caractéristiques électriques générales	0636-20620-017-01-C-PL-A
Jeu de barres 170 kV	JB-161-4000-50-02
Sectionneur 170 kV	SE-161-4000-50-01
Disjoncteur 170 kV	DI-161-4000-50-01
Transformateur de courant 170 kV	TC-161-01-93
Transformateur de tension 170 kV	TT-161-01-93
Sectionneur de terre 170 kV	0636-20600-093-01-0-PL-A
Étude des courants de défaut	0636-20600-063-07-F-PL-A
Automatisme et protection	0636-20600-086-01-C-PL-A

Exigence particulière de conception	Numéro d'identification 5327-25200-001			
Environnement	5327-25200-001			
Protection	TET-AUT-EPC-0636-1202-0			



Original : 2013-07-31

Nouvelle ligne biterne à 161 kV Arnaud-Alouette (circuits 1661-1662)

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
Ligne biterne 1661-1662 Arnaud-Alouette	7087-20600-001-01-D-PL-A
Ligne biterne 1661-1662 (phasage et transposition partielle des circuits)	7087-20600-002-01-B -PL-A

Exigence particulière de conception	Numéro d'identification 7087-25200-000		
Environnement	7087-25200-000		
Ligne biterne 1661-1662 Arnaud Alouette	7087-25400-001, révision B		
Exigences générales de conception	TET-LIA-EGC-GEN0001		

Prolongement de 0,4 km des circuits 1650-1651 pour le bouclage du poste client (Alouette-phase III)

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification Référence : 7087-20600-001-			
Aucune CEG spécifique (conçu selon la CEG de la ligne 1661-1662)	Référence : 7087-20600-001- 01-D-PL-A			

Exigence particulière de conception	Numéro d'identification		
Environnement	5327-25200-001		
Raccordement du poste client Alouette phase III via les circuits 1650-1651	5327-25400-001		
Exigences générales de conception	TET-LIA-EGC-GEN0001		



Annexe 3

Décret numéro 352-2012 du Gouvernement du Québec concernant la fixation de tarifs et conditions auxquels l'électricité est distribuée par Hydro-Québec à Aluminerie Alouette inc.

Gouvernement du Québec

Décret 351-2012, 4 avril 2012

CONCERNANT l'approbation de la politique de réduction des dépenses d'Hydro-Québec

ATTENDU QUE, conformément à l'article 15 de la Loi mettant en œuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette (2010, c. 20), le conseil d'administration d'une société d'État doit adopter une politique visant, compte tenu des caractéristiques commerciales de cette société, la réduction des dépenses prévue par les premier et deuxième alinéas de l'article 11 de cette loi;

ATTENDU QU'Hydro-Québec est une société d'État au sens du paragraphe 2° du premier alinéa de l'article 1 de cette loi;

ATTENDU QUE l'article 16 de cette loi prévoit notamment que les politiques visées à l'article 15 doivent être soumises au gouvernement, qui peut les approuver avec ou sans modification;

ATTENDU QUE, en vertu du deuxième alinéa de l'article 4 du Règlement numéro 731 concernant les fonctions et les pouvoirs du président et du vice-président du conseil d'administration ainsi que des dirigeants et d'autres cadres d'Hydro Québec, en cas d'urgence, le président-directeur général peut exercer tous les pouvoirs qui ne sont pas spécifiquement réservés au conseil d'administration par la Loi sur Hydro-Québec (L.R.Q., c. H-5) ou la Loi sur les compagnies (L.R.Q., c. C-38);

ATTENDU QUE le président-directeur général d'Hydro-Québec a adopté le 30 janvier 2012 une politique de réduction des dépenses dans le cadre de l'application de la Loi mettant en œuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette;

ATTENDU QUE le conseil d'administration d'Hydro Québec a pris acte de cette politique à sa réunion du 17 février 2012;

ATTENDU QUE cette politique est conforme aux cibles déterminées par le ministre des Finances dans le Discours sur le budget 2010-2011;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre des Ressources naturelles et de la Faune :

QUE soit approuvée la politique de réduction des dépenses adoptée par le président-directeur général d'Hydro-Québec, laquelle est annexée à la recommandation ministérielle.

Le greffier du Conseil exécutif, GILLES PAQUIN

57460

Gouvernement du Québec

Décret 352-2012, 4 avril 2012

CONCERNANT la fixation de tarifs et conditions auxquels l'électricité est distribuée par Hydro-Québec à Aluminerie Alouette inc. à l'égard d'un nouveau contrat spécial de 500 MW pour la phase III de l'aluminerie de Sept-Îles

ATTENDU QUE, en vertu du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 31 de la Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.Q., c. R-6.01), la Régie a compétence exclusive pour notamment fixer les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est distribuée par le distributeur d'électricité;

ATTENDU QUE, en vertu du deuxième alinéa de l'article 22.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec (L.R.Q., c. H-5), le gouvernement peut, malgré le paragraphe 1° de l'article 31 de la Loi sur la Régie de l'énergie, fixer à l'égard d'un contrat spécial qu'il détermine les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est distribuée par la Société à un consommateur ou à une catégorie de consommateurs;

ATTENDU QU'Aluminerie Alouette inc. a fait part au gouvernement d'un projet d'une nouvelle expansion (phase III) de l'aluminerie de Sept-Îles qui nécessite des investissements pouvant atteindre deux milliards de dollars, pour l'ajout d'une troisième ligne de cuves d'électrolyse ainsi que pour la modernisation et l'optimisation globale de l'usine, et qui vise à porter la capacité de production à approximativement 900 000 à 930 000 tonnes métriques par année;

ATTENDU QUE le programme d'investissement d'Aluminerie Alouette inc. nécessite notamment l'octroi d'un nouveau bloc de 500 MW et le prolongement des approvisionnements électriques pour l'exploitation des phases I et II de l'aluminerie avec le même terme;

ATTENDU QU'une entente relative au projet d'expansion (phase III) de l'aluminerie Alouette a été conclue le 31 octobre 2011 entre le gouvernement, Hydro-Québec et Aluminerie Alouette inc.;

ATTENDU QUE cette entente prévoit notamment l'octroi d'un nouveau bloc de 500 MW d'électricité et le prolongement des approvisionnements électriques pour l'exploitation des phases I et II de l'aluminerie;

ATTENDU QU'un nouveau contrat sera conclu entre Aluminerie Alouette inc. et Hydro-Québec conformément à la réglementation applicable et à la fixation de tarifs et conditions auxquels l'électricité sera distribuée;

ATTENDU QU'Hydro-Québec souhaite approvisionner le projet d'Aluminerie Alouette inc. à partir du troisième groupe de SM-3 ou, de façon supplétive, à partir d'une autre source;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre des Ressources naturelles et de la Faune :

QUE soient fixés, à l'égard d'un nouveau contrat spécial de 500 MW pour la phase III de l'aluminerie de Sept-Îles, les tarifs et conditions auxquels l'électricité est distribuée par Hydro-Québec à Aluminerie Alouette inc., annexés au présent décret.

Le greffier du Conseil exécutif, GILLES PAQUIN

Tarifs et conditions auxquels l'électricité est distribuée par Hydro-Québec à Aluminerie Alouette inc. à l'égard d'un nouveau contrat spécial de 500 MW pour la phase III de l'aluminerie de Sept-Îles

1. Définitions et règles diverses

1.1 Définitions

Dans le contrat (ci-après le « Contrat ») à intervenir, à moins que le contexte ne s'y oppose, les expressions et termes suivants ont les significations énumérées ci-dessous. Une expression ou un terme employé(e) dans le Contrat sans y être spécifiquement défini(e) a le même sens que celui qui lui est attribué dans les Tarifs et conditions du Distributeur et dans les Conditions de service d'électricité tels que ces documents sont définis à l'article 5.1.

1.1.1 « Client » signifie ALUMINERIE ALOUETTE INC., personne morale légalement constituée, domiciliée au 400, chemin de la Pointe-Noire, dans la ville de Sept-Îles, province de Québec, G4R 5M9, agissant par ses représentants autorisés.

- 1.1.2 « Hydro-Québec » signifie HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public constituée en vertu de la Loi sur Hydro-Québec (L.R.Q., c. H-5), ayant son siège social et principal établissement au 75, boulevard René-Lévesque Ouest, dans la ville de Montréal, province de Québec, H2Z 1A4, agissant par sa division Hydro-Québec Distribution et ses représentants autorisés.
- 1.1.3 « ALBECOUR » signifie ALBECOUR INC., compagnie constituée en vertu des lois de la province de Québec, ayant son siège social en la ville de Montréal, province de Québec.
- 1.1.4 « HYDRO ALUMINIUM » signifie HYDRO ALUMINIUM CANADA AND COMPANY LIMITED PARTNERSHIP SOCIÉTÉ EN COMMANDITE HYDRO ALUMINIUM CANADA, société en commandite formée en vertu des lois de la province de Québec, ayant son siège social en la ville de Montréal, province de Québec, agissant par son commandité, Hydro Aluminium Canada Inc.
- 1.1.5 « AUSTRIA METALL » signifie ALUMINIUM AUSTRIA METALL (QUÉBEC) INC., compagnie constituée en vertu des lois de la province de Québec, ayant son siège social en la ville de Montréal, province de Québec.
- 1.1.6 « RIO TINTO ALCAN » signifie RIO TINTO ALCAN INC., compagnie constituée en vertu des lois du Canada, ayant son siège social en la ville de Montréal, province de Québec.
- 1.1.7 « MARUBENI » signifie MARUBENI METALS & MINERALS (CANADA) INC. MARUBENI MÉTAUX & MINÉRAUX (CANADA) INC., compagnie constituée en vertu des lois de la province de Québec, ayant son siège social en la ville de Montréal, province de Québec.
- 1.1.8 « Propriétaires » signifie ALBECOUR, HYDRO ALUMINIUM, AUSTRIA METALL, RIO TINTO ALCAN et MARUBENI.
- 1.1.9 « Parties » ou « Partie » signifie collectivement ou individuellement Client, Hydro-Québec et Propriétaires.
- 1.1.10 « Lettre d'entente » signifie lettre d'entente entre le Client, Hydro-Québec et le gouvernement du Québec, signée le 31 octobre 2011 et stipulant notamment les termes généraux de la fourniture d'électricité faisant l'objet du Contrat.
- 1.1.11 « Phase III » signifie l'ajout par les Propriétaires et le Client d'une troisième ligne de cuves d'électrolyse ainsi que la modernisation et la mise à niveau des

équipements actuels dans le cadre du déploiement d'une nouvelle technologie à l'aluminerie située au 400, chemin de la Pointe Noire à Sept-Îles (« l'Usine de Sept-Îles »).

- 1.1.12 « Contrat 1 » signifie contrat de fourniture d'électricité à l'Usine de Sept-Îles conclu le 1^{er} septembre 1989 et « Contrat 2 » signifie contrat de fourniture d'électricité à l'Usine de Sept-Îles conclu le 27 septembre 2002, ci-après appelés « Contrats existants ».
- 1.1.13 « Contrat temporaire » signifie contrat de fourniture d'électricité à l'Usine de Sept-Îles conclu le 29 juillet 2011 et se terminant le 31 juillet 2012.
- 1.1.14 « Arrêt irréversible » signifie la situation où l'électrolyse ne peut plus s'effectuer dans des conditions normales et où la totalité ou une partie de la série de cuves d'électrolyse doit être arrêtée, autrement qu'en vertu des dispositions de l'article 12, étant toutefois entendu que, à titre informatif, cette situation survient généralement à la suite d'interruptions de livraisons d'électricité d'une durée excédant une heure et survenant à des intervalles de moins d'un mois.
- 1.1.15 « Article » signifie un article du Contrat, à moins d'une mention spécifique à l'effet contraire.
- 1.1.16 « Date de première livraison » signifie la date à laquelle la Phase III débute ses opérations, cette date étant comprise entre le 1^{er} décembre 2015 et le 31 décembre 2019. La date de première livraison est déterminée conformément à l'article 6.3.
- 1.1.17 « Force majeure » a le sens qui lui est donné à l'article 20.9.

1.2 Chiffres significatifs après la virgule décimale

- 1.2.1 Lorsqu'un chiffre ou une valeur utilisée aux fins du Contrat est un chiffre publié ou une valeur publiée, le nombre de chiffres après la virgule décimale, considérés aux fins du Contrat, est le nombre de chiffres publiés.
- 1.2.2 Lorsqu'un chiffre ou une valeur utilisée aux fins du Contrat est le résultat d'un calcul qui doit être effectué par Hydro-Québec ou par le Client ou pour leur compte, on considère quatre (4) chiffres après la virgule décimale dans l'unité dans laquelle le Contrat prévoit que le résultat recherché doit être ramené.

1.3 Convention d'arrondissement

Pour tout chiffre ou valeur qui est utilisé aux fins du Contrat, le dernier chiffre considéré après la virgule décimale est arrondi i) à l'unité supérieure si le chiffre décimal qui le suit est égal ou supérieur à 5 et ii) il ne change pas dans tout autre cas.

2. Terme

Le Contrat entre en vigueur à compter de sa signature par les Parties. Il demeurera en vigueur jusqu'au 31 août 2041, sous réserve d'une résiliation anticipée aux termes des articles 17, 18 et 20.3 du Contrat.

Si les Propriétaires n'ont pas pris la décision finale d'entreprendre la Phase III au plus tard le 31 décembre 2017, l'échéance du terme du Contrat est établie à la date d'expiration du Contrat 2.

Si les Propriétaires réalisent la Phase III, Hydro-Québec continue, à l'expiration du Contrat 2, de fournir au Client pour l'Usine de Sept-Îles la puissance et l'énergie fournies en vertu du Contrat 2 selon les modalités et conditions du Contrat.

3. Utilisation de l'électricité

L'électricité distribuée aux termes du Contrat est utilisée par le Client à l'Usine de Sept-Îles pour sa production d'aluminium et pour les fins qui y sont connexes.

4. Caractéristiques du service d'électricité

- 4.1 L'électricité est fournie en vertu du Contrat en courant alternatif triphasé ayant une fréquence approximative de 60 hertz à une tension nominale de 161 000 volts ou tout autre niveau de tension convenu entre le Client et Hydro-Québec.
- 4.2 La fréquence et la tension sont maintenues aussi près que possible de la valeur nominale. En régime permanent, la variation de tension ne doit pas excéder 10 % de la valeur nominale d'exploitation sauf au moment de variations brusques de production ou de charge, ou en cas d'urgence ou d'accident.

5. Tarifs et conditions de fourniture de l'électricité

5.1 Sauf en regard de ce qui est spécifiquement prévu au Contrat, Hydro-Québec distribue l'électricité en vertu du Contrat suivant les Tarifs et conditions du Distributeur tels qu'approuvés en tout temps par la Régie de l'énergie, et plus particulièrement selon les modalités associées au Tarif L Grande Puissance (le « Tarif L ») ou selon les termes de toute ordonnance, décision ou règlement fixant les tarifs de distribution de l'électricité et les conditions de leur application en remplacement des Tarifs et conditions du Distributeur, et selon les Conditions de service d'électricité telles qu'approuvées en tout temps par la Régie de l'énergie ou selon les termes de toute ordonnance, décision ou règlement établissant les conditions de service d'électricité et en vigueur durant le terme du Contrat, (ci-après appelés les « Tarifs et conditions du Distributeur applicables »).

Les Tarifs et conditions du Distributeur et les Conditions de service d'électricité en vigueur à la date de la signature du Contrat sont joints à l'Annexe 1 et à l'Annexe 2 du Contrat.

5.2 Les Exigences techniques pour les installations de client raccordées au réseau de transport d'Hydro-Québec, de même que les Limites d'émission des installations de client raccordées au réseau de transport d'Hydro-Québec telles qu'en vigueur durant le terme du Contrat, s'appliquent aux installations faisant l'objet du Contrat.

Les Exigences techniques pour les installations de client raccordées au réseau de transport d'Hydro-Québec et les Limites d'émission des installations de client raccordées au réseau de transport d'Hydro-Québec en vigueur à la date de la signature du Contrat sont jointes à l'Annexe 3 et à l'Annexe 4.

5.3 Les dispositions du Contrat ont préséance sur toute disposition des Tarifs et conditions du Distributeur applicables.

Dans l'éventualité où une disposition du Contrat est en conflit avec une disposition de la Lettre d'entente, la disposition du Contrat prévaut entre les Parties.

6. Puissance disponible

6.1 Puissance disponible avant la Date de première livraison

À compter du 1^{er} août 2012, la quantité de puissance disponible que le Client peut utiliser est de 35 000 kW. À compter du 1^{er} septembre 2012, la puissance disponible peut être augmentée à 70 000 kW conditionnel à l'implantation préalable par Hydro-Québec d'un mécanisme de gestion de la surcharge. Cette puissance peut être augmentée à 105 000 kW suivant un préavis de douze (12) mois du Client et conditionnel à la mise en service de la nouvelle ligne de transport entre le poste Arnaud et les installations du Client.

6.2 Puissance disponible totale si la Phase III ne se réalise pas

Nonobstant l'article 6.1, si les Propriétaires n'ont pas pris la décision finale d'entreprendre la Phase III au plus tard le 31 décembre 2017, la quantité totale de puissance disponible que le Client peut utiliser est ramenée à 70 000 kW ou, le cas échéant, à 35 000 kW si le Client exerce l'option prévue à l'article 10.2 i) et toutes les dispositions du Contrat qui doivent s'appliquer à compter de la Date de première livraison deviennent nulles et non avenues soit les articles 6.3, 7.3, 7.4, 8.4, 10.3, 10.4,10.5, 12.1.3, 18.2 et 20.5.

6.3 Puissance disponible à compter de la Date de première livraison

À compter de la date à laquelle la Phase III débute ses opérations, (la « Date de première livraison »), la puissance disponible du Contrat est de 500 000 kW. Le Client doit donner à Hydro-Québec un préavis minimum de douze (12) mois l'avisant de la date à laquelle la Phase III débute ses opérations, sujet cependant à la mise en service des installations requises de raccordement et de renforcement au poste Arnaud.

À compter du jour suivant la date d'expiration du Contrat 2, la puissance disponible est de 1 395 000 kW.

6.4 Conditions de livraison de la puissance disponible

Au fur et à mesure de l'avancement des études et travaux requis par Hydro-Québec pour rendre cette puissance disponible, le Client s'engage à conclure les ententes d'avant-projet et de contribution relatives aux travaux nécessaires pour permettre à Hydro-Québec de rendre disponible la puissance prévue au Contrat et à fournir les garanties financières appropriées telles que requises par Hydro-Québec pour couvrir les coûts de ces études et travaux selon les dispositions réglementaires applicables et ses pratiques commerciales applicables.

Les frais inhérents à la construction de la nouvelle ligne et au raccordement nécessaire à la fourniture de la puissance au Client sont imputables au Client et un crédit lui est consenti en fonction du nombre de mégawatts de puissance souscrite que le Client s'engage à consommer, le tout selon les modalités de l'entente de contribution à intervenir entre le Client et Hydro-Québec.

6.5 Dépassement exceptionnel autorisé de la puissance disponible

Le Client ne peut excéder la puissance disponible, sauf avec l'autorisation préalable d'Hydro-Québec, aux conditions stipulées ci-dessous :

- 6.5.1 Dans le cadre de l'électricité interruptible
- i. ce dépassement s'effectue lors de périodes de reprise associées à la puissance interruptible le cas échéant; et
- ii. ce dépassement doit être autorisé par Hydro-Québec sujet aux disponibilités de puissance et d'énergie; et
- iii. Hydro-Québec peut raisonnablement assortir son autorisation des conditions qu'elle juge nécessaires à la gestion de son réseau.

6.5.2 Lors de situations exceptionnelles

i. Si le Client ne peut, pour cause de force majeure, prendre livraison de la quantité d'électricité mise à sa disposition par Hydro-Québec conformément aux dispositions du Contrat, et que cette situation n'entraîne pas un Arrêt irréversible, la puissance de récupération appelée durant au maximum les cent vingt (120) heures suivant la fin de la période pendant laquelle dure cette situation n'intervient pas dans la détermination de la puissance de facturation. Cette quantité de puissance de récupération est déterminée suivant l'accord préalable du Client et d'Hydro-Québec. De plus, la facturation de l'énergie associée à cette puissance de récupération pendant la même période est faite selon le prix applicable à l'électricité additionnelle des Tarifs et conditions du Distributeur applicables ou, en cas de disparition de cette référence, tout autre tarif semblable s'appuyant sur le prix du marché qui pourrait être offert pendant la durée du Contrat.

ii. Si Hydro-Québec ne rend pas disponible au Client la quantité d'électricité requise par le Client conformément aux dispositions du Contrat et que cette situation se prolonge durant plus de quinze (15) minutes, la puissance de récupération appelée durant les cent vingt (120) heures suivant la fin de la période pendant laquelle dure cette situation, n'intervient pas dans la détermination de la puissance de facturation de la période de consommation concernée. Cette quantité de puissance de récupération est déterminée suivant l'accord préalable du Client et d'Hydro-Québec. Dans le cas d'un arrêt planifié pour les besoins d'Hydro-Québec, la période de récupération définie au présent paragraphe peut être utilisée par le Client dans les heures qui précèdent ou qui suivent cet arrêt.

De plus, l'énergie associée à cette puissance de récupération pendant la même période est incluse dans l'énergie globale à répartir tel que décrite à l'article 8.1 pour la détermination de la consommation pour fins de facturation.

iii. Hydro-Québec se réserve le droit de refuser, agissant de manière raisonnable, la demande du Client, si les conditions du réseau ne permettent pas de répondre aux besoins du Client lors de période de récupération.

7. Puissance souscrite

7.1 Puissance souscrite avant la Date de première livraison

À compter du 1^{er} août 2012, la puissance souscrite est celle qui était en vigueur en vertu du Contrat temporaire. Sous réserve de ce qui est prévu à l'article 6.1, la puissance souscrite peut être augmentée jusqu'à un maxi-

mum de 105 000 kW par un ou plusieurs avis écrits donnés à Hydro-Québec par le Client. La date d'entrée en vigueur de la nouvelle puissance souscrite ne peut être de plus de trois (3) périodes de consommation précédant la date de réception de l'avis écrit. Aucune réduction de la puissance souscrite n'est autorisée.

7.2 Puissance souscrite totale si la Phase III ne se réalise pas

Nonobstant l'article 7.1, si les Propriétaires n'ont pas pris la décision finale d'entreprendre la Phase III au plus tard le 31 décembre 2017, la puissance souscrite est, à compter du 1^{er} janvier 2018, la moindre de i) la puissance souscrite alors en vigueur et ii) 70 000 kW divisés par 1,1, ou 35 000 kW divisés par 1,1 si le Client exerce l'option prévue à l'article 10.2 i).

7.3 Puissance souscrite à compter de la Date de première livraison

7.3.1 De la Date de première livraison jusqu'à l'expiration du Contrat 2

À compter de la Date de première livraison, la puissance souscrite ne peut être inférieure à 415 000 kW. La puissance souscrite peut être augmentée jusqu'à un maximum de 500 000 kW par avis écrit donné à Hydro-Québec par le Client.

La date d'entrée en vigueur d'une nouvelle puissance souscrite ne peut être de plus de trois (3) périodes de consommation précédant la date de réception de l'avis écrit.

7.3.1.1 Option de tarif de rodage durant la période de montée en charge

Durant la période de montée en charge de la Phase III, le Client peut se prévaloir des modalités d'application du Tarif L relatives au rodage de nouveaux équipements.

Sujet aux modalités d'application du Tarif L relatives au rodage de nouveaux équipements, aucune réduction de puissance souscrite n'est autorisée tant que le Client n'a pas dépassé la puissance souscrite minimale de 450 000 kW. Dès que la puissance souscrite a atteint 450 000 kW ou au plus tard à compter du 1^{er} janvier 2021, la puissance souscrite ne peut être inférieure à 450 000 kW.

Advenant l'annonce par avis public des autorités compétentes de la disparition des modalités d'application du Tarif L relatives au rodage de nouveaux équipements, le Client et Hydro-Québec conviennent d'appliquer la dernière version en vigueur avant sa disparition.

7.3.2 À compter de l'expiration du Contrat 2 jusqu'à la fin du Contrat

À compter du jour suivant la date d'expiration du Contrat 2 et dans la mesure où les Propriétaires ont réalisé la Phase III, la puissance souscrite ne peut être inférieure à 1 255 500 kW. La puissance souscrite peut être augmentée jusqu'à un maximum de 1 395 000 kW par avis écrit donné à Hydro-Québec par le Client.

La date d'entrée en vigueur d'une nouvelle puissance souscrite ne peut être de plus de trois (3) périodes de consommation précédant la date de réception de l'avis écrit.

7.4 Réduction de la puissance souscrite après la Date de première livraison

La puissance souscrite peut être réduite par le Client en donnant à Hydro-Québec un avis écrit préalable de douze (12) périodes de consommation. Aucune réduction individuelle de puissance ne peut dépasser 5 % de la puissance disponible établie en vertu de l'article 6.

Au plus trois (3) fois pendant la durée du Contrat le Client peut, sur avis écrit de trois (3) mois à cet effet, réduire la puissance souscrite en vertu du Contrat en deçà de 90 % de la puissance disponible établie en vertu de l'article 6 pendant douze (12) périodes de consommation consécutives (ci-après collectivement une « période de réduction »). Cette réduction est d'une quantité maximale équivalente à 25 % de la puissance souscrite en vigueur immédiatement avant la période de réduction, sauf en cas de périodes de réduction consécutives où la réduction maximale est de 25 % de la puissance souscrite en vigueur immédiatement avant la première de ces périodes.

Ce droit de réduire la puissance souscrite conformément à l'alinéa précédent peut être exercé pourvu qu'aucune modification, autre qu'une modification résultant de l'application de l'article 7.3.2, de la puissance souscrite n'ait eu lieu durant les douze (12) périodes de consommation précédant la prise d'effet de la réduction, sauf en cas de périodes de réduction consécutives.

Pendant toute la période de réduction, le Client peut se prévaloir des dispositions relatives à l'augmentation de la puissance souscrite prévues aux Tarifs et conditions du Distributeur applicables.

À la fin de chaque période de réduction, la puissance souscrite minimale est rétablie à 90 % de la puissance disponible en vigueur établie à l'article 6, ou toute valeur supérieure dans la mesure où le Client donne l'avis prévu à l'un ou l'autre des articles 7.3.1 ou 7.3.2 sauf en cas de périodes de réduction consécutives où elle est rétablie uniquement après la dernière de ces périodes.

8. Mesurage de l'électricité

Le mesurage de l'électricité en vertu du Contrat est effectué à la tension de 161 000 volts ou tout autre niveau de tension convenu entre le Client et Hydro-Québec. Le mesurage est globalisé avec celui des Contrats existants par la totalisation des compteurs des différents circuits alimentant le Client.

La répartition du mesurage pour fins de facturation est illustrée à l'Annexe 6.

8.1 Détermination de la consommation globale et du facteur d'utilisation global

 $PMA_{\text{Globale}}: \ Puissance \quad maximale \quad appelée \quad globale \\ exprimée \ en \ kW$

EF_{Globale}: Énergie à facturer globale exprimée en kWh

PC : Période de consommation exprimée en heures

(les périodes de consommation sont les mêmes pour les Contrats existants et le Contrat)

FU_{Global}: Facteur d'utilisation global

Détermination du facteur d'utilisation global :

 $FU_{Global} = EF_{Globale} / (PMA_{Globale} \times PC)$

8.2 Détermination de la consommation pour fins de facturation à partir de la date de signature du Contrat jusqu'au 31 décembre 2016

PMA₁: Puissance maximale appelée du Contrat 1 exprimée en kW

PMA₂: Puissance maximale appelée du Contrat 2 exprimée en kW

PMA₃: Puissance maximale appelée du Contrat exprimée en kW

PS₁: Puissance souscrite du Contrat 1 exprimée en kW

PS₂: Puissance souscrite du Contrat 2 exprimée en kW

PS₃: Puissance souscrite du Contrat exprimée en kW

EF1: Énergie à facturer selon le Contrat 1 exprimée en kWh

EF₂: Énergie à facturer selon le Contrat 2 exprimée en kWh

EF₃: Énergie à facturer selon le Contrat exprimée en kWh

8.2.1 Détermination de PMA₁

La puissance maximale appelée pour le Contrat 1 est le résultat de l'équation suivante :

$$PMA_1 = PMA_{Globale} \times PS_1 / (PS_1 + 1, 1 \times PS_2 + 1, 1 \times PS_3)$$

La puissance de facturation pour le Contrat 1 est celle déterminée en vertu du Contrat 1.

8.2.2 Détermination de PMA₂

La puissance de facturation pour le Contrat 2 est la plus élevée entre la puissance souscrite (PS₂) en vigueur durant la période de consommation et le résultat de l'équation suivante :

$$PMA_2 = PMA_{Globale} \ X \ 1,1 \ X \ PS_2 \ / \ (\ PS_1 + 1,1 \ X \ PS_2 + 1,1 \ X \ PS_3 \)$$

8.2.3 Détermination de PMA₃

La puissance de facturation pour le Contrat est la plus élevée entre la puissance souscrite (PS_3) en vigueur durant la période de consommation et le résultat de l'équation suivante :

$$PMA_3 = PMA_{Globale} \ X \ 1,1 \ X \ PS_3 \ / \ (\ PS_1 + 1,1 \ X \ PS_2 + 1,1 \ X \ PS_3 \)$$

8.2.4 Détermination de EF₁, EF₂ et EF₃

Pour chaque période de consommation, la quantité d'énergie qui est attribuée au Contrat 1, au Contrat 2 et au Contrat respectivement, est égale au produit de la puissance maximale appelée de chaque contrat (PMA₁, PMA₂ et PMA₃), du facteur d'utilisation global (FU_{Global}) et du nombre d'heures de la période de consommation (PC):

$$EF_1 = PMA_1 \times FU_{Global} \times PC$$

$$EF_2 = PMA_2 X FU_{Global} X PC$$

$$EF_3 = PMA_3 \times FU_{Global} \times PC$$

8.3 Détermination de la consommation pour fins de facturation à partir du 1er janvier 2017 jusqu'à la date d'expiration du Contrat 2

Le Contrat 1 se termine au 31 décembre 2016. À partir du 1^{er} janvier 2017, les conditions de fourniture du Contrat 1 deviennent celles établies au Contrat 2.

PMA₂: Puissance maximale appelée du Contrat 2 exprimée en kW

PMA₃: Puissance maximale appelée du Contrat exprimée en kW

PS₂: Puissance souscrite du Contrat 2 exprimée en kW

PS₃: Puissance souscrite du Contrat exprimée en kW

EF₂: Énergie à facturer selon le Contrat 2 exprimée en kWh

EF₃: Énergie à facturer selon le Contrat exprimée en kWh

8.3.1 Détermination de PMA₂

La puissance de facturation pour le Contrat 2 est la plus élevée entre la puissance souscrite (PS₂) en vigueur durant la période de consommation et le résultat de l'équation suivante :

$$PMA_2 = PMA_{Globale} \times PS_2 / (PS_2 + PS_3)$$

8.3.1.1 Répartition de PMA₂ entre les proportions de tarification avec et sans option d'assurance tarifaire du Contrat 2

PS₂₋₅₀₀. Portion de la puissance souscrite du Contrat 2 assujettie à l'option d'assurance tarifaire du Contrat 2

 PS_{2-500} = Minimum entre 500 000 kW et PS_2

PS₂₋₃₉₅: Portion de la puissance souscrite du Contrat 2 qui n'est pas assujettie à l'option d'assurance tarifaire du Contrat 2

 PS_{2-395} = Maximum entre 0 et ($PS_2 - 500\ 000\ kW$)

PMA₂₋₅₀₀: Portion de la puissance maximale appelée du Contrat 2 assujettie à l'option d'assurance tarifaire du Contrat 2

$$PMA_{2-500} = PMA_2 \times PS_{2-500} / (PS_{2-500} + PS_{2-395})$$

PMA₂₋₃₉₅: Portion de la puissance maximale appelée du Contrat 2 qui n'est pas assujettie à l'option d'assurance tarifaire du Contrat 2

$$PMA_{2-395} = PMA_2 \times PS_{2-395} / (PS_{2-500} + PS_{2-395})$$

8.3.2 Détermination de PMA₃

La puissance de facturation pour le Contrat est la plus élevée entre la puissance souscrite (PS₃) en vigueur durant la période de consommation et le résultat de l'équation suivante :

$$PMA_3 = PMA_{Globale} \times PS_3 / (PS_2 + PS_3)$$

8.3.3 Détermination de EF₂ et EF₃

Pour chaque période de consommation, la quantité d'énergie qui est attribuée au Contrat 2 et au Contrat respectivement, est égale au produit de la puissance maximale appelée de chaque contrat (PMA₂ et PMA₃), du facteur d'utilisation global (FU_{Global}) et du nombre d'heures de la période de consommation (PC) :

$$EF_2 = PMA_2 X FU_{Global} X PC$$

$$EF_3 = PMA_3 \times FU_{Global} \times PC$$

- 8.3.3.1 Répartition de EF₂ entre les proportions de tarification avec et sans option d'assurance tarifaire du Contrat 2
- i. énergie avec option d'assurance tarifaire du Contrat 2 soit :

$$EF_{2-500} = PMA_{2-500} \times FU_{Global} \times PC$$

ii. énergie sans l'option d'assurance tarifaire du Contrat 2 soit :

$$EF_{2-395} = PMA_{2-395} \times FU_{Global} \times PC$$

8.4 Détermination de la consommation pour fins de facturation à partir de la date d'expiration du Contrat 2 jusqu'au 31 août 2041

À compter du jour suivant la date d'expiration du Contrat 2, les conditions de fourniture du Contrat 2 deviennent celles établies au Contrat.

9. Appel irrégulier

Un appel irrégulier est défini comme tout dépassement de la puissance disponible accordée en vertu du Contrat 2 et du Contrat. L'énergie et la puissance associées à un appel irrégulier sont facturées au prix de chacun des contrats visés par un appel irrégulier. Toute la puissance associée à un appel irrégulier est sujette, en plus, à la prime de dépassement mensuelle établie conformément aux Tarifs et conditions du Distributeur applicables. Ladite prime de dépassement est appliquée en tout temps nonobstant les Tarifs et conditions du Distributeur applicables.

10. Prix et ajustement

10.1 Prix avant la Date de première livraison

Avant la Date de première livraison, le Tarif L s'applique à la puissance et à l'énergie fournies en vertu du Contrat.

10.2 Prix si la Phase III ne se réalise pas

- Si les Propriétaires n'ont pas pris la décision finale d'entreprendre la Phase III au plus tard le 31 décembre 2017, tel que précisé à l'article 2, le Client a le choix entre les deux options suivantes :
- i. à compter du 1^{er} janvier 2018, la puissance disponible en vertu du Contrat est établie à 35 000 kW, auquel le Tarif L s'applique, ou
- ii. à compter du 1^{et} janvier 2018, les premiers 35 000 kW de puissance disponible sont facturés au Tarif L et les 35 000 kW suivants continuent à être fournis et sont facturés au Tarif L auquel s'ajoute une prime correspondant à 0,5226 cent/kWh (en dollars de 2010), indexée selon l'évolution du Tarif L.

10.3 Prix à compter de la Date de première livraison

À compter de la Date de première livraison, le Tarif L s'applique et est révisé le 1^{er} avril de chaque année suivant la formule d'indexation déterminée à l'article 10.4, le tout tel qu'illustré à l'Annexe 7.

10.4 Formule d'indexation

10.4.1 Définition

Tarif de référence (ci-après « Tarif de référence ») : Tarif L en vigueur à la Date de première livraison.

10.4.2 Application

La facturation découle de l'application du Tarif de référence multiplié par le facteur d'indexation (ci-après « FI »).

Soit : Tarif de référence X FI

où FI correspond à 1 à la Date de première livraison

Le facteur d'indexation est ajusté le 1^{er} avril de chaque année, il est le moindre de l'un des trois indices suivants :

- i. le FI du 1^{er} avril de l'année précédente augmenté de 4 %;
- ii. l'indice cumulatif de la variation du Tarif L au 1er avril:

où l'indice cumulatif de la variation (X) correspond au ratio entre le Tarif L en vigueur le $1^{\rm er}$ avril de chaque année (L_n) et le Tarif L en vigueur au moment de la Date de première livraison (L_i) pour une consommation de 500 000 kW, à un facteur d'utilisation de 98,7 %, une période de sept cent vingt (720) heures et une alimentation et un mesurage supérieurs à 161 kV, soit :

 $X = Tarif L_n / Tarif L_i$;

iii. l'indice de référence, soit l'indice cumulatif depuis la Date de première livraison augmenté au 1^{er} avril de chaque année de 2,4 %.

10.4.3 Réinitialisation

- Le 1er avril 2028 et le 1er avril 2038 (l'une et l'autre de ces dates étant définies comme une « Date d'ajustement »), le FI applicable est comparé à l'indice cumulatif de la variation du Tarif L.
- i. si le FI est inférieur à l'indice cumulatif de la variation du Tarif L, il est ajusté au niveau de celui de l'indice cumulatif de la variation du Tarif L avec une limite annuelle d'augmentation de 4 %. À chaque Date d'ajustement, l'indice de référence est rétabli au niveau de l'indice cumulatif de la variation du Tarif L en vigueur à la même date. Le Tarif de référence est de nouveau assujetti à l'indice FI tel que défini à l'article 10.4.2, et ce, jusqu'à la prochaine Date d'ajustement ou jusqu'à l'échéance du Contrat;
- ii. si le FI est égal à l'indice cumulatif de la variation du Tarif L, l'indice de référence est rétabli au niveau de l'indice cumulatif de la variation du Tarif L en vigueur à la même date. Le Tarif de référence est de nouveau assujetti à l'indice FI tel que préalablement défini, et ce, jusqu'à la prochaine Date d'ajustement ou jusqu'à l'échéance du terme du Contrat.

10.5 Option

Au 1^{er} avril suivant la Date de première livraison, le Client peut se prévaloir de la modalité d'indexation du Contrat pour remplacer, d'un commun accord avec Hydro-Québec, la modalité d'indexation définie à l'article 7 du Contrat 2. Le Client doit signifier son intérêt par écrit à Hydro-Québec au moins trente (30) jours avant la date à laquelle cette option peut être exercée.

11. Disparition du Tarif L

Advenant l'annonce par avis public des autorités compétentes de la disparition du Tarif L ou de son remplacement, applicable à des consommateurs d'électricité de grande puissance (à l'exclusion d'une simple modification des montants prévus aux Tarifs et conditions du Distributeur applicables), le Client et Hydro-Québec conviennent de continuer d'appliquer la dernière version du Tarif L en vigueur avant sa disparition et de majorer le montant de ce Tarif L d'année en année à partir de la date de la dernière révision du Tarif L, en appliquant le mécanisme d'indexation du prix tel que défini à l'article 10.4 du Contrat.

12. Interruptible

Le Client met à la disposition d'Hydro-Québec un bloc de 450 000 kW d'électricité interruptible et Hydro-Québec applique, pour le Client, les crédits de l'Option d'électricité interruptible pour la Clientèle de grande puissance telle que décrite dans les Tarifs et conditions du Distributeur applicables sous réserve de ce qui est prévu à l'article 6.5.1 et au présent article, étant entendu que les interruptions peuvent être demandées par Hydro-Québec à tout mois de l'année et que le crédit variable est appliqué à la facture de chacune des périodes de consommation visée par une interruption.

12.1 Quantité

La capacité en puissance interruptible que le Client met à la disposition d'Hydro-Québec en vertu de cette option d'électricité interruptible est la suivante :

- 12.1.1 Ajout de 150 000 kW à la quantité prévue au Contrat 1 de puissance interruptible pour l'hiver 2012-2013 jusqu'au 31 décembre 2016, applicable sur la puissance et l'énergie fournies en vertu du Contrat 2;
- 12.1.2 300 000 kW à compter du 1^{er} janvier 2017 jusqu'à la fin du Contrat, applicable sur la puissance et l'énergie fournies, tel que prévu en vertu du Contrat 2 jusqu'en 2029 et du Contrat par la suite;
- 12.1.3 150 000 kW additionnels au plus tôt six (6) mois après la Date de première livraison et au plus tard à partir du 1^{er} juillet 2020 et jusqu'à la fin du Contrat. Ce dernier bloc interruptible peut être réduit d'un maximum de 50 000 kW sur avis écrit du Client à Hydro-Québec, aux fins et selon les modalités prévues à la Lettre d'entente.

12.2 Modalités d'interruption

- 12.2.1 Hydro-Québec peut demander au Client de livrer la quantité d'électricité interruptible fixée conformément à l'article 12.1 pour au plus trois (3) heures consécutives au cours d'une journée (ci-après appelée « Période d'interruption »).
- 12.2.2 Le nombre total d'heures d'interruption ne peut dépasser quarante-cinq (45) au cours de la période d'hiver. Sur une base annuelle, le nombre total d'heures d'interruption ne peut dépasser cent (100) heures.
- 12.2.3 Il ne peut y avoir plus d'une Période d'interruption par jour, cette période se situant entre 4 heures et 30 minutes et 12 heures ou entre 15 heures et 30 minutes et 21 heures, au choix d'Hydro-Québec. Cette dernière peut modifier l'heure à laquelle débute ou se termine chacune de ces périodes, sans toutefois que la durée totale de chacune de ces périodes ne soit modifiée et pourvu que l'intervalle entre la période du matin et celle de l'après-midi reste de 3 heures et 30 minutes.
- 12.2.4 Il ne peut y avoir plus de trois (3) Périodes d'interruption par semaine.
- 12.2.5 Il ne peut y avoir plus de quinze (15) Périodes d'interruption au cours de la période d'hiver.
- 12.2.6 Il ne peut y avoir moins de vingt-trois (23) heures entre le début d'une Période d'interruption et le début de la période suivante.
- 12.2.7 S'il se produit quatre (4) interruptions à l'intérieur d'un intervalle de six (6) jours consécutifs, il ne peut y avoir d'autres interruptions avant le 4° jour suivant la fin de l'intervalle en question.

12.3 Avis d'interruption

Lorsqu'Hydro-Québec juge nécessaire d'utiliser l'électricité interruptible, elle en avise verbalement le Client au moins six (6) heures avant l'heure prévue à laquelle doit commencer la Période d'interruption. Ce préavis s'applique également aux 150 000 kW déjà prévus au Contrat 1.

Finalement, Hydro-Québec peut annuler l'interruption par un avis verbal donné au Client au plus tard trente (30) minutes avant le début de la Période d'interruption prévue.

12.4 Période de reprise

12.4.1 Immédiatement avant chaque Période d'interruption, Hydro-Québec doit allouer au Client une période de préchauffage de ses cuves d'au moins quatre (4) heures consécutives. Hydro-Québec doit alors mettre à la disposition du Client une puissance égale à 110 % de la puissance maximale appelée, si ces heures sont à l'extérieur des périodes définies à l'article 12.2.3 et une puissance égale à 102,5 % de la puissance maximale appelée si ces heures sont à l'intérieur desdites périodes.

- 12.4.2 Immédiatement après chaque Période d'interruption, une période de reprise d'au moins 12 heures non consécutives est allouée au Client. Hydro-Québec doit alors mettre à la disposition du Client une puissance égale à 110 % de la puissance maximale appelée, si ces heures sont à l'extérieur des périodes définies à l'article 12.2.3 et une puissance égale à 102,5 % de la puissance maximale appelée à l'intérieur d'une période définie à l'article 12.2.3 si le Client a été effectivement interrompu au cours de cette période.
- 12.4.3 La puissance appelée au cours des périodes de reprise décrites aux articles 12.4.1 et 12.4.2 n'est pas prise en compte dans l'établissement de la puissance de facturation, dans la mesure où elle ne dépasse pas selon le cas, 102,5 % ou 110 % de la puissance maximale appelée. N'est réputée être un appel irrégulier de puissance pour les fins de l'article 9, que cette partie de la puissance appelée qui excède, selon le cas, 110 % ou 102,5 % de la puissance maximale appelée. Une période de chauffage engagée à la suite de la réception de l'avis de six (6) heures prévue à l'article 12.3 est considérée comme une période de reprise au sens de l'article 12.4.1, même si cet avis est par la suite annulé par Hydro-Québec, pourvu que cette période de préchauffage ait été engagée avant cette annulation.

12.5 Entente d'optimisation

Le Client et Hydro-Québec peuvent conclure une entente d'optimisation des modalités de l'électricité interruptible tenant compte des capacités du Client et des besoins d'Hydro-Québec.

13. Points de raccordement

Le service d'électricité faisant l'objet du Contrat est fourni au Client aux points où les circuits des lignes à 161 000 volts d'Hydro-Québec ou à tout autre niveau de tension déterminé conformément à l'article 8 sont raccordés aux points d'ancrage du Client montés sur les portiques d'entrée situés sur la propriété du Client.

14. Gestion de la demande

Le Client et Hydro-Québec reconnaissent que certaines mesures peuvent être prises pour influencer la demande à la baisse et réduire ainsi les besoins en nouvel équipement. À cette fin, Hydro-Québec, à la demande du Client, fournit, à partir du compteur, les impulsions ou autres signaux qu'elle possède pour que le Client puisse contrôler sa charge par l'intermédiaire de relais auxiliaires ou d'autres équipements appropriés fournis par Hydro-Québec. L'installation de ces relais ou autres équipements est faite par Hydro-Québec à proximité de ses compteurs, aux frais du Client.

Les appareils qui fournissent les impulsions ou autres signaux, ainsi que les relais ou autres équipements, sont et demeurent la propriété d'Hydro-Québec et seuls les employés de celle-ci y ont accès pour fins d'entretien et d'exploitation.

Ces impulsions ou autres signaux sont fournis à la condition expresse qu'Hydro-Québec soit exemptée de toute responsabilité pour dépassement de puissance résultant d'une défectuosité ou imprécision dans les signaux fournis par le présent équipement de mesure ou tout autre instrument qui pourrait être utilisé pour fins de facturation dans le futur.

De plus, la fourniture de ces services est assujettie aux pratiques de mesurage de facturation présentement en vigueur chez Hydro-Québec. Celle-ci se réserve le droit de modifier en tout temps ses installations de mesurage de facturation et elle ne garantit pas le maintien de ce service. Cependant, Hydro-Québec donne au Client un préavis raisonnable de tout projet de modification ou d'annulation de la fourniture de ce service.

15. Continuité de service

Étant donné que la nature de l'utilisation de l'électricité par le Client requiert la continuité de la fourniture et de la livraison de l'électricité afin d'éviter un Arrêt irréversible, Hydro-Québec s'engage à exercer une diligence raisonnable afin de maintenir au minimum le nombre et la durée de toute réduction, interruption ou suspension de la fourniture et de la livraison de l'électricité au Client.

De plus, si Hydro-Québec doit réduire, interrompre ou suspendre la fourniture et la livraison de l'électricité au Client pour entretien ou construction sur son réseau, elle s'engage à prévenir le Client, autant que faire se peut, de façon à en minimiser les conséquences sur les opérations du Client.

Lors d'une réduction, d'une interruption ou d'une suspension planifiée par Hydro-Québec, le Client et Hydro-Québec devront se rencontrer et discuter du moment où sera effectuée la réduction, l'interruption ou la suspension qu'Hydro-Québec se propose d'effectuer, de la durée pendant laquelle elle persistera ainsi que des autres aspects de telle réduction, interruption ou suspension et des alternatives à celle-ci.

Enfin, Hydro-Québec reconnaît que lors d'une réduction, d'une interruption ou d'une suspension, et du rétablissement de la fourniture et de la livraison de l'électricité au Client, le Client figure parmi les clients prioritaires d'Hydro-Québec.

16. Efficacité énergétique

Le Client s'engage à utiliser de façon optimale les approvisionnements en électricité qui lui sont octroyés en améliorant l'utilisation des équipements auxiliaires, en optimisant l'efficacité du procédé d'électrolyse et en développant de meilleures pratiques d'opération dans l'ensemble de ses installations. Cette clause est sans préjudice à toute modification qui pourrait être faite en termes d'admissibilité du Client à des programmes d'efficacité énergétique.

17. Résiliation du Contrat par Hydro-Québec

Hydro-Québec a le droit de mettre fin au Contrat en tout temps, en faisant parvenir au Client un avis écrit, si l'un ou l'autre des événements suivants survient, à l'exclusion de tout autre événement :

- i. si le Client fait une cession de tous ses biens au bénéfice de ses créanciers en général en vertu de la Loi sur la faillite (Canada) ou dépose une requête visant à la liquidation de ses biens;
- ii. si le Client est déclaré failli par jugement d'un tribunal de juridiction compétente ayant acquis force de chose jugée, en vertu de la Loi sur la faillite (Canada);
- iii. si le Client cède ses droits dans le Contrat en contravention des dispositions du Contrat à cet effet et qu'il n'ait pas remédié à ce défaut à l'intérieur d'un délai de deux (2) mois après un avis écrit d'Hydro-Ouébec au Client à cet effet: ou
- iv. si le Client fait défaut d'exécuter toute autre obligation aux termes du Contrat et qu'il n'ait pas remédié à ce défaut à l'intérieur du délai spécifié dans un avis écrit d'Hydro-Québec à cet effet, lequel délai devra être raisonnable dans les circonstances.
- Si le Contrat est résilié par Hydro-Québec, en vertu du présent article, un montant égal au résultat de l'équation suivante, exprimé en dollars canadiens, est payable par le Client immédiatement à titre de dommages liquidés et sans obligation d'en faire la preuve, en plus de toute autre somme due par le Client aux termes du Contrat:

N X Pu X P.S. X 720 X 0,99

où:

N = le moindre de 18 ou du nombre de mois de la durée non expirée du Contrat;

Pu = le prix unitaire applicable, en vertu du Tarif L, pour la période de consommation précédant la date de l'avis de résiliation exprimé en cents/kWh;

P. S. = la puissance souscrite, exprimée en kW, égale au moindre de i) la puissance souscrite en vigueur en vertu du Contrat à la date de l'avis de résiliation et ii) 500 000 kW.

18. Résiliation du Contrat par le Client

18.1 Résiliation du Contrat avant la Date de première livraison

À compter de la date d'entrée en vigueur du Contrat et jusqu'à la Date de première livraison, le Client peut mettre fin au Contrat, en faisant parvenir à Hydro-Québec un avis préalable écrit de trente (30) jours à cet effet et en lui versant une indemnité d'un million de dollars canadiens (1 000 000 \$ CAN) par mois écoulé depuis la date d'entrée en vigueur jusqu'à la date de la résiliation.

18.2 Résiliation du Contrat par le Client après la Date de première livraison

Le Client peut, en tout temps, en raison de l'arrêt définitif de la Phase III et des activités qui y sont connexes, résilier le Contrat en donnant à Hydro-Québec un avis écrit à cet effet.

Si le Contrat est résilié par le Client, en vertu du présent article, le Client doit payer à Hydro-Québec, sans délai, un montant forfaitaire égal aux dommages reliés aux investissements non amortis des actifs de transport d'Hydro-Québec et à l'approvisionnement en électricité requis pour la fourniture d'électricité au Client, tels qu'évalués par Hydro-Québec au moment de la résiliation du Contrat. Dans l'éventualité où le Client est en désaccord avec l'évaluation d'Hydro-Québec, le montant forfaitaire, exprimé en dollars canadiens qui ne peut être inférieur à zéro, est le résultat de l'équation suivante :

N X Pu X P.S. X 720 X 0,99

où:

N = le moindre de 18 ou du nombre de mois de la durée non expirée du Contrat;

Pu = le prix unitaire applicable, en vertu du Tarif L, pour la période de consommation précédant la date de l'avis de résiliation exprimé en cents/kWh;

P. S. = la puissance souscrite, exprimée en kW, égale au moindre de i) la puissance souscrite en vigueur en vertu du Contrat à la date de l'avis de résiliation et ii) 500 000 kW.

19. Cession

Les droits aux termes du Contrat peuvent être cédés, avec le consentement écrit préalable d'Hydro-Québec, à une personne qui devient Propriétaire en tout ou en partie ou opérateur de la Phase III ou de l'Usine de Sept-Îles, sous réserve qu'aucun consentement n'est requis dans le cas d'une cession en garantie, hypothèque ou autre sûreté en faveur d'un prêteur, d'une cession par un Propriétaire à un autre ou d'une cession par le Client en faveur d'une société affiliée au Client ou détenue entièrement par les Propriétaires. Lorsque le consentement d'Hydro-Québec est requis, ce consentement ne peut être refusé sans motif valable et le refus ou l'acceptation doit être signifié au Client ou au Propriétaire, selon le cas, dans les quarante-cinq (45) jours de la demande faite à cet effet faute de quoi elle est réputée avoir été acceptée, à moins que les Parties concernées n'aient convenu d'un autre délai pour considérer la modification proposée.

Hydro-Québec peut refuser son consentement à une cession, dans le cas où le cessionnaire n'est pas Propriétaire des installations auxquelles l'électricité est fournie en vertu du Contrat, sous réserve de toute cession faite en garantie du financement des installations concernées, ou pour des motifs de nature financière, notamment :

- i. le cessionnaire est insolvable;
- ii. la condition financière du cessionnaire ne lui permettra pas d'exécuter ses obligations à titre de Client en vertu du Contrat.

Dans le cas d'une cession de droit aux termes du Contrat autre qu'une cession en garantie, le cédant est libéré de ses obligations aux termes du Contrat et le cessionnaire est lié par toutes et chacune des dispositions du Contrat et doit s'engager à respecter ces dispositions au même titre que le cédant.

Aux fins du présent article, « Propriétaire » désigne l'un ou l'autre des Propriétaires tel que défini aux comparutions du Contrat ou toute autre compagnie, corporation ou société qui devient Partie au Contrat et Propriétaire par suite d'une cession faite conformément aux dispositions du présent article.

20. Force majeure

20.1 Dans la mesure où le Client ou Hydro-Québec est empêchée par une force majeure (tel que ce terme est défini à l'article 20.9) d'exécuter, en tout ou en partie, ses obligations en vertu du Contrat ou qu'elle en est retardée ou interrompue et qu'elle en donne promptement avis écrit à l'autre Partie et lui indique dans cet avis, avec le plus de précision possible, les effets de cette force majeure sur sa capacité d'exécuter ses obligations aux termes du Contrat, cette Partie est alors excusée d'exécuter les obligations empêchées, retardées ou interrompues par cette force majeure (autre que l'obligation d'effectuer les paiements alors dus ou devenant dus à l'égard de l'exécution avant la force majeure) pendant la durée de la force majeure. Sans limiter la généralité de ce qui précède, le Client et Hydro-Québec reconnaissent que l'inexécution d'une obligation par suite de force majeure ne donne pas lieu à des dommagesintérêts.

20.2 Au cours de chaque période de consommation pendant la durée d'un cas de force majeure et la période nécessaire pour rétablir l'exploitation de la Partie visée à son état préalable à la survenance du cas de force majeure, le Client ne paie que pour l'électricité réellement fournie et utilisée par le Client au prix prévu au Contrat, et les dispositions du Contrat relatives à tout paiement minimal pour l'électricité ou toute indemnité ne s'appliquent pas, le facteur d'utilisation étant fixé à 95 %. Pour la période de consommation au cours de laquelle survient un cas de force majeure et pour celle au cours de laquelle il se termine, la facture est proportionnée d'après le nombre de jours de la période durant laquelle la consommation ou la livraison d'électricité est affectée par le cas de force majeure, l'électricité consommée et livrée durant le reste de cette période étant facturée conformément aux dispositions du Contrat relatives aux conditions normales d'exploitation.

20.3 Si par suite de force majeure, le Client prévoit que l'exploitation de la moitié d'une série de cuves d'électrolyse en exploitation sera suspendue pour plus de douze (12) mois consécutifs ou non durant les deux (2) années suivant immédiatement l'arrivée de la force majeure, le Client peut, par avis écrit donné à Hydro-Québec dans les six (6) mois suivant la date de l'arrivée de la force majeure, mettre fin au Contrat moyennant le paiement de l'indemnité prévue à l'article 18.2 sauf que le nombre 18 à l'élément N est remplacé aux fins du présent article par le nombre 12.

20.4 Si au moment où arrive la force majeure visée à l'article 20.3, la puissance souscrite est réduite en vertu de l'article 7, à l'exception d'une réduction en vertu de l'article 7.4 et en vigueur à ce moment, la puissance

souscrite considérée aux fins des articles 20.3 et 18 est celle qui était en vigueur immédiatement avant que la réduction ne prenne effet.

20.5 Si la Date de première livraison est retardée par suite d'une force majeure, les dates auxquelles ou à compter desquelles et les périodes pendant lesquelles des obligations doivent être exécutées en vertu de l'article 1.1.3 et les dates à compter desquelles Hydro-Québec doit commencer à fournir de l'électricité sont reportées ou prolongées d'une durée égale au délai causé par l'arrivée de la force majeure, étant entendu que le Contrat expire le 31 août 2041 dans tous les cas.

20.6 La Partie qui invoque la force majeure doit faire preuve de diligence afin d'éliminer ou de corriger la cause ainsi que les effets de la force majeure et de retourner à une exploitation normale aussi rapidement que possible et doit en aviser promptement l'autre Partie, cela n'ayant pas pour effet de limiter la discrétion de l'employeur pour le règlement des conflits de travail.

20.7 Sauf quant à ce qui est prévu à l'article 20.3, il ne peut être mis fin au Contrat par suite de force majeure.

20.8 La Partie affectée par une force majeure doit promptement en donner avis à l'autre Partie et doit indiquer dans cet avis, avec le plus de précision possible, les effets de cette force majeure sur sa capacité d'exécuter ses obligations aux termes du Contrat.

20.9 Pour les fins du Contrat, on entend par « force majeure » tout événement ou circonstance échappant au contrôle raisonnable d'une Partie et retardant, interrompant ou empêchant l'exécution, en totalité ou en partie, par cette Partie de ses obligations aux termes du Contrat, y compris sans s'y limiter, tout acte d'une autorité gouvernementale, guerre, embargo, insurrection, invasion, émeute, rébellion, atteinte à l'ordre public, épidémie, inondation, incendie, explosion, foudre, tremblement de terre, tempête, sabotage, injonction provisoire ou permanente d'un tribunal compétent, conflit ouvrier, grève, piquetage ou lock-out.

21. Communications

Toutes communications, incluant tout avis, demande d'approbation, facture ou autre selon le cas, en vertu du Contrat doivent, sauf si autrement spécifié, être faites par écrit et sont valablement données par la livraison à son destinataire, soit de main à main, soit par courrier, télécopieur ou courriel, aux représentants indiqués ci-dessous.

Client:

Secrétaire corporatif 400, chemin de la Pointe-Noire Sept-Îles (Québec) G4R 5M9

Hydro-Québec:

Au représentant d'Hydro-Québec identifié sur la page sommaire de la facture d'électricité.

22. Modification affectant la dénomination sociale du Client et changement de contrôle d'une Partie

Sous réserve de l'article 19, le Client doit aviser Hydro-Québec sans délai de toute modification ou changement affectant sa dénomination sociale et aviser Hydro-Québec de toute vente d'actifs ou d'actions, cession, fusion, acquisition ou autres qui affecte le contrôle de l'une ou l'autre des Parties. De plus, le Client doit fournir à Hydro-Québec une copie de tout document justificatif établissant la ou lesdites modifications dans un délai de trente (30) jours à compter de la demande faite par Hydro-Québec.

23. Contrats existants

Sauf pour ce qui y est spécifiquement prévu, rien dans les dispositions du Contrat ne modifie ou n'affecte de quelque manière les droits et obligations des Parties au Contrat en vertu des Contrats existants.

24. Mandataire et quote-part

24.1 Sous réserve de ce qui est prévu aux articles 19 et 24.2, le Client agit aux fins du Contrat au nom des Propriétaires et les représente pour tout ce qui concerne le Contrat.

Si le Client ou tout mandataire subséquent cesse, pour quelque raison, d'agir à titre de mandataire aux fins du Contrat, les Propriétaires s'engagent à désigner un autre mandataire aux fins du Contrat et d'en aviser Hydro-Québec dans les trente (30) jours de cette nomination, celle-ci prenant effet, à l'égard d'Hydro-Québec, à la date à laquelle elle reçoit cet avis.

24.2 Les obligations des Propriétaires, selon le Contrat, ne sont pas solidaires, mais sont établies pour chaque Propriétaire en proportion de sa quote-part à la date d'entrée en vigueur du Contrat, telle qu'elle est indiquée à l'Annexe 5 et telle qu'elle peut être modifiée conformément à l'article 19.

25. Préambule et annexes

Le préambule et les annexes font partie intégrante du Contrat.

Annexe 1: Tarifs et conditions du Distributeur

Annexe 2 : Conditions de service d'électricité

Annexe 3 : Exigences techniques pour les installations de client raccordées au réseau de transport d'Hydro-Québec

Annexe 4 : Limites d'émission des installations de client raccordées au réseau de transport d'Hydro-Ouébec

Annexe 5 : Quote-part des Propriétaires

Annexe 6 : Illustration de la répartition du mesurage de l'électricité

Annexe 7: Illustration du facteur d'indexation

26. Signature en plusieurs exemplaires

Le Contrat peut être signé en plusieurs exemplaires, y compris un exemplaire télécopié ou numérisé, chaque exemplaire constituant un original et le tout constituant un seul et même Contrat.

57461

Gouvernement du Québec

Décret 353-2012, 4 avril 2012

CONCERNANT le renouvellement du mandat de monsieur Thierry Vandal comme membre du conseil d'administration et président-directeur général d'Hydro-Québec et la détermination des paramètres devant servir à fixer sa rémunération et ses autres conditions de travail

ATTENDU QUE le premier alinéa de l'article 11.6 de la Loi sur Hydro-Québec (L.R.Q., c. H-5) prévoit que le gouvernement, sur la recommandation du conseil d'administration, nomme le président-directeur général d'Hydro-Québec en tenant compte du profil de compétence et d'expérience établi par la Société;

ATTENDU QUE le deuxième alinéa de l'article 11.6 de cette loi prévoit que le mandat du président-directeur général est d'au plus cinq ans;



Annexe 4

Entente interne de raccordement entre le Transporteur et le Distributeur

Entente interne de raccordement entre Hydro-Québec TransÉnergie et HQ Distribution Pour l'alimentation d'une installation de client directement à partir du réseau de transport Aluminerie Alouette inc.

1.	Nom du client requérant :	Aluminerie	Alouette inc.				
2. 3.	Adresse de service : Description du projet :	400, chemi	in de la Pointe-Noire, S	Sept-Iles, Qu	ébec, G4R 5M9		
	- Description du projet :	(poste clier de ligne à entre le po Alouette in et de fourn	Pour répondre à un premier bloc de + 70 MW aux installations existantes du client (poste client phases 1 et 2), le Transporteur procèdera à l'ajout de 2 nouveaux départs de ligne à 161 kV au poste Arnaud et à la construction d'une ligne biterne de 14,9 km entre le poste Arnaud et les installations existantes (phases 1 et 2) du client Aluminerie Alouette inc. Ces travaux permettront d'alimenter de façon ferme la charge de + 70 MW et de fournir une alimentation de relève tel que demandé par le client Alouette.				
		pour la pha 1651 et pro combinés a	ase 3 d'expansion du c blongera celle-ci jusqu' à la nouvelle ligne biter	lient), le Tra au nouveau rne réalisée	e d'électrolyse (second bloc de 430 MW nsporteur sectionnera l'actuelle ligne 1650 poste client de sa phase 3. Ces travaux préalablement pour le premier bloc de +7 déquate de la nouvelle usine d'électrolyse		
		réaliser le l ferme de c	renforcement requis au	réseau de	ment des investissements additionnels po transport principal pour le raccordement cement du réseau de transport principal e		
	- Raccordement de référence :	de 70 MW	(installations existante	s phases 1	art au poste Arnaud pour le premier bloc et 2) et d'un nouveau circuit incluant son te client associé à sa phase 3.		
	Options: Options: Option 1: Deux alimentations distinctes pour l'ensemble de ses charges et le bour des deux postes électriques d'Alouette (phases 1 et 2) et (phase 3), à un coût pré 3 212 k\$. Option 2 : Surisolation à 315 kV des nouveaux circuits pour une sécurit accrue face aux verglas à un coût prévu de 957 k\$. Le total des coûts prévus des options est de 4 169 k\$.						
4.	Tension nominale d'alimentation :	161,00 k	kilovolts				
5.	Puissance additionnelle que TransÉnerg	ie sera en mesu	re de livrer (voir part	ticularités d	lu projet) :		
	a) puissance prévue à la mise sous tens b) puissance disponible*: c) puissance déclarée réelle*: *puissance additionnelle dans le cas d'u 430 MW qui sera confirmé ou non, par le	ne augmentatior	n de charge. À ce 70 l				
6.	Date prévue de mise sous tension de l'ir	nstallation à alim	enter:		Décembre 2015		
7.	Point de raccordement:		es biternes 1650-1651		x points de raccordement, soit le point de 3 à l'isolateur d'arrêt sur les structures du		
8.	Coût réel (prévu ou final) de l'avant-proje a) Raccordement de référence b) Options	soit:	1 369 000 \$	19,56	\$/kW		
9.	Coûts estimatifs du projet (incl. coût de a) Raccordement de référence b) Options	l'avant-projet) : soit: soit:	36 344 000 \$ 4 169 000 \$	519,20	\$/kW		
10.	Montant alloué au Distributeur par le Tra Allocation applicable pour une alimentation		puissance déclarée	réelle pour	le raccordement de référence :		

571 \$/kW lorsque le client est alimenté en haute tension directement sur le réseau du Transporteur :

39 970 000 \$

Entente interne de raccordement entre Hydro-Québec TransÉnergie et HQ Distribution Pour l'alimentation d'une installation de client directement à partir du réseau de transport Aluminerie Alouette inc.

11.	A la date des présentes,	les sommes	que le Distributeur	est appelé à payer au	Transporteur	sont estimées,	, à titre indicatif,	à:
-----	--------------------------	------------	---------------------	-----------------------	--------------	----------------	----------------------	----

a)	0,00 \$	pour l'excédent du coût du raccordement de référence, équivalant au coût indiqué à l'article 9a) moins le montant alloué à l'article 10
b)	4 169 000,00 \$	pour les options (coût indiqué à l'article 9b))
c)	0,00 \$	pour les frais d'entretien et d'exploitation associés au raccordement de référence, correspondant au % prévu à l'article 12 appliqué au montant indiqué au paragraphe a) du présent article
d)	625 350,00 \$	pour les frais d'entretien et d'exploitation associés aux options, correspondant au % prévu à l'article 12 appliqué au paragraphe b) du présent article
e)	0,00 \$	pour les frais de report encourus à ce jour
soit	4 794 350,00 \$	montant total à payer

12. Les frais d'entretien et d'exploitation du réseau de transport s'élèvent pour ce raccordement à :

15.0%

- 13. Le Transporteur agira avec diligence pour effectuer les ajouts au réseau de transport qui sont nécessaires pour intégrer cette nouvelle charge du Distributeur selon l'échéancier convenu à la présente.
- 14. À la fin des travaux, ou lors d'abandon, le Transporteur établira les coûts réels provisoires dans un délai maximal de quatre-vingt-dix (90) jours. Ces coûts pourront être ajustés, si requis, au coût réel et à la charge additionnelle confirmée par le client à la fin des travaux, lors de la fermeture du projet, soit au plus tard dix-huit (18) mois après la mise en service finale du présent projet.

15. Particularités du projet :

Compte tenu que ce client du Distributeur ne lui confirmera la réalisation de sa phase 3 qu'entre décembre 2013 et décembre 2017, différents scénarios tels qu'illustrés aux annexes 1 et 2, pourront se réaliser au cours ou après le présent projet. La présente entente sera par conséquent révisée lorsque ces nouveaux paramètres seront connus (MW, coûts et échéancier). Par exemple, dans le cadre du présent projet, si le Distributeur n'a pas confirmé le raccordement de cette phase 3 au Transporteur au 1er juin 2014, ce dernier annulera les travaux de sectionnement et de prolongement de la ligne 1650-1651 dont les coûts sont évalués à 2 560 k\$ (voir Annexe 2). Le coût final prévu du présent projet sera donc réduit de 40 513 k\$ à 37 953 k\$, soit 23 952 k\$ pour le raccordement de référence, 957 k\$ pour l'option de surisolation et 13 045 k\$ pour l'option d'une 2ième alimentation distincte (relève). En effet, si une seule augmentation de 70 MW est confirmée, une ligne monoterne serait suffisante. Mais le client du Distributeur a démontré qu'il était disposé à défrayer le coût du second terne en option, pour obtenir une alimentation de relève et rénondre à toute éventualité de croissance future. D'autre part, si cette phase 3 se réalise, il est important de noter qu'au niveau du réseau principal de transport, ces 430 MW additionnels seront alimentés avec des mesures spécifiques d'exploitation jusqu'à la mise en service des équipements permettant l'augmentation de la capacité de transformation du réseau principal. Si le Distributeur souhaite le raccordement ferme de cette phase 3 pour au plus tard le 1er décembre 2018, il devra confirmer au Transporteur le raccordement de cette nouvelle charge avant le 1er mars 2014. Cette nouvelle charge permanente de 430 MW, ainsi que tous les investissements requis au niveau du réseau principal pour garantir au Distributeur leur raccordement ferme, feront aussi l'objet d'une révision de la présente entente.

16. Les Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec tels qu'approuvés et modifiés par la Régie de l'énergie font partie intégrante des présentes. Par ailleurs, le Distributeur est informé que le Transporteur produira sous peu auprès de la Régie de l'énergie des demandes d'approbation qui concernent la politique relative aux ajouts au réseau de transport ainsi que les exigences techniques pour les installations des clients du Distributeur raccordées au réseau de transport. Le Distributeur s'engage envers le Transporteur, pour ce projet, à procéder aux ajustements appropriés pour respecter les décisions à venir de la Régie relativement à ces demandes d'approbation.

Entente intervenue à Montréal le

13-mars-13

Stephane Verret.

Directeur, Commercialisation et affaires réglementaires, DPPEAR,

Hydro-Québec TransÉnergie

Hervé Lamarre,

Directeur, Grands clients,

V.-p. Clientèle,

Hydro-Québec Distribution

Préparée par : Yves Dallaire et Claire Larochelle, délégués commerciaux HQT, François Tremblay ing. Planification réseaux régionaux

ANNEXE 1 À L'ENTENTE INTERNE DE RACCORDEMENT POUR ALUMINERIE ALOUETTE INC. ÉCHÉANCIER DÉCISIONNEL EN DATE DU 20 FÉVRIER 2013 AJOUT DE NOUVELLES CHARGES

										Fin de Phase 3 (Alouette)	1 et 2	Échéance phases 1, 2 et 3
	2013-02-20	2013-06	2013-12	2014-03	2014-06	2015-12-31	2016	2017-12-31	2018-12-		2029	2041-08-31
Recommandation Raccordement (Régie / phase 1) EIR = 70 MW fermes pour une durée de 20 ans (+ options)	70 MW non fermes				70 MW non fermes	70 MW fermes						Si phase 3 annulée: 70 MW fermes
L'EIR contient une date limite pour confirmer la phase 3 afin d'éviter une évision des coûts et un report des lates de misses en service demandées (soit le 2014-06 pour 395 MW non fermes).		Dépôt à la Régie du projet 70 MW plus Phase 3, 430 MW conditionnelle à confirmation par Alouette			Date limite HQT pour que HQD confirme phase 3 (sectionnement et prolongement L 1650- 1651) pour respecter les délais 2015 et 2018							
Délais décisionnels d'Alouette selon e décret			coûts de projet	entre l'autorisation	Ir la phase 3 : Impli n de la Régie et une décis avec et sans phase 3)	ique engagement de ion d'annuler la phas	HQD au remb e 3 (différence	oursement des e entre les				
Raccordement le 31 décembre 2015 de 395 MW non fermes si confirmation de HQT avant juin 2014					Si pas de confirmation de la phase 3 - Délai additionnel de 12 à 24 mois après la confirmation et augmentation des coûts à préciser	+ 395 MW ave	>	spécifiques temp	ĺ	+ 35 MW		
Si le client confirme la phase 3, EIR sera amendée pour un total de 500 MW fermes pour au moins 20 ans. HQD doit confirmer à HQT la phase 3 avant le 31 décembre 2013 ou donner des garanties de palement pour faire		Dépôt à la Régie projet de renforcement Avant-projet renforcement en cours	>	Décision HQD pour autoriser le démarrage du projet de renforcement attribuable à Alouette et démarrage du projet.	Projet Renforcem				Alouette			
débuter le projet à temps. (Enveloppe budgétaire négociée)					La phase projet devrait of 2018. Certaines compositive une garantie de avant confirmation de	santes du projet sere remboursement par	ont amorcées p	enses encourues	/ en décembre		Ÿ	
Mise en service du renforcement du Réseau principal pour rendre fermes es 430 MW (plus la reconduction des 70 MW fermes qui seraient intégrés à a phase 3) pour un total de 500 MW					renforcement - Délai	Délais à préciser par HQE selon la date de confirmation	• • • • • • •			+ 35 MW fermes Nouvelle période de MES des 430 MW fermes, variable en fonction de la date de la confirmation.		Total de 500 MW fermes

Sous toute réserve

MW non fermes
MW fermes
Délais décisionnel
Décision de HQD

Retard de MES si phase 3 non confirmée aux dates indiquées

2013 03-04

Projet de raccordement à 161 kV du client Aluminerie Alouette à Sept-Îles

Méthode de calcul des options du client

COÜTS GLOBAUX Coûts avant FEE (k\$) Projet de raccordement à Projet de raccordement à 161 kV sans la phase III 161 kV avec phase III (500 MW) (70 MW) Travaux prévus (k\$) Offre de référence du Transporteur 36 344 23 952 Option du client Alouette - Surisolation 957 957 Option du client Alouette - 2ième alimentation 13 045 3 212 Coût total du projet (k\$) 40 513 37 953

Le client Aluminerie Alouette Inc. confirmera à HQD la réalisation de la phase 3 (+ 430 MW) entre décembre 2013 et décembre 2017.

À la demande de HQD, il est requis d'établir un scénario de référence pour une option 70 MW. Ce qui permettra au Distributeur de déterminer les engagements financiers qu'il devra exiger de son client pour couvrir le projet de raccordement à 161 kV jusqu'à la signature d'un engagement OFFICIEL pour le raccordement de la phase 3 (+430MW).

Pour 70 MW, la solution de raccordement à 161 kV demeure la construction d'une ligne biterne entre le poste Arnaud et les installations existantes du client Alouette. Toutefois, HQ attribuerait un premier circuit pour répondre à la croissance de 70 MW et le second circuit serait à la charge du client Alouette puisqu'il a demandé une alimentation de relève.

L'offre de référence pour un scénario 70MW est estimée à partir du coût d'une ligne monoterne entre le poste Arnaud et les installations du client Alouette et l'addition d'un départ de ligne au poste Arnaud. La différence de coûts le coût d'une ligne monoterne (estimation paramétrique) et d'une ligne biterne (Proposition d'affaires d'HQÉ) serait remboursée par le client ainsi que le 2ième départ de ligne au poste Arnaud.

Si HQT n'a pas à raccorder le poste client phase 3,

2 560 k\$ => sectionnement et prolongement de L1650-L1651 vers le nouveau poste client phase 3

INTRANTS POUR LES CALCULS

Proposition d'Affaires d'HQÈ et télécom (à la fin du projet les 4 coûts suivants seront mis à jour)

Poste Arnaud (ajout 2 départs de ligne)
Projet de télécommunication
Ligne biterne 14,9 km (Entre le poste Arnaud et les installations existantes du client)
Raccordement de la phase 3 (sectionnement et prolongement de la ligne 1650-1651 vers le nouveau poste client de la phase 3)
PMVI (ce coût ne doit pas être mis à jour car il sera payé en 2013 selon la recommandation projet)
TOTAL

OPTION DE SURISOLATION

Ainsi, le coût réel de l'option de la Surisolation correspond à une majoration de 3,5 % du coût de la ligne biterne de 14,9 km (incluant sa part du PMVI de 1,1%), soit : 957 k\$ qui sera mis à jour à la fin du projet

OPTION 2ième ALIMENTATION DISTINCTE POUR LE CLIENT

Le coût de l'attribution d'une 2ième alimentation distincte pour le client Aluminerie Alouette est :

[Coût global du projet - l'option de surisolation du client - l'offre de référence du Transporteur]

3 212 k\$ qui sera mis à jour à la fin du projet

Proportions

Coût de la surisolation (3,5% calculé par HQÉ)

Coût d'une ligne monoterne VS biterne (2 conducteurs 1354MCM / phase) (source : François T.)

Taux du PMVI (1% pour le milieu + 0.1% pour la gestion) => majoration de 1.1% du projet de ligne

À la fin du projet, les 4 coûts suivants devront être MAJ pour déterminer les contributions du client.

Le PMVI est calculé lors de la recommandation projet et est payé selon les propositions d'Affaires de HQÉ. Ce coût n'est pas révisé à la fin du projet.

PARAMÈTRES DE CALCULS (Mise à jour à partir des propositions d'affaires d'HQE)

 Option de surisolation (3,5%)
 957 k\$

 Coûts d'une ligne biterne à 161kV
 1 835 k\$/km

 Coûts d'une ligne monoterne à 161kV
 1 284 k\$/km

 Coûts d'un départ de ligne
 4 815 k\$

 Coûts de 2 départs de ligne
 9 630 k\$

[Projet de ligne biterne de 14,9 km de HQÉ x (1+taux de PMVI)] x [1-(1/(1+0,035))]

[Coût de la ligne biterne (k\$/km) selon le projet d'HQÉ (incluant un PMVI de 1,1%)] - l'option de surisolation du client

70% du coût de la biterne à 161 kV

Coût de 2 départs /2

Coût du volet poste d'HQÉ + coût du volet télécommunication

CALCULS DES OFFRES DE RÉFÉRENCES

Offre de référence 70 MW (scénario basé sur l'estimation d'une ligne monoterne)

 14,9 km de ligne monoterne
 19 137 k\$

 1 départ de ligne au poste Arnaud + Télécom.
 4 815 k\$

 TOTAL
 23 952 k\$

Offre de référence 500 MW (raccordement biterne + deux sections de monoterne)

ons de monoterne)

12,6 km de ligne biterne

0,5 km de ligne monoterne

2,3 km de ligne monoterne

2,954 k\$

2 départs de ligne au poste Arnaud + Télécom.

9 630 k\$ **36 344 k**\$

200 k\$

27 987 k\$

2 560 k\$

40 513 k\$

3,5%

70,0%

1,1%

336 k\$



Annexe 5

Analyse économique



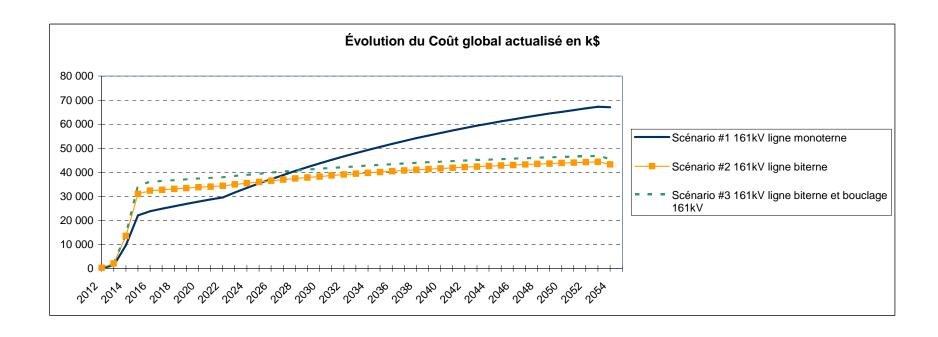
Coût global actualisé du projet : trois solutions

Projet de raccordement à 161 kV pour l'expansion du client Aluminerie Alouette

Analyse économique

Original: 2013-07-31

En k\$ actualisés	Solution # 1 161 kV ligne monoterne	Solution # 2 161 kV ligne biterne	Solution # 3 161 kV ligne biterne et bouclage 161 kV
Investissements (+)	22 707	31 922	35 635
Valeur résiduelle (-)	886	1 205	1 398
Revenus et charges évitées (-)	-	-	-
Dépenses (+)	45 167	12 568	11 294
Coût global actualisé (CGA)	66 988	43 285	45 532





Analyse économique détaillée 2012-2024

accordement à 161 kV pour l'expansion d'Alouette	TOTAL	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	20
Solution 1														
igne monoterne 161kV														
	k\$ act.*	k\$ courants*												
Investissements	22707	158	1159	8812	13805	812	0	0	0	0	0	0	0	
Valeurs résiduelles	886	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Dépenses: Taxe sur les services publics	1416	0	0	0	0	136	138	135	131	128	125	122	119	1
Pertes électriques	43752	0	0	0	0	1150	1178	1206	1234	1237	1265	1293	3379	34
Énergie (quantité MWh)		0,0	0,0	0,0	0,0	25 400	25 400	25 400	25 400	25 400	25 400	25 400	25 400	25 4
Énergie (coût \$/MWh)		0	0	0	0	40	41	42	43	43	44	45	127	12
Puissance (quantité MW) Puissance (coût \$/MW)		0	0	0	0	3 46 000	3 46 900	3 47 800	3 48 800	3 49 700	3 50 700	3 51 700	3 52 800	53 80
Dépenses totales	45168	0	0	0	0	1286	1315	1340	1365	1365	1390	1415	3498	3:
lux monétaire net Total : k\$ actualisés. Données annuelles : k\$ courants	66989	-158	-1159	-8812	-13805	-2098	-1315	-1340	-1365	-1365	-1390	-1415	-3498	-3
rotar, kā actualises. Donnees annuelles , kā courants														
Flux monétaire net actualisé	-66989	-167	-1159	-8337	-12357	-1777	-1054	-1016	-979	-926	-892	-859	-2010	-1
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC) Coût global actualisé (CGA)	00000	-167	-1326	-9663	-22020	-23796	-24850	-25866	-26845	-27771	-28663	-29522	-31532	-33
Cout global actualise (CGA)	66989													
\-\.\.\.\.\.\.\.\.\.\.\.\.\.\.\.\.\.\.\														
Solution 2														
igne biterne, 161 kV	14													
Investissements	k\$ act.* 31922	k\$ courants* 247	1804	12086	19547	1094	0	0	0	0	0	0	0	
Valeurs résiduelles	1205	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Dépenses:														
Taxe sur les services publics	2001	0	0	0	0	192	193	189	185	180	176	172	168	
Pertes électriques	10567	0	0	0	0	277	284 6 200	291	298	298 6 200	305 6 200	312 6 200	816	^
Énergie (quantité MWh) Énergie (coût \$/MWh)		0,0 0	0,0 0	0,0	0,0 0	6 200 40	6 200 41	6 200 42	6 200 43	43	6 200 44	6 200 45	6 200 127	6
Puissance (quantité MW)		0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	
Puissance (coût \$/MW)		0	0	0	0	46 000	46 900	47 800	48 800	49 700	50 700	51 700	52 800	53 80
Dépenses totales	12 568	0	0	0	0	469	478	480	483	479	482	484	983	99
lux monétaire net	43 285	-247	-1 804	-12 086	-19 547	-1 563	-478	-480	-483	-479	-482	-484	-983	-99
Total : k\$ actualisés. Données annuelles : k\$ courants														
Flux monétaire net actualisé	-43285	-261	-1804	-11434		-1324	-383		-346		-309			
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)					-17496			-364	-346	-325		-294	-565	
		-261	-2065	-13500	-17496 -30996	-32319	-32702	-364 -33066	-346 -33412	-325 -33737	-34046	-294 -34340	-565 -34905	
Coût global actualisé (CGA)	43285	-261	-2065											
Coût global actualisé (CGA)	43285	-261	-2065											
Coût global actualisé (CGA)	43285	-261	-2065											
Solution 3	43285	-261	-2065											-35
			-2065											
Solution 3 Ligne biterne 161kV et bouclage 161kV	k\$ act.*	k\$ courants*		-13500	-30996	-32319	-32702	-33066	-33412	-33737	-34046	-34340	-34905	
Solution 3 igne biterne 161kV et bouclage 161kV	k\$ act.* 35635	k\$ courants* 255	1869	-13500 12786	-30996 22563	-32319 1422	- 32702	-33066 0	-33412 0	-33737	-34046 0	-34340	-34905 0	
Solution 3 .igne biterne 161kV et bouclage 161kV Investissements Valeurs résiduelles	k\$ act.*	k\$ courants*		-13500	-30996	-32319	-32702	-33066	-33412	-33737	-34046	-34340	-34905	
Solution 3 igne biterne 161kV et bouclage 161kV	k\$ act.* 35635	k\$ courants* 255	1869	-13500 12786	-30996 22563	-32319 1422	- 32702	-33066 0	-33412 0	-33737	-34046 0	-34340	-34905 0	
Solution 3 .igne biterne 161kV et bouclage 161kV Investissements Valeurs résiduelles Dépenses: Taxe sur les services publics Pertes électriques	k <u>\$ act.*</u> 35635 1398	k\$ courants* 255 0 0	1869 0 0	-13500 12786 0 0	-30996 22563 0 0	-32319 1422 0 213 238	-32702 0 0 216 244	-33066 0 0 211 249	-33412 0 0 207 255	-33737 0 0 202 256	-34046 0 0 197 262	-34340 0 0 192 268	-34905 0 0 188 699	-35
Solution 3 Ligne biterne 161kV et bouclage 161kV Investissements Valeurs résiduelles Dépenses: Taxe sur les services publics Pertes électriques Energie (quantité MWh)	k\$ act.* 35635 1398 2242	k\$ courants* 255 0 0 0 0 0	1869 0 0 0 0,0	-13500 12786 0 0 0 0,0	-30996 22563 0 0 0	-32319 1422 0 213 238 5 300	-32702 0 0 216 244 5 300	-33066 0 0 211 249 5 300	-33412 0 0 207 255 5 300	-33737 0 0 202 256 5 300	-34046 0 0 197 262 5 300	-34340 0 0 192 268 5 300	-34905 0 0 188 699 5 300	-35 5
Solution 3 Ligne biterne 161kV et bouclage 161kV Investissements Valeurs résiduelles Dépenses: Taxe sur les services publics Pertes électriques Energie (quantité MWh) Energie (pots \$MWh)	k\$ act.* 35635 1398 2242	k\$ courants* 255 0 0 0 0 0 0 0 0	1869 0 0 0 0 0,0	-13500 12786 0 0 0 0,0	22563 0 0 0,0	-32319 1422 0 213 238	-32702 0 0 216 244 5 300 41	-33066 0 0 211 249 5 300 42	-33412 0 0 0 207 255 5 300 43	-33737 0 0 0 202 256 5 300 43	-34046 0 0 197 262 5 300 44	-34340 0 0 192 268 5 300 45	-34905 0 0 188 699 5 300 127	-35
Solution 3 Ligne biterne 161kV et bouclage 161kV Investissements Valeurs résiduelles Dépenses: Taxe sur les services publics Pertes électriques Energie (quantité MWh) Energie (coût \$MWh) Puissance (quantité MW)	k\$ act.* 35635 1398 2242	k\$ courants* 255 0 0 0 0 0	1869 0 0 0 0,0	-13500 12786 0 0 0 0,0	-30996 22563 0 0 0	-32319 1422 0 213 238 5 300	-32702 0 0 216 244 5 300	-33066 0 0 211 249 5 300	-33412 0 0 207 255 5 300	-33737 0 0 202 256 5 300	-34046 0 0 197 262 5 300	-34340 0 0 192 268 5 300 45	-34905 0 0 188 699 5 300 127	-35 5
igne biterne 161kV et bouclage 161kV Investissements Valeurs résiduelles Dépenses: Taxe sur les services publics Pertes électriques Energie (quantité MWh) Energie (cold SMWh)	k\$ act.* 35635 1398 2242	K\$ courants* 255 0 0 0 0 0 0 0 0	1869 0 0 0 0,0 0	12786 0 0 0,0 0,0	22563 0 0 0,0 0	-32319 1422 0 213 238 5 300 40 1	-32702 0 0 216 244 5 300 41	-33066 0 0 211 249 5 300 42 1	-33412 0 0 207 255 5 300 43 1	-33737 0 0 202 256 5 300 43 1	-34046 0 0 197 262 5 300 44 1	-34340 0 0 192 268 5 300 45	-34905 0 0 188 699 5 300 127	-33 5 1
Solution 3 Ligne biterne 161kV et bouclage 161kV Investissements Valeurs résiduelles Dépenses: Taxe sur les services publics Pertes électriques Energie (quantité MWh) Energie (cout \$/MWh) Puissance (quantité MW) Puissance (cout \$/MW) Dépenses totales	k\$ act.* 35635 1398 2242 9052	k\$ courants* 255 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	1869 0 0 0,0 0,0 0	12786 0 0 0,0 0,0 0	22563 0 0 0,0 0,0 0	-32319 1422 0 213 238 5 300 40 1 46 000 451	-32702 0 0 216 244 5 300 41 1 46 900 460	-33066 0 0 211 249 5 300 42 1 47 800 461	0 0 0 207 255 5 300 43 43 1 48 800 462	0 0 0 202 256 5 300 43 43 1 49 700 458	-34046 0 0 197 262 5 300 44 1 50 700 459	-34340 0 0 192 268 5 300 45 1 51 700 460	-34905 0 0 188 699 5300 127 1 52 800 887	-38 5 1 53 8 8
Solution 3 Ligne biterne 161kV et bouclage 161kV Investissements Valeurs résiduelles Dépenses: Taxe sur les services publics Pertes électriques Energie (quantité MWN) Puissance (quantité MW) Puissance (coût \$MW) Dépenses totales Lux monétaire net	k\$ act.* 35635 1398 2242 9052	k\$ courants* 255 0 0 0 0 0 0 0 0 0	1869 0 0 0 0,0 0	12786 0 0 0,0 0,0	-30996 22563 0 0 0 0,0 0	-32319 1422 0 213 238 5 300 40 1 46 000	-32702 0 0 216 244 5 300 41 1 46 900	-33066 0 0 211 249 5300 42 1 47800	-33412 0 0 207 255 5 300 43 1 48 800	-33737 0 0 202 256 5 300 43 1 49 700	-34046 0 0 197 262 5 300 44 1 50 700	-34340 0 0 192 268 5 300 45 1 51 700	-34905 0 0 188 699 5 300 127 1 52 800	-33 5 1
igne biterne 161kV et bouclage 161kV Investissements Valeurs résiduelles Dépenses: Taxe sur les services publics Pertes électriques Energie (quantité MWN) Puissance (quantité MWN) Puissance (quotit s'MW) Dépenses totales ux monétaire net cal: «\$ actualisés. Données annuelles : «\$ courants	K\$ act.* 35635 1398 2242 9052 11 294 45 532	k\$ courants* 255 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	1869 0 0 0 0,0 0 0 0	-13500 12786 0 0 0 0 0 0 0 0	22563 0 0 0,0 0 0	1422 0 213 238 5 300 40 45 101 -1 873	-32702 0 0 216 244 5 300 41 1 46 900 460	-33066 0 0 211 249 5 300 42 1 47 800 461	0 0 207 255 5 300 43 1 48 800 462	0 0 0 202 256 5 300 43 1 49 700 458	-34046 0 0 197 262 5 300 44 1 50 700 459	0 0 0 192 268 5 300 45 1 51 700 460	0 0 0 188 699 5 300 127 1 52 800 887	-3: 53 8
igne biterne 161kV et bouclage 161kV Investissements Valeurs résiduelles Dépenses: Taxe sur les services publics Pertes électriques Energie (quantité MWh) Energie (coût SMWh) Puissance (quantité MW) Puissance (coût SMW) Dépenses totales ux monétaire net	k\$ act.* 35635 1398 2242 9052	k\$ courants* 255 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	1869 0 0 0,0 0,0 0	12786 0 0 0,0 0,0 0	22563 0 0 0,0 0,0 0	-32319 1422 0 213 238 5 300 40 1 46 000 451	-32702 0 0 216 244 5 300 41 1 46 900 460	-33066 0 0 211 249 5 300 42 1 47 800 461	0 0 0 207 255 5 300 43 43 1 48 800 462	0 0 0 202 256 5 300 43 43 1 49 700 458	-34046 0 0 197 262 5 300 44 1 50 700 459	-34340 0 0 192 268 5 300 45 1 51 700 460	-34905 0 0 188 699 5300 127 1 52 800 887	-3: 53 8



Analyse économique détaillée 2025-2039

Raccordement à 161 kV pour l'expansion d'Alouette	TOTAL	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Solution 1																
Ligne monoterne 161kV																
•	k\$ act.*	k\$ courants*														
Investissements	22707	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Valeurs résiduelles Dépenses:	886	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Taxe sur les services publics	1416	113	110	106	103	100	97	94	91	88	85	82	78	75	72	6
Pertes électriques Énergie (quantité MWh)	43752	3513 25 400	3567 25 400	3646 25 400	3726 25 400	3780 25 400	3859 25 400	3939 25 400	4019 25 400	4099 25 400	4179 25 400	4259 25 400	4364 25 400	4445 25 400	4525 25 400	463 25 40
Énergie (quantité MWH) Énergie (coût \$/MWh)		132	134	137	140	142	145	148	151	154	157	160	164	167	170	174
Puissance (quantité MW)		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
Puissance (coût \$/MW) Dépenses totales	45168	54 900 3625	56 000 3676	57 100 3752	58 300 3829	59 400 3880	60 600 3956	61 800 4033	63 100 4110	64 300 4186	65 600 4263	66 900 4340	68 300 4443	69 700 4520	71 000 4597	72 500 470
Flux monétaire net	66989	-3625	-3676	-3752	-3829	-3880	-3956	-4033	-4110	-4186	-4263	-4340	-4443	-4520	-4597	-470
* Total : k\$ actualisés. Données annuelles : k\$ courants																
Flux monétaire net actualisé	-66989	-1864	-1789	-1727	-1668	-1599	-1542	-1487	-1434	-1382	-1332	-1282	-1242	-1195	-1150	-111
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC) Coût global actualisé (CGA)	66989	-35326	-37115	-38842	-40510	-42108	-43651	-45138	-46572	-47954	-49285	-50568	-51810	-53005	-54156	-5526
Cour global actualise (CGA)	60909															
Solution 2																
Ligne biterne, 161 kV																
Lighte biterne, for KV	k\$ act.*	k\$ courants*														
Investissements	31922	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Valeurs résiduelles	1205	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(
Dépenses: Taxe sur les services publics	2001	159	155	151	146	142	138	134	129	125	121	116	112	108	104	9:
Pertes électriques	10567	848	861	880	899	912	932	951	970	989	1009	1028	1053	1073	1092	1118
Énergie (quantité MWh)		6 200 132	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200
Énergie (coût \$/MWh) Puissance (quantité MW)		132	134 1	137 1	140 1	142 1	145 1	148 1	151 1	154 1	157 1	160 1	164 1	167 1	170 1	174
Puissance (coût \$/MW)		54 900	56 000	57 100	58 300	59 400	60 600	61 800	63 100	64 300	65 600	66 900	68 300	69 700	71 000	72 500
Dépenses totales	12 568	1 007	1 016	1 031	1 046	1 054	1 069	1 084	1 099	1 114	1 129	1 144	1 166	1 181	1 196	1 217
Flux monétaire net	43 285	-1 007	-1 016	-1 031	-1 046	-1 054	-1 069	-1 084	-1 099	-1 114	-1 129	-1 144	-1 166	-1 181	-1 196	-1 217
* Total : k\$ actualisés. Données annuelles : k\$ courants																
Flux monétaire net actualisé	-43285	-518	-494	-474	-455	-434	-417	-400	-384	-368	-353	-338	-326	-312	-299	-28
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		-35962	-36456	-36931	-37386	-37821	-38238	-38637	-39021	-39389	-39742	-40080	-40406	-40718	-41017	-4130
Coût global actualisé (CGA)	43285															
Solution 3																
Ligne biterne 161kV et bouclage 161kV																
Investissements	k\$ act.* 35635	k\$ courants*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(
Valeurs résiduelles	1398	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Č
Dépenses:		.=0														
Taxe sur les services publics Pertes électriques	2242 9052	178 727	173 738	169 754	164 771	159 782	155 798	150 815	145 832	140 848	136 865	131 881	126 903	121 920	117 936	112 958
Énergie (quantité MWh)	3032	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 30
Énergie (coût \$/MWh)		132	134	137	140	142	145	148	151	154	157	160	164	167	170	174
Puissance (quantité MW) Puissance (coût \$/MW)		54 900	56 000	57 100	58 300	59 400	60 600	61 800	63 100	64 300	65 600	66 900	68 300	69 700	71 000	72 500
Dépenses totales	11 294	905	911	923	935	941	953	965	977	988	1 000	1 011	1 029	1 041	1 053	1 070
Flux monétaire net	45 532	-905	-911	-923	-935	-941	-953	-965	-977	-988	-1 000	-1 011	-1 029	-1 041	-1 053	-1 070
* Total : k\$ actualisés. Données annuelles : k\$ courants	40 J3Z	-900	-311	-923	-933	-341	-333	-900	-311	-300	-1 000	-1 011	-1 029	-1 041	-1 003	-1 0/0
	45500						0.00	0.50				***				
Flux monétaire net actualisé Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)	-45532	-465 -39 411	-443 -39 854	-425 -40 279	-407 -40 686	-388 -41 074	-371 -41 446	-356 -41 802	-341 -42 142	-326 -42 469	-312 -42 781	-299 -43 080	-288 -43 367	-275 -43 643	-263 -43 906	-25 -44 159
Coût global actualisé (CGA)	45 532		30-00-	-10-21-0		71.01			12.112	12 100	12.01		10 001	10 0 10		-11.05



Analyse économique détaillée 2040-2054

Raccordement à 161 kV pour l'expansion d'Alouette	TOTAL	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
Solution 1																
Ligne monoterne 161kV																
g	k\$ act.*	k\$ courants*														
Investissements	22707	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Valeurs résiduelles	886	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	859
Dépenses:		66	63	60	57	54	52	49	46	43	40	37	35	32	29	2
Taxe sur les services publics Pertes électriques	1416 43752	4711	4817	4897	5003	54 5110	52 5216	5297	5403	5535	5642	5749	5855	5988	6095	622
Énergie (quantité MWh)	43732	25 400	25 400	25 400	25 400	25 400	25 400	25 400	25 400	25 400	25 400	25 400	25 400	25 400	25 400	25 40
Énergie (coût \$/MWh)		177	181	184	188	192	196	199	203	208	212	216	220	225	229	229
Puissance (quantité MW)		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
Puissance (coût \$/MW) Dépenses totales	45168	73 900 4777	75 400 4880	76 900 4957	78 400 5061	80 000 5164	81 600 5267	83 200 5345	84 900 5449	86 600 5578	88 300 5682	90 100 5786	91 900 5890	93 700 6019	95 600 6124	97 512 625
Depenses totales	43100	4///	4000	4937	3001	3104	5207	3343	3449	3376	3002	3/00	2090	6019	0124	623
Flux monétaire net	66989	-4777	-4880	-4957	-5061	-5164	-5267	-5345	-5449	-5578	-5682	-5786	-5890	-6019	-6124	234
* Total : k\$ actualisés. Données annuelles : k\$ courants																
Flux monétaire net actualisé	-66989	-1070	-1034	-994	-960	-927	-894	-859	-828	-802	-773	-745	-717	-693	-667	24
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		-56338	-57372	-58366	-59326	-60252	-61147	-62005	-62833	-63635	-64408	-65153	-65870	-66563	-67230	-6698
Coût global actualisé (CGA)	66989															
Solution 2																
Ligne biterne, 161 kV																
	k\$ act.*	k\$ courants*														
Investissements	31922	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Valeurs résiduelles	1205	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1169
Dépenses: Taxe sur les services publics	2001	95	91	87	82	78	74	70	65	61	57	53	49	44	40	3
Pertes électriques	10567	1137	1163	1182	1208	1233	1259	1279	1304	1336	1362	1388	1413	1470	1502	150
Énergie (quantité MWh)		6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 20
Énergie (coût \$/MWh)		177	181	184	188	192	196	199	203	208	212	216	220	225	229	229
Puissance (quantité MW)		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Puissance (coût \$/MW) Dépenses totales	12 568	73 900 1 232	75 400 1 254	76 900 1 269	78 400 1 290	80 000 1 312	81 600 1 333	83 200 1 348	84 900 1 370	86 600 1 397	88 300 1 419	90 100	91 900 1 462	93 700 1 514	95 600 1 542	95 600 1 539
Depenses totales	12 568	1 232	1 254	1 269	1 290	1 312	1 333	1 348	1 3/0	1 397	1 419	1 440	1 462	1 514	1 542	1 539
Flux monétaire net	43 285	-1 232	-1 254	-1 269	-1 290	-1 312	-1 333	-1 348	-1 370	-1 397	-1 419	-1 440	-1 462	-1 514	-1 542	10 152
* Total : k\$ actualisés. Données annuelles : k\$ courants																
Flux monétaire net actualisé	-43285	-276	-266	-254	-245	-235	-226	-217	-208	-201	-193	-185	-178	-174	-168	104
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		-41581	-41847	-42101	-42346	-42581	-42808	-43024	-43232	-43433	-43626	-43812	-43989	-44164	-44332	-4328
Coût global actualisé (CGA)	43285															
Solution 3																
Ligne biterne 161kV et bouclage 161kV																
•	k\$ act.*	k\$ courants*														
Investissements	35635	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Valeurs résiduelles	1398	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1355
Dépenses:	2242	107	102	98	93	88	84	79	74	70	65	60	56	51	46	4
Taxe sur les services publics Pertes électriques	9052	975	997	1013	1035	1057	1079	1096	1118	1145	1167	1189	1211	1239	1261	128
Énergie (quantité MWh)	3032	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 30
Énergie (coût \$/MWh)		177	181	184	188	192	196	199	203	208	212	216	220	225	229	229
Puissance (quantité MW)		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Puissance (coût \$/MW) Dépenses totales	11 294	73 900 1 082	75 400 1 099	76 900 1 111	78 400 1 128	80 000 1 145	81 600 1 163	83 200 1 175	84 900 1 192	86 600 1 215	88 300 1 232	90 100 1 250	91 900 1 267	93 700 1 290	95 600 1 307	95 600 1 330
Depenses totales	11294	1 082	1 099	1 111	1 128	1 145	1 103	1 1/5	1 192	1 ZT5	1 232	1 250	1 207	1 290	1 307	1 330
Flux monétaire net	45 532	-1 082	-1 099	-1 111	-1 128	-1 145	-1 163	-1 175	-1 192	-1 215	-1 232	-1 250	-1 267	-1 290	-1 307	12 227
* Total : k\$ actualisés. Données annuelles : k\$ courants																
Flux monétaire net actualisé	-45532	-242	-233	-223	-214	-206	-197	-189	-181	-175	-168	-161	-154	-149	-142	126
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	-44 402	-44 635	-44 857	-45 071	-45 277	-45 474	-45 663	-45 844	-46 019	-46 186	-46 347	-46 501	-46 650	-46 792	-45 532
Coût global actualisé (CGA)	45 532															



Principaux paramètres économiques du projet

Paramètres du projet

Paramètres	Particuliers							
Date des paramètres	14-mars-13							
Taux des frais de garantie	0,50%	Structure de d	apital		Part	С	oût de long te	
Taux d'actualisation de long terme	5,698%	Dette		70%		5,401%		
		capitaux propre	es		30%		6,391%	
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Taux de taxe sur les services publics		0,550%	0,550%	0,550%	0,550%	0,550%	0,550%	
Taux pour frais d'emprunts à capitalise	r	6,838%	6,838%	6,838%	6,838%	6,838%	6,838%	
Taux pour la charge d'intérêt (excluant	frais de garantie)	4,901%	4,901%	4,901%	4,901%	4,901%	4,901%	



Annexe 6

Coûts annuels



Installation			Ann	ée			
Description	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Global TRANSPORT (lignes et postes) et TÉLÉCOMMU	NICATIONS	_			-	_	
Coûts de l'avant-projet							
Études d'avant-projet	459,3	489,0	20,8				969,1
Autres coûts	0,1	2,9					3,0
Frais financiers	16,0	28,2	1,2				45,4
Sous-total	475,4	520,1	22,0				1 017,5
Coûts du projet					-		
Ingénierie interne		430,3	538,3	169,2	12,8		1 150,6
Ingénierie externe		336,1	240,9	38,9	5,8		621,7
Client		423,5	1 760,2	1 145,6	128,4		3 457,7
Approvisionnement		10,4	7 792,1	3 970,2			11 772,7
Construction		69,7	1 612,9	12 419,4			14 102,0
Gérance interne		91,5	521,8	1 727,8	11,4	3,7	2 356,2
Gérance externe			256,9	437,3			694,2
Provision			32,4	761,5	2 272,4		3 066,3
Autres coûts		15,8	220,3	383,6	30,3		650,0
Frais financiers		51,4	316,2	1 256,5			1 624,1
Sous-total		1 428,7	13 292,0	22 310,0	2 461,1	3,7	39 495,5
TOTAL	475,4	1 948,8	13 314,0	22 310,0	2 461,1	3,7	40 513,0



Installation				Ann	ée			
Description		Avant	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Global TRANSPORT (lignes et postes)					_	_	_	
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet		459,3	489,0					948,3
Autres coûts		0,1	2,9					3,0
Frais financiers		16,0	28,2					44,2
	Sous-total	475,4	520,1					995,5
Coûts du projet	_				_	_		
Ingénierie interne			430,3	530,6	164,9	12,8		1 138,6
Ingénierie externe			336,1	216,9	38,9	5,8		597,7
Client			423,5	1 758,2	1 129,4	128,4		3 439,5
Approvisionnement			10,4	7 772,1	3 970,2			11 752,7
Construction			69,7	1 593,7	12 408,6			14 072,0
Gérance interne			91,5	500,9	1 704,9	11,4	3,7	2 312,4
Gérance externe				256,9	437,3			694,2
Provision				32,4	741,5	2 272,4		3 046,3
Autres coûts			15,8	220,3	383,6	30,3		650,0
Frais financiers			51,4	310,8	1 251,9			1 614,1
	Sous-total		1 428,7	13 192,8	22 231,2	2 461,1	3,7	39 317,5
	TOTAL	475,4	1 948,8	13 192,8	22 231,2	2 461,1	3,7	40 313,0



Installation				Ann	ée			
Description	Ī	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Global LIGNES	_	•	•		•			
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet		160,0	234,0					394,0
Autres coûts		0,1	2,9					3,0
Frais financiers		1,6	18,4					20,0
	Sous-total	161,7	255,3					417,0
Coûts du projet	_	•	•	•	•	•		
Ingénierie interne			203,4	397,5	125,4	12,8		739,1
Ingénierie externe			266,9	26,7	2,9	5,8		302,3
Client			423,5	1 758,2	104,8	128,4		2 414,9
Approvisionnement				7 772,1	1 523,5			9 295,6
Construction				1 593,7	10 052,1			11 645,8
Gérance interne			42,5	391,8	952,6	1,1		1 388,0
Gérance externe				256,9	437,3			694,2
Provision						2 272,4		2 272,4
Autres coûts			7,3	214,4	291,2	30,2		543,1
Frais financiers			12,5	224,7	933,4			1 170,6
	Sous-total		956,1	12 636,0	14 423,2	2 450,7		30 466,0
	TOTAL	161,7	1 211,4	12 636,0	14 423,2	2 450,7		30 883,0



Installation				Ann	ée			
Description		Avant	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Ligne Arnaud / Alouette (C-1661/1662)	_		•	•		•		
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet		160,0	234,0					394,0
Autres coûts		0,1	2,9					3,0
Frais financiers		1,6	18,4					20,0
	Sous-total	161,7	255,3					417,0
Coûts du projet	_							
Ingénierie interne			203,4	397,5	110,7	12,8		724,4
Ingénierie externe			266,9	26,7	2,9	5,8		302,3
Client			395,3	1 758,2	104,8	128,4		2 386,7
Approvisionnement				7 772,1	484,6			8 256,7
Construction				1 593,7	8 964,9			10 558,6
Gérance interne			39,7	381,2	890,9			1 311,8
Gérance externe				256,9	392,8			649,7
Provision						2 031,0		2 031,0
Autres coûts			7,3	214,3	263,1	27,2		511,9
Frais financiers			12,4	224,3	908,0			1 144,7
	Sous-total		925,0	12 624,9	12 122,7	2 205,2		27 877,8
	TOTAL	161,7	1 180,3	12 624,9	12 122,7	2 205,2		28 294,8



Installation		Année					
Description	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	Total

Ligne Arnaud / Alouette (C-1650/1651)

Coûts de l'avant-projet

Études d'avant-projet

Autres coûts

Frais financiers

Sous-tota	ıl					
Coûts du projet	•					_
Ingénierie interne				14,7		14,7
Ingénierie externe						
Client		28,2				28,2
Approvisionnement				1 038,9		1 038,9
Construction				1 087,2		1 087,2
Gérance interne		2,8	10,6	61,7	1,1	76,2
Gérance externe				44,5		44,5
Provision					241,4	241,4
Autres coûts			0,1	28,1	3,0	31,2
Frais financiers		0,1	0,4	25,4		25,9
Sous-tota	ıl	31,1	11,1	2 300,5	245,5	2 588,2
		1		Π		
TOTA	L	31,1	11,1	2 300,5	245,5	2 588,2



Installation			Anr	née			
Description	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Global POSTES		•	•	•		•	
Coûts de l'avant-projet							
Études d'avant-projet	299,3	255,0					554,3
Autres coûts							
Frais financiers	14,4	9,8					24,2
Sous-tota	al 313,7	264,8					578,5
Coûts du projet		•	•	•	•	•	
Ingénierie interne		226,9	133,1	39,5			399,5
Ingénierie externe		69,2	190,2	36,0			295,4
Client				1 024,6			1 024,6
Approvisionnement		10,4		2 446,7			2 457,1
Construction		69,7		2 356,5			2 426,2
Gérance interne		49,0	109,1	752,3	10,3	3,7	924,4
Gérance externe							
Provision			32,4	741,5			773,9
Autres coûts		8,5	5,9	92,4	0,1		106,9
Frais financiers		38,9	86,1	318,5			443,5
Sous-tota	al	472,6	556,8	7 808,0	10,4	3,7	8 851,5
TOTA	L 313,7	737,4	556,8	7 808,0	10,4	3,7	9 430,0



Installation			Ann	ée			
Description	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Poste Arnaud							
Coûts de l'avant-projet							
Études d'avant-projet	299,3	255,0					554,3
Autres coûts							
Frais financiers	14,4	9,8					24,2
Sous-to Sous-to	tal 313,7	264,8					578,5
Coûts du projet		•	•	<u>'</u>	•	•	
Ingénierie interne		226,9	133,1	39,5			399,5
Ingénierie externe		69,2	190,2	36,0			295,4
Client				1 024,6			1 024,6
Approvisionnement		10,4		2 446,7			2 457,1
Construction		69,7		2 356,5			2 426,2
Gérance interne		49,0	109,1	752,3	10,3	3,7	924,4
Gérance externe							
Provision			32,4	741,5			773,9
Autres coûts		8,5	5,9	92,4	0,1		106,9
Frais financiers		38,9	86,1	318,5			443,5
Sous-to	tal	472,6	556,8	7 808,0	10,4	3,7	8 851,5
тот	AL 313,7	737,4	556,8	7 808,0	10,4	3,7	9 430,0



	Année						
Avant	2013	2014	2015	2016	2017	Total	
			•				
		20,8				20,8	
		1,2				1,2	
		22,0				22,0	
	•						
		7,7	4,3			12,0	
		24,0				24,0	
		2,0	16,2			18,2	
		20,0				20,0	
		19,2	10,8			30,0	
		20,9	22,9			43,8	
			20,0			20,0	
		5,4	4,6			10,0	
		99,2	78,8			178,0	
	1	124 2	70 0			200,0	
	Avant	Avant 2013	Avant 2013 2014 20,8 1,2 22,0 7,7 24,0 2,0 20,0 19,2 20,9 5,4 99,2	Avant 2013 2014 2015 20,8 1,2 22,0 7,7 4,3 24,0 24,0 20,0 16,2 20,0 19,2 10,8 20,9 22,9 20,0 5,4 4,6 99,2 78,8	Avant 2013 2014 2015 2016 20,8 1,2 22,0 7,7 4,3 24,0 2,0 16,2 20,0 19,2 10,8 20,9 22,9 20,0 20,0 5,4 4,6 99,2 78,8	Avant 2013 2014 2015 2016 2017 20,8 1,2 22,0 7,7 4,3 24,0 2,0 16,2 20,0 19,2 10,8 20,9 22,9 20,0 5,4 4,6	



Annexe 7

Impact tarifaire



Tableau 1 : Impact tarifaire du Projet sur 20 ans

Coût total du projet (M\$)		40,513
Coût des travaux défrayé par le client (M\$)		4,169
Coût du projet du Transporteur (M\$)		36,344
Contribution estimée du Distributeur (M\$)		0,000
Mise en service nette (M\$)		36,344
	2015-9	33,784
	2015-12	2,560
Amortissement linéaire ¹		
Coût moyen pondéré du capital prospectif ²		5,698%
Entretien et exploitation ³		1.3%
Taxe sur les services publics (TSP) 4		0,55%
Nombro d'appôce		20

Années	Amortissem ent 2015-9	Amortissem ent 2015-12	Amortissem ent	Amortissem ent cumulé	Base de tarification : solde de fin	Base de tarification : moyenne 13 soldes	Coût du capital	Entretien et exploitation	Taxe sur les services publics	Total	Revenus requis	Besoins de transport	Tarif annuel
	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(MW)	(\$/kW)
2012											2 984,378	41 744	71,49
2015	0,422	0,000	0,422	0,422	35,922	10,527	0,600	0,146	0,000	1,169	2 985,547	41 814	71,40
2016	1,689	0,128	1,817	2,240	34,105	35,013	1,995	0,464	0,198	4,474	2 988,852	41 814	71,48
2017	1,689	0,128	1,817	4,057	32,287	33,196	1,892	0,464	0,188	4,360	2 988,738	41 814	71,48
2018	1,689	0,128	1,817	5,874	30,470	31,379	1,788	0,464	0,178	4,246	2 988,625	41 814	71,47
2019	1,689	0,128	1,817	7,691	28,653	29,562	1,684	0,464	0,168	4,133	2 988,511	41 814	71,47
2020	1,689	0,128	1,817	9,508	26,836	27,744	1,581	0,464	0,158	4,019	2 988,398	41 814	71,47
2021	1,689	0,128	1,817	11,326	25,019	25,927	1,477	0,464	0,148	3,906	2 988,284	41 814	71,47
2022	1,689	0,128	1,817	13,143	23,201	24,110	1,374	0,464	0,138	3,792	2 988,171	41 814	71,46
2023	1,689	0,128	1,817	14,960	21,384	22,293	1,270	0,464	0,128	3,679	2 988,057	41 814	71,46
2024	1,689	0,128	1,817	16,777	19,567	20,476	1,167	0,464	0,118	3,565	2 987,944	41 814	71,46
2025	1,689	0,128	1,817	18,594	17,750	18,658	1,063	0,464	0,108	3,452	2 987,830	41 814	71,46
2026	1,689	0,128	1,817	20,412	15,933	16,841	0,960	0,464	0,098	3,338	2 987,717	41 814	71,45
2027	1,689	0,128	1,817	22,229	14,115	15,024	0,856	0,464	0,088	3,225	2 987,603	41 814	71,45
2028	1,689	0,128	1,817	24,046	12,298	13,207	0,753	0,464	0,078	3,111	2 987,489	41 814	71,45
2029	1,689	0,128	1,817	25,863	10,481	11,390	0,649	0,464	0,068	2,998	2 987,376	41 814	71,44
2030	1,689	0,128	1,817	27,680	8,664	9,572	0,545	0,464	0,058	2,884	2 987,262	41 814	71,44
2031	1,689	0,128	1,817	29,498	6,847	7,755	0,442	0,464	0,048	2,770	2 987,149	41 814	71,44
2032	1,689	0,128	1,817	31,315	5,029	5,938	0,338	0,464	0,038	2,657	2 987,035	41 814	71,44
2033	1,689	0,128	1,817	33,132	3,212	4,121	0,235	0,464	0,028	2,543	2 986,922	41 814	71,43
2034	1,689	0,128	1,817	34,949	1,395	2,304	0,131	0,464	0,018	2,430	2 986,808	41 814	71,43
2035	1,267	0,128	1,395	36,344	0,000	0,551	0,031	0,317	0,008	1,751	2 986,130	41 814	71,41
Ensemb	le de la pério	ode 2015 à :	2035							3,262			71,45

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

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

³ Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % de l'investissement.

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



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

Analyse de sensibilité

Coût total du projet (M\$) Coût des travaux défrayé par le client (M\$) Coût du projet du Transporteur (M\$) 45,965 4,169 41,796 + 15 % Contribution estimée du Distributeur (M\$) 1,826 39,970 37,026 Mise en service nette (M\$) 2015-9 2015-12 2,944 Amortissement linéaire¹
Coût moyen pondéré du capital prospectif ² + 15 % 6,553% Entretien et exploitation³ Taxe sur les services publics (TSP)⁴ 1,4% 0,55% Nombre d'années

463 0,0 851 0,1 851 0,1 851 0,1 851 0,1 851 0,1 851 0,1 851 0,1	147 1,999 147 1,999 147 1,999 147 1,999 147 1,999 147 1,999	(M\$) 0,463 2,461 4,460 6,458 8,457 10,455 12,454 14,452	(M\$) 39,507 37,509 35,510 33,512 31,513 29,515 27,516	13 soldes (M\$) 11,548 38,508 36,509 34,511 32,512 30,514	(M\$) 0,757 2,523 2,392 2,261 2,130 1,999	0,172 0,546 0,546 0,546 0,546	0,000 0,217 0,206 0,195 0,184	1,392 5,286 5,144 5,002 4,860	(M\$) 2 984,378 2 985,770 2 989,664 2 989,522 2 989,380 2 989,238	(MW) 41 744 41 814 41 814 41 814 41 814	(\$/kW) 71,49 71,41 71,50 71,50 71,49
351 0,1 351 0,1 351 0,1 351 0,1 351 0,1 351 0,1 351 0,1	147 1,999 147 1,999 147 1,999 147 1,999 147 1,999 147 1,999	2,461 4,460 6,458 8,457 10,455 12,454	37,509 35,510 33,512 31,513 29,515	38,508 36,509 34,511 32,512 30,514	2,523 2,392 2,261 2,130	0,546 0,546 0,546 0,546	0,217 0,206 0,195 0,184	5,286 5,144 5,002 4,860	2 985,770 2 989,664 2 989,522 2 989,380	41 814 41 814 41 814	71,41 71,50 71,50 71,49
351 0,1 351 0,1 351 0,1 351 0,1 351 0,1 351 0,1 351 0,1	147 1,999 147 1,999 147 1,999 147 1,999 147 1,999 147 1,999	2,461 4,460 6,458 8,457 10,455 12,454	37,509 35,510 33,512 31,513 29,515	38,508 36,509 34,511 32,512 30,514	2,523 2,392 2,261 2,130	0,546 0,546 0,546 0,546	0,217 0,206 0,195 0,184	5,286 5,144 5,002 4,860	2 989,664 2 989,522 2 989,380	41 814 41 814	71,50 71,50 71,49
351 0,1 351 0,1 351 0,1 351 0,1 351 0,1 351 0,1	147 1,999 147 1,999 147 1,999 147 1,999 147 1,999	4,460 6,458 8,457 10,455 12,454	35,510 33,512 31,513 29,515	36,509 34,511 32,512 30,514	2,392 2,261 2,130	0,546 0,546 0,546	0,206 0,195 0,184	5,144 5,002 4,860	2 989,522 2 989,380	41 814	71,50 71,49
351 0,1 351 0,1 351 0,1 351 0,1 351 0,1	147 1,999 147 1,999 147 1,999 147 1,999	6,458 8,457 10,455 12,454	33,512 31,513 29,515	34,511 32,512 30,514	2,261 2,130	0,546 0,546	0,195 0,184	5,002 4,860	2 989,380		71,49
351 0,1 351 0,1 351 0,1 351 0,1	147 1,999 147 1,999 147 1,999	8,457 10,455 12,454	31,513 29,515	32,512 30,514	2,130	0,546	0,184	4,860	,	41 814	
351 0,1 351 0,1 351 0,1	147 1,999 147 1,999	10,455 12,454	29,515	30,514					2 000 220		
351 0,1 351 0,1	147 1,999	12,454			1.999	0.540			2 309,230	41 814	71,49
351 0,1			27,516			0,546	0,173	4,718	2 989,096	41 814	71,49
	1,999	1/ /52		28,515	1,869	0,546	0,162	4,576	2 988,954	41 814	71,48
051 0.1		14,432	25,518	26,517	1,738	0,546	0,151	4,434	2 988,812	41 814	71,48
oo i 0, i	1,999	16,451	23,519	24,518	1,607	0,546	0,140	4,292	2 988,670	41 814	71,48
351 0,1	1,999	18,449	21,521	22,520	1,476	0,546	0,129	4,150	2 988,528	41 814	71,47
351 0,1	1,999	20,448	19,522	20,521	1,345	0,546	0,118	4,008	2 988,386	41 814	71,47
351 0,1	1,999	22,446	17,524	18,523	1,214	0,546	0,107	3,866	2 988,244	41 814	71,47
351 0,1	1,999	24,445	15,525	16,524	1,083	0,546	0,096	3,724	2 988,103	41 814	71,46
351 0,1	1,999	26,443	13,527	14,526	0,952	0,546	0,085	3,582	2 987,961	41 814	71,46
351 0,1	1,999	28,442	11,528	12,527	0,821	0,546	0,074	3,440	2 987,819	41 814	71,46
351 0,1	1,999	30,440	9,530	10,529	0,690	0,546	0,063	3,298	2 987,677	41 814	71,45
351 0,1	1,999	32,439	7,531	8,530	0,559	0,546	0,052	3,156	2 987,535	41 814	71,45
351 0,1	1,999	34,437	5,533	6,532	0,428	0,546	0,041	3,014	2 987,393	41 814	71,44
351 0,1	1,999	36,436	3,534	4,533	0,297	0,546	0,030	2,872	2 987,251	41 814	71,44
351 0,1	1,999	38,434	1,536	2,535	0,166	0,546	0,019	2,730	2 987,109	41 814	71,44
888 0,1	147 1,536	39,970	0,000	0,608	0,040	0,374	0,008	1,958	2 986,337	41 814	71,42
333333333333333333333333333333333333333	51 0,1 51 0,5 51 0,5 51 0,5 51 0,5 51 0,5 51 0,5 51 0,5 51 0,5 51 0,6 51 0,7 51 0,7	51 0,147 1,999 51 0,147 1,999	51 0,147 1,999 22,446 51 0,147 1,999 24,445 51 0,147 1,999 26,443 51 0,147 1,999 28,442 51 0,147 1,999 30,440 51 0,147 1,999 32,439 51 0,147 1,999 34,437 51 0,147 1,999 36,436 51 0,147 1,999 38,434 88 0,147 1,536 39,970	51 0,147 1,999 22,446 17,524 51 0,147 1,999 24,445 15,525 51 0,147 1,999 26,443 13,527 51 0,147 1,999 26,442 11,528 51 0,147 1,999 30,440 9,530 51 0,147 1,999 32,439 7,531 51 0,147 1,999 34,437 5,533 51 0,147 1,999 36,436 3,534 51 0,147 1,999 38,434 1,536 88 0,147 1,536 39,970 0,000	51 0,147 1,999 22,446 17,524 18,523 51 0,147 1,999 24,445 15,525 16,524 51 0,147 1,999 26,443 13,527 14,526 51 0,147 1,999 28,442 11,528 12,527 51 0,147 1,999 30,440 9,530 10,529 51 0,147 1,999 32,439 7,531 8,530 51 0,147 1,999 36,436 3,534 4,533 51 0,147 1,999 36,436 3,534 4,533 51 0,147 1,999 38,434 1,536 2,535 88 0,147 1,536 39,970 0,000 0,608	51 0,147 1,999 22,446 17,524 19,523 1,214 51 0,147 1,999 24,445 15,525 16,524 1,083 51 0,147 1,999 26,443 13,527 14,526 0,952 51 0,147 1,999 28,442 11,528 12,527 0,821 51 0,147 1,999 30,440 9,530 10,529 0,690 51 0,147 1,999 32,439 7,531 8,530 0,559 51 0,147 1,999 34,437 5,533 6,532 0,428 51 0,147 1,999 36,436 3,534 4,533 0,297 51 0,147 1,999 38,434 1,536 2,535 0,166 88 0,147 1,536 39,970 0,000 0,608 0,040	51 0,147 1,999 22,446 17,524 18,523 1,214 0,546 51 0,147 1,999 24,445 15,525 16,524 1,083 0,546 51 0,147 1,999 26,443 13,527 14,526 0,952 0,546 51 0,147 1,999 28,442 11,528 12,527 0,821 0,546 51 0,147 1,999 30,440 9,530 10,529 0,690 0,546 51 0,147 1,999 32,439 7,531 8,530 0,559 0,546 51 0,147 1,999 34,437 5,533 6,532 0,428 0,546 51 0,147 1,999 36,436 3,534 4,533 0,297 0,546 51 0,147 1,999 38,434 1,536 2,535 0,166 0,546 51 0,147 1,999 38,970 0,000 0,608 0,040 0,374	51 0,147 1,999 22,446 17,524 18,523 1,214 0,546 0,107 51 0,147 1,999 24,445 15,525 16,524 1,083 0,546 0,096 51 0,147 1,999 26,443 13,527 14,526 0,952 0,546 0,085 51 0,147 1,999 28,442 11,528 12,527 0,821 0,546 0,074 51 0,147 1,999 30,440 9,530 10,529 0,690 0,546 0,063 51 0,147 1,999 32,439 7,531 8,530 0,559 0,546 0,062 51 0,147 1,999 34,437 5,533 6,532 0,428 0,546 0,041 51 0,147 1,999 36,436 3,534 4,533 0,297 0,546 0,030 51 0,147 1,999 38,434 1,536 2,535 0,166 0,546 0,019 <t< td=""><td>51 0,147 1,999 22,446 17,524 18,523 1,214 0,546 0,107 3,866 51 0,147 1,999 24,445 15,525 16,524 1,083 0,546 0,096 3,724 51 0,147 1,999 26,443 13,527 14,526 0,952 0,546 0,085 3,582 51 0,147 1,999 28,442 11,528 12,527 0,821 0,546 0,074 3,440 51 0,147 1,999 30,440 9,530 10,529 0,690 0,546 0,063 3,298 51 0,147 1,999 32,439 7,531 8,530 0,559 0,546 0,063 3,156 51 0,147 1,999 34,437 5,533 6,532 0,428 0,546 0,041 3,014 51 0,147 1,999 36,436 3,534 4,533 0,297 0,546 0,041 3,014 51 0,147</td><td>51 0,147 1,999 22,446 17,524 18,523 1,214 0,546 0,107 3,866 2 988,244 51 0,147 1,999 24,445 15,525 16,524 1,083 0,546 0,096 3,724 2 988,103 51 0,147 1,999 26,443 13,527 14,526 0,952 0,546 0,085 3,582 2 987,961 51 0,147 1,999 28,442 11,528 12,527 0,821 0,546 0,074 3,440 2 987,819 51 0,147 1,999 30,440 9,530 10,529 0,690 0,546 0,063 3,298 2 987,677 51 0,147 1,999 32,439 7,531 8,530 0,559 0,546 0,063 3,298 2 987,393 51 0,147 1,999 34,437 5,533 6,532 0,428 0,546 0,041 3,014 2 987,393 51 0,147 1,999 36,436 3,534<</td><td>51 0,147 1,999 22,446 17,524 18,523 1,214 0,546 0,107 3,866 2 988,244 41 814 51 0,147 1,999 24,445 15,525 16,524 1,083 0,546 0,096 3,724 2 988,103 41 814 51 0,147 1,999 26,443 13,527 14,526 0,952 0,546 0,085 3,582 2 987,961 41 814 51 0,147 1,999 28,442 11,528 12,527 0,821 0,546 0,063 3,582 2 987,961 41 814 51 0,147 1,999 28,442 11,528 12,527 0,821 0,546 0,074 3,440 2 987,879 41 814 51 0,147 1,999 30,440 9,530 10,529 0,690 0,546 0,063 3,298 2 987,677 41 814 51 0,147 1,999 32,439 7,531 8,530 0,559 0,546 0,063 3,516</td></t<>	51 0,147 1,999 22,446 17,524 18,523 1,214 0,546 0,107 3,866 51 0,147 1,999 24,445 15,525 16,524 1,083 0,546 0,096 3,724 51 0,147 1,999 26,443 13,527 14,526 0,952 0,546 0,085 3,582 51 0,147 1,999 28,442 11,528 12,527 0,821 0,546 0,074 3,440 51 0,147 1,999 30,440 9,530 10,529 0,690 0,546 0,063 3,298 51 0,147 1,999 32,439 7,531 8,530 0,559 0,546 0,063 3,156 51 0,147 1,999 34,437 5,533 6,532 0,428 0,546 0,041 3,014 51 0,147 1,999 36,436 3,534 4,533 0,297 0,546 0,041 3,014 51 0,147	51 0,147 1,999 22,446 17,524 18,523 1,214 0,546 0,107 3,866 2 988,244 51 0,147 1,999 24,445 15,525 16,524 1,083 0,546 0,096 3,724 2 988,103 51 0,147 1,999 26,443 13,527 14,526 0,952 0,546 0,085 3,582 2 987,961 51 0,147 1,999 28,442 11,528 12,527 0,821 0,546 0,074 3,440 2 987,819 51 0,147 1,999 30,440 9,530 10,529 0,690 0,546 0,063 3,298 2 987,677 51 0,147 1,999 32,439 7,531 8,530 0,559 0,546 0,063 3,298 2 987,393 51 0,147 1,999 34,437 5,533 6,532 0,428 0,546 0,041 3,014 2 987,393 51 0,147 1,999 36,436 3,534<	51 0,147 1,999 22,446 17,524 18,523 1,214 0,546 0,107 3,866 2 988,244 41 814 51 0,147 1,999 24,445 15,525 16,524 1,083 0,546 0,096 3,724 2 988,103 41 814 51 0,147 1,999 26,443 13,527 14,526 0,952 0,546 0,085 3,582 2 987,961 41 814 51 0,147 1,999 28,442 11,528 12,527 0,821 0,546 0,063 3,582 2 987,961 41 814 51 0,147 1,999 28,442 11,528 12,527 0,821 0,546 0,074 3,440 2 987,879 41 814 51 0,147 1,999 30,440 9,530 10,529 0,690 0,546 0,063 3,298 2 987,677 41 814 51 0,147 1,999 32,439 7,531 8,530 0,559 0,546 0,063 3,516

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

Original: 2013-07-31

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

 ³ Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % de l'investissement.
 ⁴ Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.



Tableau 3: Impact tarifaire du Projet sur 40 ans

Coût total du projet (M\$) 40,513 4,169 36,344 Coût des travaux défrayé par le client (M\$) Coût du projet du Transporteur (M\$) Contribution estimée du Distributeur (M\$) 0,000 Mise en service nette (M\$) 36,344 33,784 2,560 2015-9 2015-12 Amortissement linéaire1 Coût moyen pondéré du capital prospectif ² Entretien et exploitation³ 5,698% 1,0% Taxe sur les services publics (TSP) 4 0,55% Nombre d'années 40

Années	Amortissem ent 2015-9	Amortissem ent 2015-12	Amortissem ent	Amortissem ent cumulé	Base de tarification : solde de fin	Base de tarification : moyenne 13 soldes	Coût du capital	Entretien et exploitation	Taxe sur les services publics	Total	Revenus requis	Besoins de transport	Tarif annue
	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(MW)	(\$/kW
2012			, , ,	, , ,	, , ,	, , ,	, .,		, , ,	,	2 984,378	41 744	71,49
2015	0,211	0,000	0,211	0,211	36,133	10,560	0,602	0,110	0,000	0,923	2 985,301	41 814	71,39
2016	0,845	0.064	0,909	1,120	35,224	35,679	2,033	0,349	0,199	3,489	2 987,867	41 814	71,46
2017	0,845	0,064	0,909	2,028	34,316	34,770	1,981	0,349	0,194	3,432	2 987,811	41 814	71,45
2018	0,845	0,064	0,909	2,937	33,407	33,861	1,929	0,349	0,189	3,375	2 987,754	41 814	71,4
2019	0,845	0,064	0,909	3,846	32,498	32,953	1,878	0,349	0,184	3,319	2 987,697	41 814	71,45
2020	0,845	0,064	0,909	4,754	31,590	32,044	1,826	0,349	0,179	3,262	2 987,640	41 814	71,4
2021	0,845	0,064	0,909	5,663	30,681	31,136	1,774	0,349	0,174	3,205	2 987,583	41 814	71,45
2022	0.845	0.064	0,909	6,571	29,773	30,227	1,722	0,349	0,169	3,148	2 987,527	41 814	71,45
2023	0,845	0,064	0,909	7,480	28,864	29,318	1,671	0,349	0,164	3,092	2 987,470	41 814	71,45
2024	0,845	0,064	0,909	8,389	27,955	28,410	1,619	0,349	0,159	3,035	2 987,413	41 814	71,45
2025	0,845	0,064	0,909	9,297	27,047	27,501	1,567	0,349	0,154	2,978	2 987,356	41 814	71,44
2026	0,845	0,064	0,909	10,206	26,138	26,593	1,515	0,349	0,149	2,921	2 987,300	41 814	71,44
2027	0,845	0,064	0,909	11,114	25,230	25,684	1,463	0,349	0,144	2,864	2 987,243	41 814	71,44
2028	0,845	0,064	0,909	12,023	24,321	24,775	1,412	0,349	0,139	2,808	2 987,186	41 814	71,44
2029	0,845	0,064	0,909	12,932	23,412	23,867	1,360	0,349	0,134	2,751	2 987,129	41 814	71,4
2029	0,845	0,064	0,909	13,840	22,504	22,958	1,308	0,349	0,134	2,731	2 987,073	41 814	71,4
2030	0,845	0,064	0,909	14,749	21,595	22,950	1,256	0,349	0,129	2,637	2 987,016	41 814	71,4
2031			0,909	15,657						2,581	2 986,959		71,4
2032	0,845 0,845	0,064	0,909		20,687 19,778	21,141	1,205	0,349 0,349	0,119		2 986,939	41 814 41 814	
		0,064	0,909	16,566		20,232	1,153		0,114	2,524 2,467		41 814	71,43 71,43
2034	0,845	0,064		17,475	18,869	19,324	1,101	0,349	0,109		2 986,845		
2035	0,845	0,064	0,909	18,383	17,961	18,415	1,049	0,349	0,104	2,410	2 986,789	41 814	71,43
2036	0,845	0,064	0,909	19,292	17,052	17,507	0,998	0,349	0,099	2,354	2 986,732	41 814	71,43
2037	0,845	0,064	0,909	20,200	16,144	16,598	0,946	0,349	0,094	2,297	2 986,675	41 814	71,43
2038	0,845	0,064	0,909	21,109	15,235	15,689	0,894	0,349	0,089	2,240	2 986,618	41 814	71,43
2039	0,845	0,064	0,909	22,018	14,326	14,781	0,842	0,349	0,084	2,183	2 986,562	41 814	71,43
2040	0,845	0,064	0,909	22,926	13,418	13,872	0,790	0,349	0,079	2,126	2 986,505	41 814	71,42
2041	0,845	0,064	0,909	23,835	12,509	12,964	0,739	0,349	0,074	2,070	2 986,448	41 814	71,4
2042	0,845	0,064	0,909	24,743	11,601	12,055	0,687	0,349	0,069	2,013	2 986,391	41 814	71,42
2043	0,845	0,064	0,909	25,652	10,692	11,146	0,635	0,349	0,064	1,956	2 986,335	41 814	71,42
2044	0,845	0,064	0,909	26,561	9,783	10,238	0,583	0,349	0,059	1,899	2 986,278	41 814	71,4
2045	0,845	0,064	0,909	27,469	8,875	9,329	0,532	0,349	0,054	1,843	2 986,221	41 814	71,42
2046	0,845	0,064	0,909	28,378	7,966	8,421	0,480	0,349	0,049	1,786	2 986,164	41 814	71,42
2047	0,845	0,064	0,909	29,286	7,058	7,512	0,428	0,349	0,044	1,729	2 986,107	41 814	71,4
2048	0,845	0,064	0,909	30,195	6,149	6,603	0,376	0,349	0,039	1,672	2 986,051	41 814	71,4
2049	0,845	0,064	0,909	31,104	5,240	5,695	0,324	0,349	0,034	1,616	2 985,994	41 814	71,4
2050	0,845	0,064	0,909	32,012	4,332	4,786	0,273	0,349	0,029	1,559	2 985,937	41 814	71,4
2051	0,845	0,064	0,909	32,921	3,423	3,878	0,221	0,349	0,024	1,502	2 985,880	41 814	71,4
2052	0,845	0,064	0,909	33,829	2,515	2,969	0,169	0,349	0,019	1,445	2 985,824	41 814	71,4
2053	0,845	0,064	0,909	34,738	1,606	2,060	0,117	0,349	0,014	1,388	2 985,767	41 814	71,4
2054	0,845	0,064	0,909	35,647	0,697	1,152	0,066	0,349	0,009	1,332	2 985,710	41 814	71,40
2055	0,633	0,064	0,697	36,344	0,000	0,276	0,016	0,239	0,004	0,956	2 985,334	41 814	71,40

Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
 Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.
 Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % de l'investissement.
 Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.



Tableau 4 : Impact tarifaire du Projet sur 40 ans - analyse de sensibilité

Analyse de sensibilité Coût total du projet (M\$) 45,965 Coût des travaux défrayé par le client (M\$) Coût du projet du Transporteur (M\$) Contribution estimée du Distributeur (M\$) 4,169 41,796 + 15 % 1,826 39,970 Mise en service nette (M\$) 37,026 2,944 2015-9 2015-12 Amortissement linéaire1 6,553% Coût moyen pondéré du capital prospectif ² Entretien et exploitation³ + 15 % 1,1% Taxe sur les services publics (TSP) ⁴ Nombre d'années 0,55% 40

Années	Amortissem ent 2015-9	Amortissem ent 2015-12	Amortissem ent	Amortissem ent cumulé	Base de tarification : solde de fin	Base de tarification : moyenne 13 soldes	Coût du capital	Entretien et exploitation	Taxe sur les services publics	Total	Revenus requis	Besoins de transport	Tarif annue
	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(MW)	(\$/kW
2012											2 984,378	41 744	71,49
2015	0,231	0,000	0,231	0,231	39,739	11,583	0,759	0,134	0,000	1,125	2 985,503	41 814	71,40
2016	0,926	0,074	0,999	1,231	38,739	39,239	2,571	0,427	0,219	4,216	2 988,594	41 814	71,47
2017	0,926	0,074	0,999	2,230	37,740	38,240	2,506	0,427	0,213	4,145	2 988,523	41 814	71,47
2018	0,926	0,074	0,999	3,229	36,741	37,240	2,440	0,427	0,208	4,074	2 988,452	41 814	71,47
2019	0,926	0,074	0,999	4,228	35,742	36,241	2,375	0,427	0,202	4,003	2 988,381	41 814	71,47
2020	0,926	0,074	0,999	5,228	34,742	35,242	2,309	0,427	0,197	3,932	2 988,310	41 814	71,47
2021	0,926	0,074	0,999	6,227	33,743	34,243	2,244	0,427	0,191	3,861	2 988,239	41 814	71,47
2022	0,926	0,074	0,999	7,226	32,744	33,243	2,178	0,427	0,186	3,790	2 988,168	41 814	71,46
2023	0,926	0,074	0,999	8,225	31,745	32,244	2,113	0,427	0,180	3,719	2 988,097	41 814	71,46
2024	0,926	0,074	0,999	9,225	30,745	31,245	2,047	0,427	0,175	3,648	2 988,026	41 814	71,46
2025	0,926	0,074	0,999	10,224	29,746	30,246	1,982	0,427	0,169	3,577	2 987,955	41 814	71,46
2026	0,926	0,074	0,999	11,223	28,747	29,246	1,916	0,427	0,164	3,506	2 987,884	41 814	71,46
2027	0,926	0,074	0,999	12,222	27,748	28,247	1,851	0,427	0,158	3,435	2 987,813	41 814	71,46
2028	0,926	0,074	0,999	13,222	26,748	27,248	1,785	0,427	0,153	3,364	2 987,742	41 814	71,4
2029	0,926	0,074	0,999	14,221	25,749	26,249	1,720	0,427	0,147	3,293	2 987,671	41 814	71,4
2030	0,926	0,074	0,999	15,220	24,750	25,249	1,655	0,427	0,142	3,222	2 987,600	41 814	71,4
2031	0,926	0,074	0,999	16,219	23,751	24,250	1,589	0,427	0,136	3,151	2 987,529	41 814	71,4
2032	0,926	0,074	0,999	17,219	22,751	23,251	1,524	0,427	0,131	3,080	2 987,458	41 814	71,4
2033	0,926	0,074	0,999	18,218	21,752	22,252	1,458	0,427	0,125	3,009	2 987,387	41 814	71,4
2034	0,926	0,074	0,999	19,217	20,753	21,252	1,393	0,427	0,120	2,938	2 987,316	41 814	71,4
2035	0,926	0,074	0,999	20,216	19,754	20,253	1,327	0,427	0,114	2,867	2 987,245	41 814	71,4
2036	0,926	0,074	0,999	21,216	18,754	19,254	1,262	0,427	0,109	2,796	2 987,175	41 814	71,4
2037	0,926	0,074	0,999	22,215	17,755	18,255	1,196	0,427	0,103	2,725	2 987,104	41 814	71,4
2038	0,926	0,074	0,999	23,214	16,756	17,255	1,131	0,427	0,098	2,654	2 987,033	41 814	71,4
2039	0,926	0,074	0,999	24,213	15,757	16,256	1,065	0,427	0,092	2,583	2 986,962	41 814	71,43
2040	0,926	0,074	0,999	25,213	14,757	15,257	1,000	0,427	0,087	2,512	2 986,891	41 814	71,4
2041	0,926	0,074	0,999	26,212	13,758	14,258	0,934	0,427	0,081	2,441	2 986,820	41 814	71,4
2042	0,926	0,074	0,999	27,211	12,759	13,258	0,869	0,427	0,076	2,370	2 986,749	41 814	71,4
2043	0,926	0,074	0,999	28,210	11,760	12,259	0,803	0,427	0,070	2,299	2 986,678	41 814	71,4
2044	0,926	0,074	0,999	29,210	10,760	11,260	0,738	0,427	0,065	2,228	2 986,607	41 814	71,4
2045	0,926	0,074	0,999	30,209	9,761	10,261	0,672	0,427	0,059	2,157	2 986,536	41 814	71,4
2046	0,926	0,074	0,999	31,208	8,762	9,261	0,607	0,427	0,054	2,086	2 986,465	41 814	71,4
2047	0,926	0,074	0,999	32,207	7,763	8,262	0,541	0,427	0,048	2,015	2 986,394	41 814	71,4
2048	0,926	0,074	0,999	33,207	6,763	7,263	0,476	0,427	0,043	1,944	2 986,323	41 814	71,4
2049	0,926	0,074	0,999	34,206	5,764	6,264	0,410	0,427	0,037	1,873	2 986,252	41 814	71,4
2050	0,926	0,074	0,999	35,205	4,765	5,264	0,345	0,427	0,032	1,802	2 986,181	41 814	71,42
2051	0,926	0,074	0,999	36,204	3,766	4,265	0,279	0,427	0,026	1,732	2 986,110	41 814	71,4
2052	0,926	0,074	0,999	37,204	2,766	3,266	0,214	0,427	0,021	1,661	2 986,039	41 814	71,4
2053	0,926	0,074	0,999	38,203	1,767	2,267	0,149	0,427	0,015	1,590	2 985,968	41 814	71,4
2054	0,926	0,074	0,999	39,202	0,768	1,267	0,083	0,427	0,010	1,519	2 985,897	41 814	71,4
2055	0,694	0,074	0,768	39,970	0,000	0,304	0,020	0,292	0,004	1,084	2 985,463	41 814	71,40

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

Original: 2013-07-31

Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.
 Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % de l'investissement.
 Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.



Annexe 8

Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois



AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

- 1 Le Transporteur présente ici la liste des principales autorisations exigées en vertu d'autres
- 2 lois pour la réalisation du Projet à l'étude et ce, conformément au paragraphe 6, alinéa 1 de
- 3 l'article 2 du Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie
- 4 de l'énergie..

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

- 5 Le Transporteur note que d'autres autorisations de nature sectorielle pourraient se révéler
- 6 requises au fil de l'avancement du Projet.

Volet provincial

- Un certificat d'autorisation est requis du ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs («MDDEFP») en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement¹ pour la construction d'une ligne de transport d'énergie électrique de tension égale ou supérieure à 120 kV sur une distance de plus de 2 km, conformément au Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement².
- Au soutien d'une demande de certificat d'autorisation auprès du MDDEFP, un certificat attestant que le projet ne contrevient à aucun règlement municipal est requis de la municipalité locale sur le territoire de laquelle se situe le projet en vertu du Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement³.
- Un avis de conformité (résolution) est requis de la municipalité régionale de comté (MRC) où sera implantée la future ligne, le tout en vertu des articles 149 et ss de la Loi sur l'aménagement et l'urbanisme⁴.

22 Volet fédéral

23 Aucune autorisation fédérale n'est requise pour la réalisation du Projet.

¹ L.R.Q., c. Q-2, art. 22.

² L.R.Q., c. Q-2, r. 1.001, art. 2(11).

³ *Id.*, art. 8.

⁴ Loi sur l'aménagement et l'urbanisme, L.R.Q., c. A-19.1