

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023  
ANNEXES – APPROVISIONNEMENTS**



**TABLE DES MATIÈRES**

<b>ANNEXE 3A APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS – DONNÉES HISTORIQUES.....</b>	<b>5</b>
<b>ANNEXE 3B ENTENTE CONCERNANT LES SERVICES COMPLÉMENTAIRES ASSOCIÉS À L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE .....</b>	<b>9</b>
<b>ANNEXE 3C CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS EXISTANTS ET EN COURS D'ACQUISITION .....</b>	<b>19</b>
<b>ANNEXE 4A PROFILS ET CARACTÉRISTIQUES DES BESOINS ET DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS.....</b>	<b>27</b>
<b>1. PROFIL HORAIRE DES BESOINS ET DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS.....</b>	<b>29</b>
<b>2. CARACTÉRISTIQUES MENSUELLES DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS.....</b>	<b>32</b>
<b>ANNEXE 4B COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS ET PRÉVUS.....</b>	<b>35</b>
<b>ANNEXE 4C SUIVI DE L'UTILISATION DES CONVENTIONS POUR DIFFÉRER LES LIVRAISONS DES CONTRATS EN BASE (350 MW) ET CYCLABLE (250 MW) AVEC HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION.....</b>	<b>39</b>
<b>ANNEXE 4D CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS.....</b>	<b>43</b>
<b>1. CAPACITÉ DE RÉFÉRENCE DES INTERCONNEXIONS .....</b>	<b>45</b>
<b>2. CAPACITÉ EFFECTIVE DES INTERCONNEXIONS À LA POINTE DU RÉSEAU .....</b>	<b>46</b>
<b>3. NOUVEAUX PROJETS D'INTERCONNEXION PRÉVUS À PARTIR DE 2017.....</b>	<b>49</b>
<b>ANNEXE 4E HISTORIQUE DES ACHATS DE PUISSANCE.....</b>	<b>51</b>
<b>ANNEXE 5A CONCILIATION DES BILANS DE PUISSANCE .....</b>	<b>55</b>
<b>1. CONTEXTE .....</b>	<b>57</b>
<b>2. DEMANDE .....</b>	<b>58</b>
<b>3. RESSOURCES .....</b>	<b>58</b>
<b>4. DIFFÉRENCE ENTRE LES RAPPORTS PRÉSENTÉS AU NPCC ET À LA NERC .....</b>	<b>59</b>

---

<b>ANNEXE 5B DONNÉES SUR LES CENTRALES D'HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION .....</b>	<b>61</b>
<b>ANNEXE 5C SUIVI DE LA DÉCISION D-2011-162.....</b>	<b>67</b>
<b>ANNEXE 6A ÉVALUATION DES COÛTS DE TRANSPORT ASSOCIÉS AUX APPELS D'OFFRES DE LONG TERME .....</b>	<b>71</b>
<b>1. INTRODUCTION.....</b>	<b>73</b>
<b>2. MÉTHODES D'ÉVALUATION DES COÛTS DESTINÉES AUX INTÉRESSÉS À SOUSSIONNER .....</b>	<b>74</b>
2.1. INTRODUCTION.....	74
2.2. MÉTHODE DESCRIPTIVE DE LA CAPACITÉ DISPONIBLE ET DES COÛTS DE TRANSPORT.....	74
2.2.1. <i>Coûts génériques de renforcement du réseau principal à 735 kV.....</i>	<i>74</i>
2.2.2. <i>Degré de réceptivité des lignes et postes pour fins de raccordement de nouveaux projets.....</i>	<i>75</i>
2.3. MÉTHODE BASÉE SUR LA RÉALISATION D'UNE ÉTUDE EXPLORATOIRE.....	75
<b>3. PARAMÈTRES PRIS EN COMPTE LORS DE L'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS ....</b>	<b>76</b>
3.1 INTRODUCTION.....	76
3.2 COÛTS PRIS EN COMPTE LORS DE L'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS .....	76
3.3 PERTES ÉNERGÉTIQUES DIFFÉRENTIELLES .....	78
3.4 PLAFONNEMENT DE LA PRODUCTION .....	78

**ANNEXE 3A**  
**APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS –**  
**DONNÉES HISTORIQUES**



- 1 Le tableau 3A-1 contient l'historique, depuis l'année 2001, des éléments suivants :
- 2       • le volume de consommation patrimoniale ;
- 3       • les taux de pertes de transport et de distribution ;
- 4       • le volume d'électricité patrimoniale fourni par Hydro-Québec Production ;
- 5       • le volume d'électricité patrimoniale inutilisé ;
- 6       • les coûts et les volumes des approvisionnements de long terme, en distinguant les
- 7       services en base, cyclable et autres ;
- 8       • les coûts et les volumes des approvisionnements de court terme ;
- 9       • les coûts et les volumes d'électricité reçue en vertu de l'entente globale cadre ;
- 10      • les volumes d'électricité revendue et les revenus associés.

**TABLEAU 3A-1**  
**DONNÉES HISTORIQUES RELATIFS AUX APPROVISIONNEMENTS 2001-2012**

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Volume de consommation patrimoniale	TWh	151,0	156,4	165,0	163,7	165,8	164,5	166,2	166,2	162,8	164,3	164,6	161,2
Taux de pertes de transport et de distribution	%	7,4%	7,5%	7,6%	7,5%	7,7%	7,5%	7,6%	7,6%	7,4%	7,8%	7,7%	7,9%
Volume d'électricité patrimoniale fourni par Hydro-Québec Production (Vol. max. = 178,86 TWh)	TWh	162,1	169,1	178,1	175,9	178,6	177,0	178,9	178,9	174,9	177,2	177,3	174,0
Volume d'électricité patrimoniale inutilisée	TWh	16,8	9,8	0,8	3,0	0,3	1,9	0,0	0,0	3,9	1,7	1,5	4,8
Approvisionnement de long terme (services de base)	TWh	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1,4	7,5	2,6	1,8	2,7	4,2	7,0
Approvisionnement de long terme (service cyclable)	TWh	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1,6	1,5	0,5	0,8	0,9	0,1
Approvisionnement de court terme (incluant UCAP)	TWh	1,7	2,0	1,8	1,9	4,1	2,3	1,6	0,9	1,1	0,7	0,6	0,3
Électricité reçue en vertu de l'entente globale cadre	TWh	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	0,0	0,1	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Électricité revendue	TWh	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	-0,2	-0,9	-3,4	-0,4	-0,6	-1,1	-0,3	-0,3
Électricité interruptible	TWh	s.o.	s.o.	s.o.	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total</b>	<b>TWh</b>	<b>1,7</b>	<b>2,0</b>	<b>1,8</b>	<b>1,9</b>	<b>4,0</b>	<b>2,9</b>	<b>7,4</b>	<b>4,7</b>	<b>2,9</b>	<b>3,1</b>	<b>5,4</b>	<b>7,1</b>
Approvisionnement de long terme (services en base)	M\$	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	107,5	517,8	300,8	279,6	323,7	445,8	608,7
Approvisionnement de long terme (service cyclable)	M\$	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	85,5	82,6	26,2	58,2	67,4	31,3
Approvisionnement de court terme (incluant UCAP)	M\$	52,4	51,4	66,3	136,5	300,3	253,1	154,9	70,1	82,8	47,0	30,7	10,9
Électricité reçue en vertu de l'entente globale cadre	M\$	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	3,7	7,4	15,7	8,5	5,6	0,9	0,8	0,4
Électricité revendue	M\$	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	-15,2	-44,1	-170,8	-31,0	-14,3	-50,6	-9,6	-7,0
Électricité interruptible	M\$	s.o.	s.o.	s.o.	0,0	0,0	1,3	9,9	5,7	10,0	6,7	5,8	6,6
<b>Total</b>	<b>M\$</b>	<b>52,4</b>	<b>51,4</b>	<b>66,3</b>	<b>136,5</b>	<b>288,8</b>	<b>325,2</b>	<b>613,1</b>	<b>436,8</b>	<b>389,9</b>	<b>385,8</b>	<b>540,9</b>	<b>650,8</b>



**ANNEXE 3B**  
**ENTENTE CONCERNANT**  
**LES SERVICES COMPLÉMENTAIRES ASSOCIÉS À**  
**L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE**



**ENTENTE CONCERNANT LES SERVICES NÉCESSAIRES ET GÉNÉRALEMENT RECONNUS POUR ASSURER LA SÉCURITÉ ET LA FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT PATRIMONIAL** intervenue à Montréal, province de Québec, le 15 février 2005.

**ENTRE :** **HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION**, une division d'Hydro-Québec, personne morale dûment constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (L.R.Q., c. H-5), ayant son siège social dans la ville de Montréal, province de Québec, représentée par Thierry Vandal, son président, dûment autorisé aux fins des présentes tel qu'il le déclare ;

(ci-après désignée le « **Producteur** »)

**ET :** **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, une division d'Hydro-Québec, personne morale dûment constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (L.R.Q., c. H-5), ayant son siège social dans la ville de Montréal, province de Québec, représentée par André Boulanger, son président, dûment autorisé aux fins des présentes tel qu'il le déclare ;

(ci-après désignée le « **Distributeur** »)

**ATTENDU QU'**en vertu de l'article 22 de la *Loi sur Hydro-Québec* (L.R.Q., c. H-5), la Société assure l'approvisionnement en *électricité patrimoniale*, tel qu'établi par la *Loi sur la Régie de l'énergie* (L.R.Q., c. R-6.01) ;

**ATTENDU QU'**en vertu du même article, le gouvernement, par le biais du décret 1277-2001 du 24 octobre 2001 *Concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale* (le « **décret** »), a fixé les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en *électricité patrimoniale* (l'« **électricité patrimoniale** ») ;

**ATTENDU QU'**en vertu du *décret*, l'engagement annuel du Producteur relatif à l'*électricité patrimoniale* s'élève à un maximum de 178,86 TWh incluant le volume des pertes de transport et de distribution, lequel volume est fixé à un taux annuel moyen de 8,4 % du volume annuel d'*électricité patrimoniale* ;

**ATTENDU QUE** l'article 6 du *décret* prévoit que l'approvisionnement patrimonial inclut tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité ;

**ATTENDU QUE** le Producteur et le Distributeur désirent convenir de la liste des services auxquels réfère l'article 6 précité.

**Les parties conviennent de ce qui suit :**


**1. DÉFINITIONS**

Aux fins des présentes, à moins de mention à l'effet contraire ou d'incompatibilité avec le contexte, les termes et expressions suivants ont le sens qui leur est attribué ci-après:

- 1.1 «**décret**» a le sens qui lui est attribué dans le préambule.
  - 1.2 «**électricité**» signifie la mesure de la *puissance* et de l'*énergie* fournies par des ressources pendant une période de temps définie.
  - 1.3 «**électricité patrimoniale**» a le sens qui lui est attribué dans le préambule.
  - 1.4 «**énergie**» signifie la mesure du travail accompli par des ressources pendant une période de temps définie.
  - 1.5 «**HQT**» a le sens qui lui est attribué à l'article 4.
  - 1.6 «**puissance**» signifie le taux moyen auquel des ressources fournissent l'*énergie* pendant une heure.
2. La présente entente annule et remplace toute autre entente verbale ou écrite entre les parties relative en tout ou en partie à l'objet des présentes.
  3. Les services visés par l'article 6 du *décret* sont ceux énumérés à l'annexe A des présentes.
  4. Au-delà des services visés par l'article 6 du *décret* et qui sont énumérés à l'Annexe A des présentes, Hydro-Québec TransÉnergie (« **HQT** ») doit, pour assurer la fiabilité de l'exploitation du réseau de transport, pouvoir compter sur une provision pour écarts de prévision court terme de la demande, laquelle est fournie par le Producteur à *HQT* et est prévue à l'annexe B.
  5. Le préambule et les annexes A et B font partie intégrante de la présente entente.

EN FOI DE QUOI, les parties ont dûment signé la présente entente à la date et au lieu indiqués en premier lieu ci-dessus.

HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION

Par:   
\_\_\_\_\_  
Thierry Vandal  
Président

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Par:   
\_\_\_\_\_  
André Boulanger  
Président

**ANNEXE A**

**DESCRIPTION DES SERVICES NÉCESSAIRES ET GÉNÉRALEMENT RECONNUS  
POUR ASSURER LA SÉCURITÉ ET LA FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT  
PATRIMONIAL<sup>1</sup>**

<p><b>1. Planification des ressources en puissance</b></p>	<p>Planifier les ressources en <i>puissance</i> pour respecter le critère de fiabilité à l'effet qu'un délestage de la charge associée au volume d'<i>électricité patrimoniale</i> ne se produise pas plus d'une fois par dix ans, en tenant compte notamment d'une variation de la charge correspondant à une distribution normale dont l'écart type est fixé à 4,5 %.</p>
<p><b>2. Réglage de tension</b></p>	<p>Rendre disponible la quantité de puissance réactive aux centrales pour contribuer au maintien de la régulation de tension. La quantité de puissance réactive (en Mvar) est établie en fonction des caractéristiques effectives de chaque alternateur des centrales du Producteur qui était installé au 1<sup>er</sup> janvier 2001 et est sujette aux contraintes ou restrictions d'exploitation des équipements de production.</p>
<p><b>3. Réglage de fréquence</b></p>	<p>Rendre disponible une plage réglante de 500 MW à 1 500 MW (sans toutefois ajouter au Producteur des obligations de fournir des quantités de réserves additionnelles à celles spécifiées au point 4 suivant) provenant de certains groupes turbines-alternateurs assujettis à l'automatisme de réglage fréquence-puissance (RFP) afin de maintenir la fréquence du réseau à 60 Hz.</p>
<p><b>4. Maintien des réserves</b></p>	<p>Rendre disponible une quantité maximale de service de réserve normale de 1 500 MW de ressources mobilisables en 30 minutes dont 1 000 MW sont mobilisables en 10 minutes, cette dernière quantité incluant 250 MW en réserve tournante. Les ressources en réserve doivent pouvoir rendre disponible de l'<i>électricité</i> pour une heure lorsque mobilisées.</p> <p>Rendre disponible une réserve de stabilité correspondant à 3 % de la <i>puissance</i> synchronisée, jusqu'à un maximum de 1 000 MW. Cette dernière doit être répartie parmi les groupes turbines-alternateurs synchronisés au réseau et est incluse dans la réserve normale de 1 500 MW.</p>

<sup>1</sup> Les exigences techniques, normes, codes et spécifications applicables aux services sont ceux en vigueur au moment de l'entrée en vigueur du Projet de loi n° 116 (2000, c. 22), soit le 16 juin 2000.



<p><b>5. Remise en charge (démarrage autonome)</b></p>	<p>Maintenir en état de marche les équipements assurant le démarrage autonome des groupes turbines-alternateurs installés en 2001 pour former les réseaux de base du plan de remise en charge du réseau.</p> <p>Planifier les retraits des groupes turbines-alternateurs afin de contribuer à la remise en charge du réseau suite à une panne.</p> <p>Régler les protections de surtension et de survitesse des centrales conformément aux recommandations de <i>HQT</i> pour assurer le bon fonctionnement de l'automatisme SPSR (Solution Permanente à la Séparation du Réseau).</p> <p>Les modifications aux réglages ne peuvent entraîner l'obligation pour le Producteur d'ajouter des équipements additionnels à ceux installés au 1<sup>er</sup> janvier 2001.</p>
<p><b>6. Réglage de production (suivi de la charge)</b></p>	<p>Rendre disponibles des ressources de production dont l'exploitation est modulable pour la variation horaire de la charge associée au volume d'<i>électricité patrimoniale</i> lesquelles ressources ne doivent pas excéder pour chaque jour 11% de la valeur horaire maximale en MW de la charge associée au volume d'<i>électricité patrimoniale</i> mobilisée pour ce jour, sans dépasser 3 000 MW.</p>
<p><b>7. Stabilisation de réseau</b></p>	<p>Rendre disponibles les systèmes d'excitation et les circuits stabilisateurs dans les centrales installées en 2001 selon les réglages requis par <i>HQT</i> pour la stabilité du réseau.</p> <p>Permettre le déclenchement des groupes turbines-alternateurs requis pour le bon fonctionnement des automatismes de rejet de production existants en 2001 ou leurs équivalents.</p> <p>Les modifications aux réglages ne peuvent entraîner l'obligation pour le Producteur d'ajouter des équipements additionnels à ceux installés au 1<sup>er</sup> janvier 2001.</p>
<p><b>8. Réglage de vitesse</b></p>	<p>Rendre disponibles les régulateurs de vitesse dans les centrales installées en 2001 selon les réglages requis par <i>HQT</i> pour limiter les variations de fréquence et favoriser le maintien de l'intégrité du réseau suite à un événement.</p> <p>Les modifications aux réglages ne peuvent entraîner l'obligation pour le Producteur d'ajouter des équipements additionnels à ceux installés au 1<sup>er</sup> janvier 2001.</p>
<p><b>9. Adaptation aux événements affectant le réseau</b></p>	<p>Permettre des modifications à la répartition de la production pour respecter les limites de sécurité du réseau lors d'alertes dues à des incidents externes ou lors d'événement afin de contribuer au maintien de la fiabilité du réseau.</p>

<b>10. Maintien de production minimale</b>	<p>Permettre des modifications à la répartition de la production dans les situations suivantes:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>i) en situation de faible demande au Québec;</li><li>ii) de façon à assurer la fiabilité des réseaux régionaux;</li><li>iii) de façon à assurer le maintien des réserves;</li><li>iv) de façon à assurer le maintien du profil de tension et l'efficacité des automatismes de réseau;</li></ul> <p>de façon proportionnelle à la répartition des différents producteurs fournissant de la charge locale.</p>
--	--



**ANNEXE B**

**Provision pour écart de prévision court terme de la demande**

Rendre accessible la provision suivante pour les écarts de prévision court terme de la demande:

- 500 MW en temps réel et pour les six (6) prochaines heures;
- 1 000 MW (700 MW du 1<sup>er</sup> mai au 31 octobre), 6 heures et plus au-delà du temps réel;
- 1 500 MW (1 200 MW du 1<sup>er</sup> mai au 31 octobre) pour le lendemain.

Cette provision peut être constituée de transactions rappelables et peut être inférieure à la quantité précitée si toutes les ressources disponibles, identifiées par le Producteur, sont déjà utilisées.

L'obligation du Producteur se limite à rendre accessibles les ressources prévues ci-haut.

L'obligation du Distributeur est:

- i) de gérer ses approvisionnements de façon à ce que les ressources disponibles du Producteur pour l'alimentation de la charge locale en période de pointe soient acheminables sur le réseau de *HQT*; et, de même,
- ii) de s'assurer que *HQT* gère son réseau de façon à ce que les ressources disponibles du Producteur pour l'alimentation de la charge locale en période de pointe soient acheminables sur ledit réseau.



**ANNEXE 3C**  
**CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS**  
**EXISTANTS ET EN COURS D'ACQUISITION**



**TABLEAU 3C-1  
LISTE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT DE LONG TERME EN VIGUEUR**

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons
<b>Parcs éoliens</b>			
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Baie-des-Sables)	Baie-des-Sables / Métis-sur-Mer	109,5	22 novembre 2006
Cartier Énergie Éolienne Inc. (l'Anse-à-Valleau)	Gaspé	100,5	10 novembre 2007
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Carleton)	Carleton-St-Omer	109,5	22 novembre 2008
Northland Power Inc. (St-Ulric St-Léandre)	St-Ulric / St-Léandre	127,5 22,5	20 novembre 2009 (1 <sup>er</sup> décembre 2014)
Northland Power Inc. (Mont-Louis)	Mont-Louis	100,5	17 septembre 2011
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Montagne sèche)	MRC La Côte-de-Gaspé	58,5	25 novembre 2011
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Gros-Morne)	Mont-Louis MRC de la Haute-Gaspésie	100,5 111,0	29 novembre 2011 6 novembre 2012
Invenergy Wind Canada ULC (Le Plateau)	MRC d'Avignon	138,6	28 mars 2012
EDF EN Canada Inc. (St-Robert-Bellarmin)	St-Robert-Bellarmin	80,0	11 octobre 2012
Kruger Énergie Inc. (Montérégie)	St-Rémi	101,2	12 décembre 2012
EDF EN Canada Inc. (Massif du Sud)	MRC Les-Étchemins MRC Bellechasse	150,0	18 janvier 2013
EEN CA Lac Alfred S.E.C. et Enbridge Projet éolien Lac-Alfred S.E.C. (Lac-Alfred)	St-Irène/St-Cléophas/ St-Zénon/La Rédemption/ MRC de la Mitis	150,0 150,0	19 janvier 2013 31 août 2013
Venterre NRG Inc. (New Richmond)	MRC Bonaventure	67,8	13 mars 2013
Éoliennes de l'Érable Inc. (De L'Érable)	MRC de L'Érable	100,0	(1 <sup>er</sup> novembre 2013)
Énergie éolienne Des Moulins S.E.C. (Des Moulins)	MRC de l'Amiante	135,7 20,3	(1 <sup>er</sup> décembre 2013) (1 <sup>er</sup> décembre 2014)
Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3, S.E.N.C. (Seigneurie de Beaupré 2)	MRC de la Côte-de- Beaupré	131,2	(1 <sup>er</sup> décembre 2013)
Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3, S.E.N.C. (Seigneurie de Beaupré 3)	MRC de la Côte-de- Beaupré	140,6	(1 <sup>er</sup> décembre 2013)
Parc éolien communautaire Viger-Denonville S.E.C. (Viger-Denonville)	St-Paul-de-la-Croix et St-Épiphanie MRC Rivière-du-Loup	24,6	(1 <sup>er</sup> décembre 2013)

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons
Par éolien de la Seigneurie de Beaupré 4, S.E.N.C. (Seigneurie de Beaupré 4)	MRC de la Côte-de- Beaupré	68,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2014)
Énergie éolienne communautaire Le Plateau S.E.C. (Le Plateau 2)	TNO du Ruisseau-Ferguson MRC Avignon	23,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2014)
Société en commandite Fleur de lis Éoliennes Saint-Damase (St-Damase)	St-Damase MRC La Matapédia	24,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2014)
Énergie éolienne Vents du Kempt S.E.C. (Vents du Kempt)	MRC La Matapédia	100,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2014)
Éoliennes Témiscouata S.E.C. (Témiscouata)	Saint-Honoré-de-Témiscouata MRC Témiscouata	23,5	(1 <sup>er</sup> décembre 2014)
S.E.C. EEN CA La Mitis et Énergie de La Mitis Inc. (La Mitis)	TNO de Lac-à-la-Croix MRC La Mitis	24,6	(1 <sup>er</sup> décembre 2014)
Saint-Philémon LP (Saint-Philémon)	Saint-Philémon MRC Bellechasse	24,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2014)
S.E.C. EEN CA Le Granit et Énergie du Granit Inc. (Le Granit)	Saint-Robert-Bellarmin MRC Le Granit	24,6	(1 <sup>er</sup> décembre 2014)
EEN CA Rivière-du-Moulin S.E.C. (Rivière du Moulin)	MRC Fjord-du-Saguenay MRC Charlevoix	150,0 200,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2014) (1 <sup>er</sup> décembre 2015)
Boralex inc. (Parc Témiscouata II)	Saint-Honoré-de-Témiscouata et de Saint-Elzéar-de-Témiscouata MRC de Témiscouata	51,7	(1 <sup>er</sup> décembre 2015)
EEN CA Clermont S.E.C. (Clermont)	MRC Charlevoix-Est	74,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2015)
Énergies Durables Kahnawá:ke Inc. (St-Cyprien)	St-Cyprien-de-Napierville MRC Jardins de Napierville	24,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2015)
Éoliennes Côte-de-Beaupré S.E.C. (Côte-de-Beaupré)	TNO de Lac-Jacques-Cartier MRC La Côte-de-Beaupré	25,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2015)
Éoliennes Belle-Rivière S.E.C. (Val-Éo)	Saint-Gédéon-de-Grandmont MRC Lac-St-Jean-Est	24,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2015)
Éoliennes Frampton S.E.C. (Frampton)	Frampton MRC Nouvelle Beauce	24,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2015)
Parc éolien Pierre-De Saurel S.E.C. (Pierre-de-Saurel)	Yamaska, St-Robert et St-Aimé MRC Pierre-de-Saurel	24,6	(1 <sup>er</sup> décembre 2015)

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons
<b>Centrales de cogénération</b>			
TransCanada Energy Ltd. (Centrale de production d'électricité de Bécancour)	Bécancour	507 + 40 en pointe	17 septembre 2006
Kruger Énergie Bromptonville S.E.C. (Bromptonville)	Sherbrooke	16 à 19, selon le mois	1 <sup>er</sup> juillet 2007
Tembec (Abitibi-Témiscamingue)	Témiscaming	8,1	15 décembre 2008
FibreK S.E.N.C. (Renouvellement SF 2012)	St-Félicien	33,2	5 mai 2012
Terreau Biogaz Inc. (Haute-Yamaska – Roland Thibault)	Sainte-Cécile-de-Milton	1 1 1	29 juin 2012 20 juin 2013 (1er décembre 2028)
EBI Énergie Inc (Saint-Thomas)	Saint-Thomas	9,4	4 juillet 2012
WM Québec Inc. (Saint-Nicéphore)	Saint-Nicéphore	7,6	2 octobre 2012
FibreK S.E.N.C. (Québec-Énergie 2012)	St-Félicien	9,5	16 novembre 2012
PF Résolu Canada Inc. (Dolbeau)	Maria Chapdelaine	26,5	22 décembre 2012
PF Résolu Canada Inc. (Gatineau)	Gatineau	15,0	15 juin 2013
Fortress Specialty Cellulose Inc. (Thurso)	Thurso	18,8	2 octobre 2013
Innoventé Inc. (Saint-Patrice-de-Beaurivage)	Saint-Patrice-de-Beaurivage	4,6	25 septembre 2013
Domtar (Windsor)	Windsor Val Saint-François	30,0	(10 novembre 2013)
Tembec Énergie S.E.C. (Témiscaming #2)	Témiscaming	50,0	(16 mai 2014)
Fortress Global Cellulose Ltd. (Énergie Quévillon 2012)	Lebel-sur-Quévillon	34,0	(1 <sup>er</sup> juin 2014)
Innoventé Inc. (Trois-Rivières)	Trois-Rivières	8,8	(1 <sup>er</sup> mai 2015)
Innoventé Inc. (Matane)	Matane	7,2	(1 <sup>er</sup> décembre 2015)

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons
<b>Centrales hydroélectriques</b>			
Hydro-Québec Production	Nord-du-Québec	350,0	1 <sup>er</sup> mars 2007
Hydro-Québec Production	Nord-du-Québec	250,0	1 <sup>er</sup> mars 2007
Société d'énergie de la Rivière Franquelin Inc. (Chutes à Thompson)	Franquelin	9,9	22 décembre 2010
Ville de Saguenay (Chute-Garneau)	Saguenay	5,3	9 mars 2011
Ville de Saguenay (Pont-Arnaud)	Saguenay	8,0	22 mars 2011
Société d'Énergie Rivière Sheldrake (Courbe du Sault)	Rivière-au-Tonnerre	25,0	11 janvier 2013
Énergie Hydroélectrique Ouiatchouan S.E.C.	Val-Jalbert	16,0	(1 <sup>er</sup> mai 2014)



**TABLEAU 3C-2**  
**CONTRIBUTION EN ÉNERGIE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS (EN TWH)**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>A/O 2002-01 - Toutes sources d'énergie</b>	<b>5,3</b>	<b>9,6</b>	<b>9,6</b>	<b>9,6</b>	<b>9,6</b>	<b>9,6</b>	<b>9,6</b>	<b>9,6</b>	<b>9,6</b>	<b>9,6</b>
HQP Base	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
HQP Cyclable	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
TCE	-	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
<b>A/O 2003-01 - Biomasse</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>
Kruger	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>A/O 2003-02 - Éolienne</b>	<b>2,5</b>	<b>2,6</b>	<b>2,6</b>	<b>2,6</b>	<b>2,6</b>	<b>2,6</b>	<b>2,6</b>	<b>2,6</b>	<b>2,6</b>	<b>2,6</b>
Baie des Sables	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Anse-à-Valleau	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
St-Ulric	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
St-Léandre										
Carleton	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Mont-Louis	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Montagne Sèche	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Gros Morne I	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Gros Morne II	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
<b>A/O 2004-02 - Cogénération - Témiscaming</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>
<b>A/O 2005-03 - Éolienne</b>	<b>4,2</b>	<b>5,2</b>	<b>6,2</b>	<b>6,2</b>	<b>6,2</b>	<b>6,2</b>	<b>6,2</b>	<b>6,2</b>	<b>6,2</b>	<b>6,2</b>
Des Moulins	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
De l'Érable	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Le Plateau	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
St-Robert-Bellarmin	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Seigneurie de Beaupré #4	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Montérégie	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Massif du Sud	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
New Richmond	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Témiscouata II	-	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Lac Alfred - Phase 1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Lac Alfred - Phase 2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Seigneurie de Beaupré #2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Seigneurie de Beaupré #3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Vents du Kempt	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Rivière du Moulin - Phase 1	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Rivière du Moulin - Phase 2	-	0,1	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Clermont	-	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
<b>A/O 2009-01 - Biomasse</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>
St-Nicéphore	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Thurso	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Haute-Yamaska – Roland Thibault	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Saint-Thomas	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Saint-Patrice-de-Beaurivage	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Québec-Énergie 2012	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>A/O 2009-02 - Éolienne</b>	<b>0,1</b>	<b>0,5</b>	<b>0,9</b>	<b>0,9</b>	<b>0,9</b>	<b>0,9</b>	<b>0,9</b>	<b>0,9</b>	<b>0,9</b>	<b>0,9</b>
St-Damase	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Viger-Denonville	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Le Plateau 2	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Témiscouata	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Saint-Philémon	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
La Mitis	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Le Granit	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
St-Cyprien	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Côte-de-Beaupré	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Val-Éo	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Frampton	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Pierre-de-Saurel	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>PAE 2009-01 - Petites centrales</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>
Chutes à Thompson	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pont Arnaud	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Chute Garneau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Courbe du Sault	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Val Jalbert	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>PAE 2011-01 - Biomasse</b>	<b>1,0</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,4</b>	<b>1,4</b>	<b>1,4</b>	<b>1,4</b>	<b>1,4</b>	<b>1,4</b>	<b>1,4</b>
Témiscaming 2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Renouvellement SF 2012	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Dolbeau-Mistassini	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Énergie Quévillon 2012	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Gatineau	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Trois-Rivières	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Matane	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Windsor	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
<b>TOTAL DES APPROVISIONNEMENTS</b>	<b>14,0</b>	<b>20,1</b>	<b>21,5</b>	<b>21,5</b>	<b>21,5</b>	<b>21,5</b>	<b>21,6</b>	<b>21,5</b>	<b>21,5</b>	<b>21,5</b>

**TABLEAU 3C-3  
CONTRIBUTION EN PUISSANCE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS (EN MW)**

	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	2022/2023	2023/2024
<b>A/O 2002-01 - Toutes sources d'énergie</b>	<b>600</b>	<b>1 147</b>	<b>1 147</b>	<b>1 147</b>	<b>1 147</b>	<b>1 147</b>	<b>1 147</b>	<b>1 147</b>	<b>1 147</b>	<b>1 147</b>	<b>1 147</b>
HQP Base	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
HQP Cyclable	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
TCE		547	547	547	547	547	547	547	547	547	547
<b>A/O 2003-01 - Biomasse</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>
Kruger	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
<b>A/O 2003-02 - Éolienne</b>	<b>286</b>	<b>294</b>	<b>294</b>	<b>294</b>	<b>294</b>	<b>294</b>	<b>294</b>	<b>294</b>	<b>294</b>	<b>294</b>	<b>294</b>
Baie des Sables	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
Anse-à-Valleau	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
St-Ulric	45	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
St-Léandre		8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Carleton	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
Mont-Louis	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Montagne Sèche	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Gros Morne I	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Gros Morne II	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39
<b>A/O 2004-02 - Cogénération - Témiscaming</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>-</b>
<b>A/O 2005-03 - Éolienne</b>	<b>471</b>	<b>589</b>	<b>703</b>	<b>703</b>	<b>703</b>	<b>703</b>	<b>703</b>	<b>703</b>	<b>703</b>	<b>703</b>	<b>703</b>
Des Moulins	47	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
De l'Érable	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Le Plateau	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
St-Robert-Bellarmin	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
Seigneurie de Beaupré #4		24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Montérégie	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Massif du Sud	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
New Richmond	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Témiscouata II	-	-	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Lac Alfred - Phase 1	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
Lac Alfred - Phase 2	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
Seigneurie de Beaupré #2	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Seigneurie de Beaupré #3	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
Vents du Kempt	-	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Rivière du Moulin - Phase 1	-	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
Rivière du Moulin - Phase 2	-	-	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Clermont	-	-	26	26	26	26	26	26	26	26	26
<b>A/O 2009-01 - Biomasse</b>	<b>52</b>	<b>52</b>	<b>52</b>	<b>52</b>	<b>52</b>	<b>52</b>	<b>52</b>	<b>52</b>	<b>52</b>	<b>52</b>	<b>52</b>
St-Nicéphore	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Thurso	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Haute-Yamaska – Roland Thibault	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Saint-Thomas	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Saint-Patrice-de-Beaurivage	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Québec-Énergie 2012	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<b>A/O 2009-02 - Éolienne</b>	<b>9</b>	<b>58</b>	<b>101</b>	<b>101</b>	<b>101</b>	<b>101</b>	<b>101</b>	<b>101</b>	<b>101</b>	<b>101</b>	<b>101</b>
St-Damase	-	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Viger-Denonville	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Le Plateau 2	-	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Témiscouata	-	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Saint-Philémon	-	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
La Mitis	-	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Le Granit	-	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
St-Cyprien	-	-	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Côte-de-Beaupré	-	-	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Val-Éo	-	-	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Frampton	-	-	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Pierre-de-Saurel	-	-	9	9	9	9	9	9	9	9	9
<b>PAE 2009-01 - Programme d'achat d'électricité</b>	<b>48</b>	<b>64</b>	<b>64</b>	<b>64</b>	<b>64</b>	<b>64</b>	<b>64</b>	<b>64</b>	<b>64</b>	<b>64</b>	<b>64</b>
Chutes à Thompson	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Pont Arnaud	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Chute Garneau	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Courbe du Sault	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Val Jalbert	-	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
<b>PAE 2011-01 - Biomasse</b>	<b>105</b>	<b>189</b>	<b>205</b>	<b>205</b>	<b>205</b>	<b>205</b>	<b>205</b>	<b>205</b>	<b>205</b>	<b>205</b>	<b>205</b>
Témiscaming 2	-	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Renouvellement SF 2012	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
Dolbeau-Mistassini	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
Énergie Quévillon 2012	-	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Gatineau	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Trois-Rivières	-	-	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Matane	-	-	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Windsor	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
<b>TOTAL DES APPROVISIONNEMENTS</b>	<b>1 594</b>	<b>2 417</b>	<b>2 590</b>	<b>2 590</b>	<b>2 590</b>	<b>2 590</b>	<b>2 590</b>	<b>2 590</b>	<b>2 590</b>	<b>2 590</b>	<b>2 582</b>

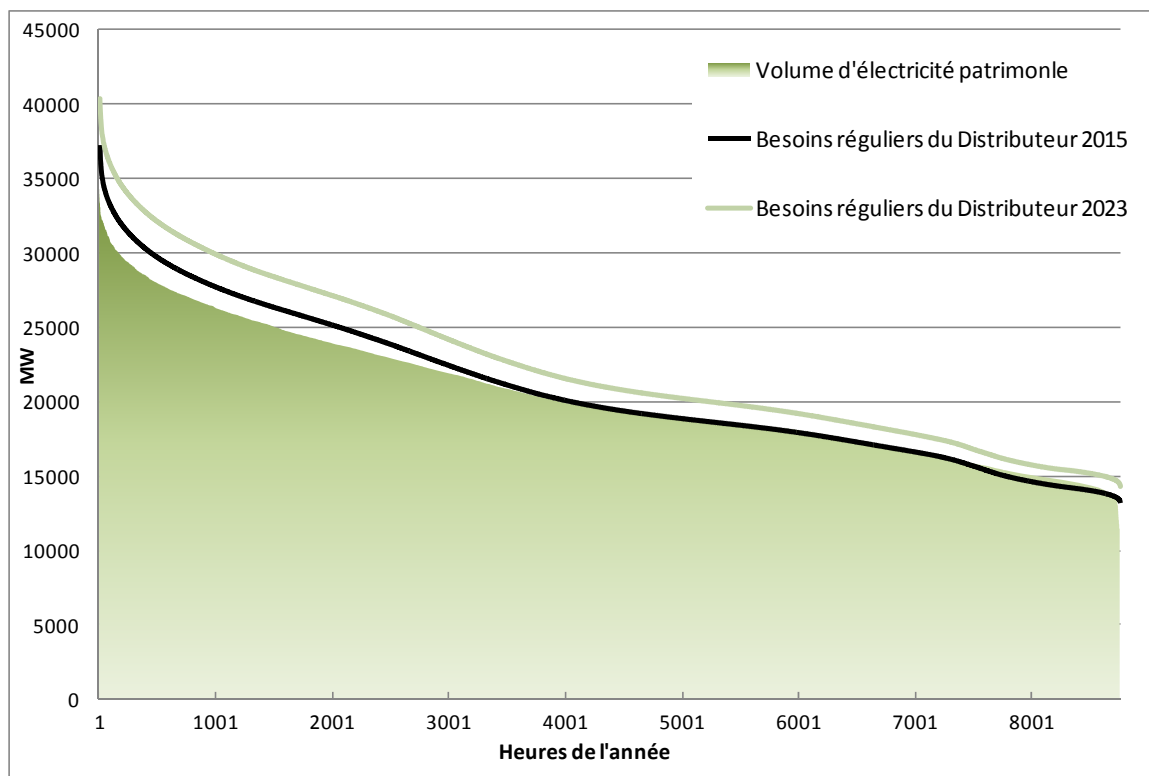
**ANNEXE 4A**

**PROFILS ET CARACTÉRISTIQUES DES BESOINS ET DES  
APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS**

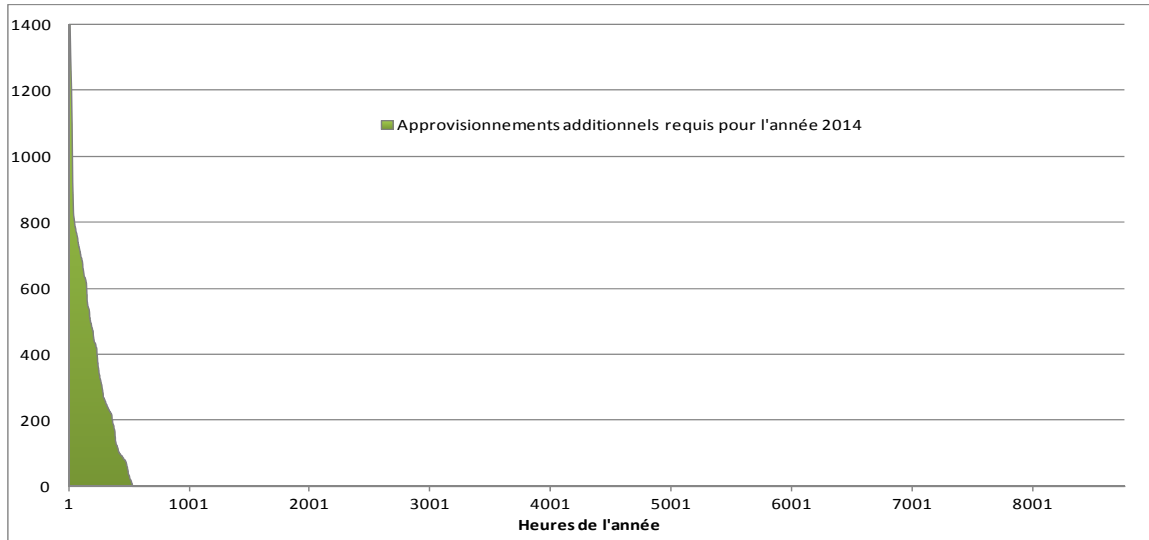


**1. PROFIL HORAIRE DES BESOINS ET DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS**

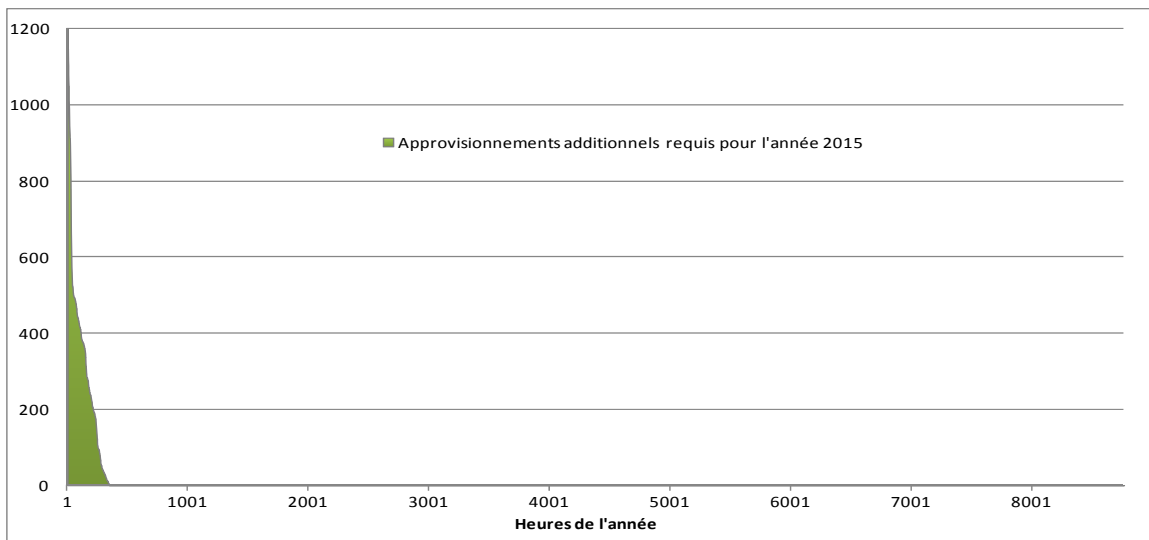
**GRAPHIQUE 4A-1**  
**COMPARAISON DU PROFIL HORAIRE DES BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR (2015 ET 2023) AVEC LA COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE (EN MW)**



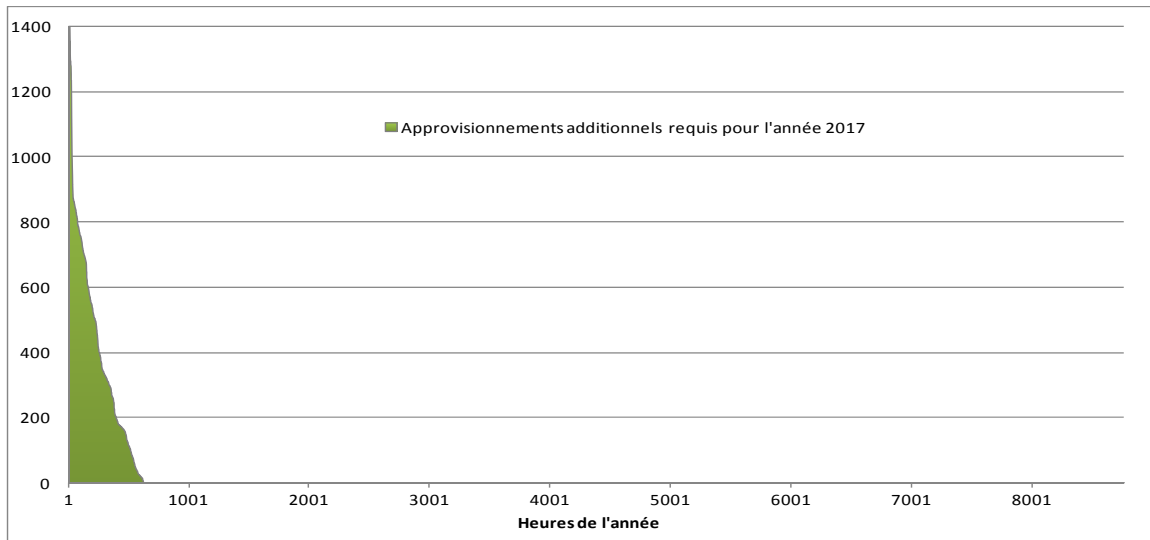
**GRAPHIQUE 4A-2**  
**COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS**  
**ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2014 (EN MW)**



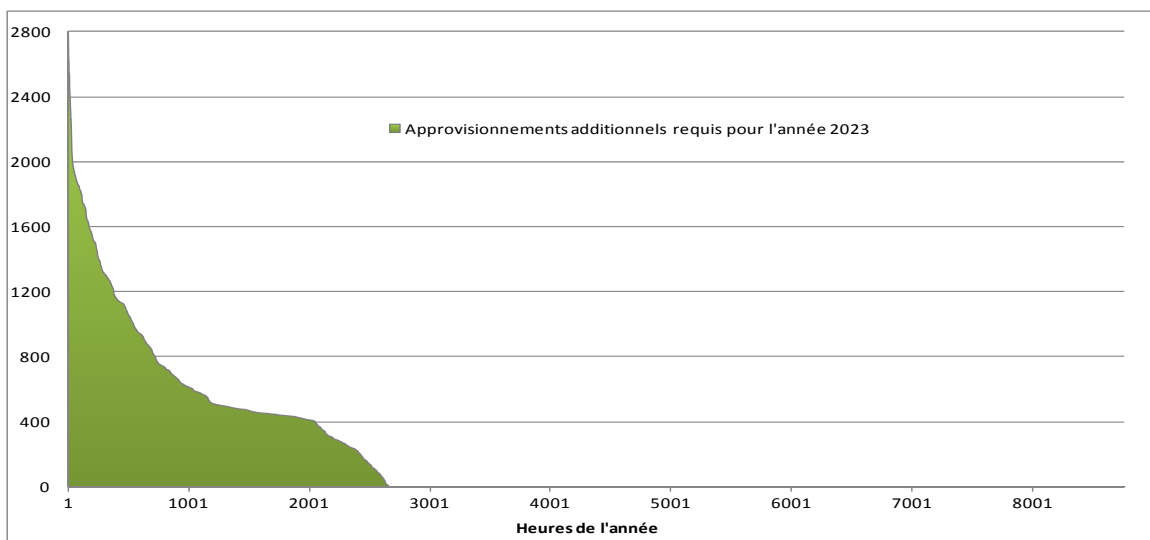
**GRAPHIQUE 4A-3**  
**COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS**  
**ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2015 (EN MW)**



**GRAPHIQUE 4A-4**  
**COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS**  
**ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2017 (EN MW)**

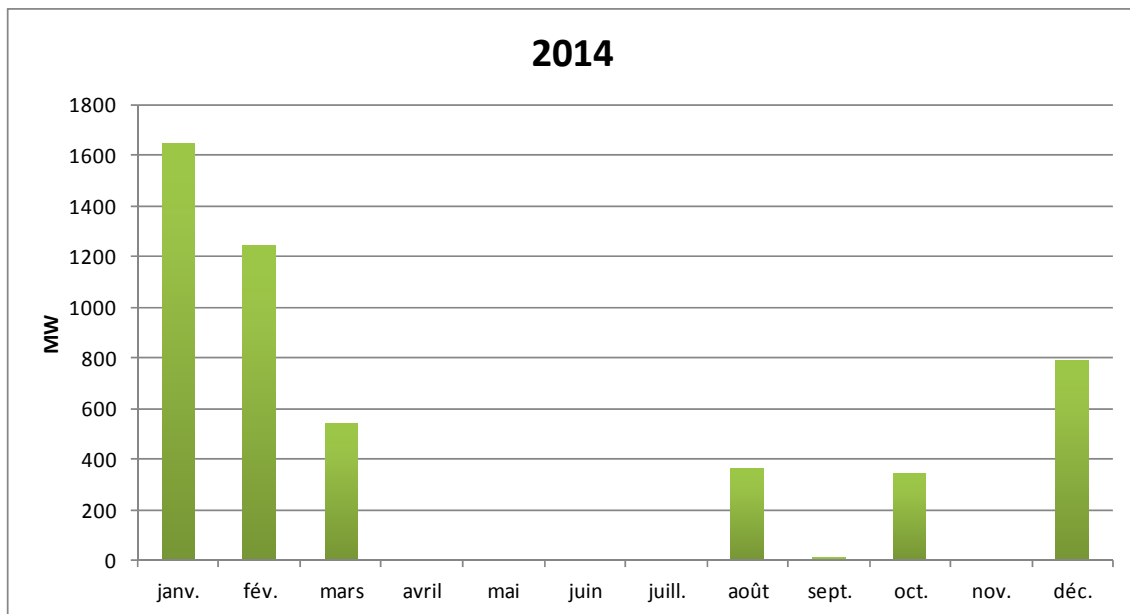


**GRAPHIQUE 4A-5**  
**COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS**  
**ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2023 (EN MW)**



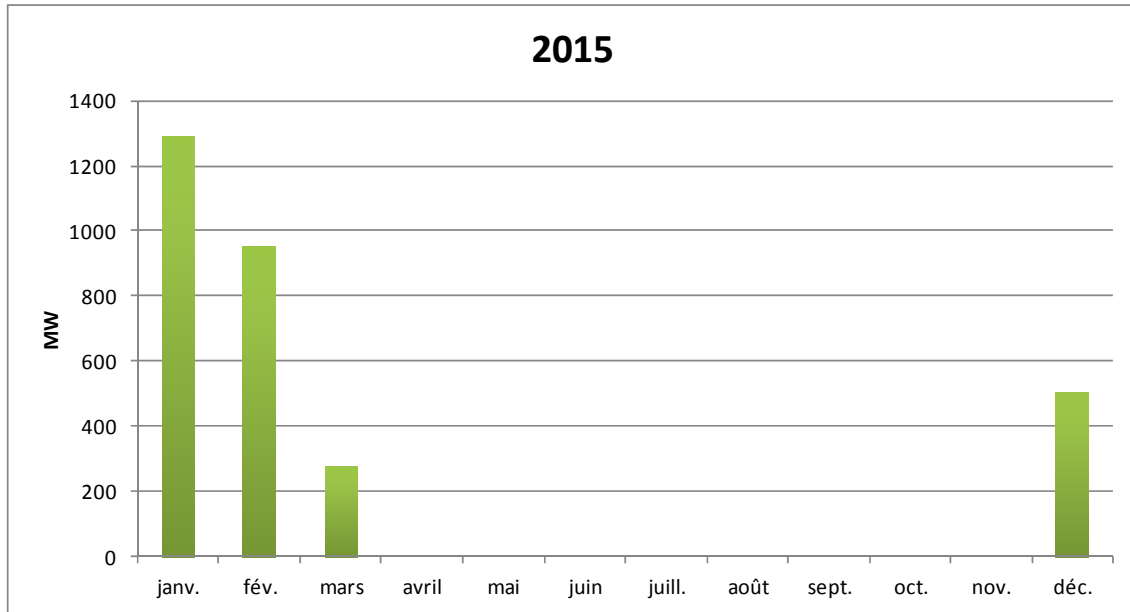
**2. CARACTÉRISTIQUES MENSUELLES DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS**

**GRAPHIQUE 4A-6**  
**VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS, SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME POUR L'ANNÉE 2014 (EN MW/MOIS)**

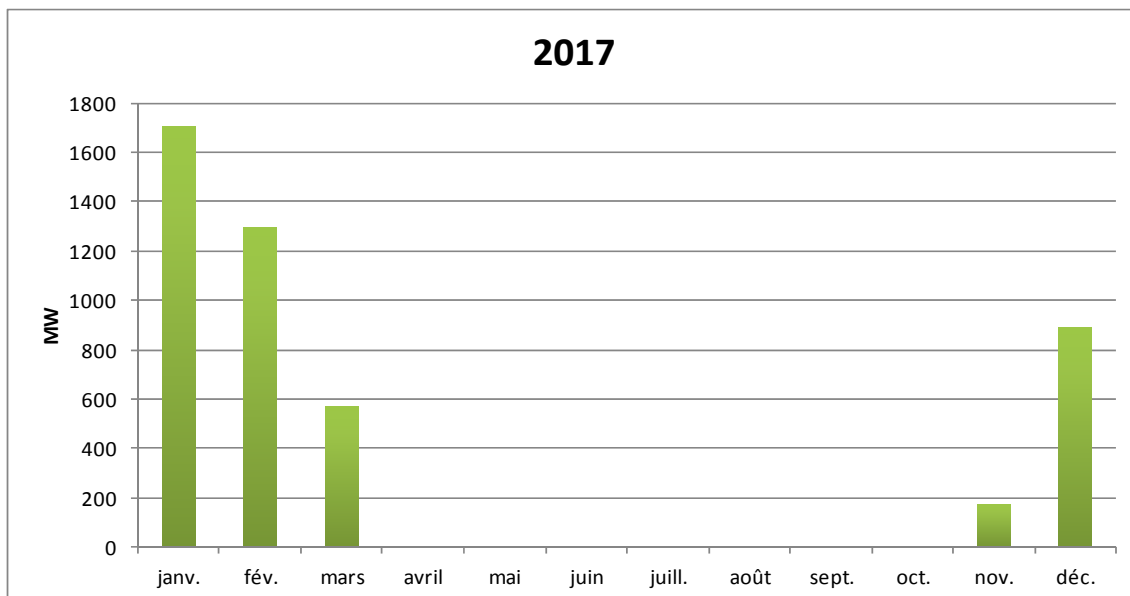




**GRAPHIQUE 4A-7**  
**VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS, SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME**  
**POUR L'ANNÉE 2015 (EN MW/MOIS)**



**GRAPHIQUE 4A-8**  
**VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS, SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME**  
**POUR L'ANNÉE 2017 (EN MW/MOIS)**



1



**ANNEXE 4B**  
**COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS**  
**EXISTANTS ET PRÉVUS**



**TABLEAU 4B-1  
COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS ET PRÉVUS**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Approvisionnement totaux</b>										
Quantité (TWh)	183,6	182,6	184,8	185,4	187,0	191,2	193,5	194,1	195,3	196,6
Prix (\$/MWh)	31,02	32,51	33,69	34,60	35,76	36,76	37,63	38,70	39,55	40,44
Coûts (M\$)	5 696,8	5 935,4	6 225,6	6 416,6	6 684,5	7 029,3	7 281,9	7 511,0	7 724,4	7 950,8
<b>Approvisionnements patrimoniaux</b>										
Quantité (TWh)	171,5	168,8	169,1	169,1	169,3	171,8	173,2	172,9	173,6	174,3
Prix (\$/MWh)	26,15	26,67	27,21	27,75	28,31	28,87	29,45	30,04	30,64	31,25
Coûts (M\$)	4 483,6	4 501,2	4 601,2	4 693,7	4 792,9	4 959,1	5 100,4	5 194,0	5 319,2	5 446,8
<b>Approvisionnements postpatrimoniaux</b>										
Quantité (TWh)	12,2	13,8	15,7	16,3	17,6	19,5	20,3	21,2	21,7	22,3
Prix (\$/MWh)	99,73	103,64	103,76	105,73	107,33	106,32	107,25	109,53	110,73	112,15
Coûts (M\$)	1 213,1	1 434,2	1 624,4	1 722,9	1 891,6	2 070,1	2 181,5	2 317,0	2 405,2	2 504,0
• <b>Approvisionnements de long terme en énergie</b>										
Quantité (TWh)	11,9	13,7	15,5	16,0	17,2	18,8	19,2	19,7	19,8	19,9
Prix (\$/MWh)	99,62	103,09	103,13	105,17	106,96	106,18	107,37	109,57	111,00	112,43
Coûts (M\$)	1 189,3	1 416,0	1 599,4	1 687,0	1 843,5	1 998,6	2 060,8	2 160,5	2 193,9	2 238,2
• <b>Approvisionnements de court terme en énergie</b>										
Quantité (TWh)	0,2	0,1	0,1	0,3	0,4	0,6	1,1	1,4	2,0	2,4
Prix (\$/MWh)	53,13	47,99	48,89	50,13	51,73	53,94	56,49	59,45	62,62	66,00
Coûts (M\$)	12,0	5,0	7,2	12,8	20,2	35,0	64,7	85,3	122,5	159,7
• <b>Approvisionnements en puissance</b>										
Coûts (M\$)	11,8	13,3	17,8	23,1	27,9	36,6	56,0	71,2	88,9	106,1



**ANNEXE 4C**

**SUIVI DE L'UTILISATION DES CONVENTIONS  
POUR DIFFÉRER LES LIVRAISONS DES CONTRATS  
EN BASE (350 MW) ET CYCLABLE (250 MW)  
AVEC HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION**





TABLEAU 4C-1

## UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE

## Sommaire des contrats en base et cyclable

Données mensuelles (MW) et annuelles (TWh)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Janvier	0	0	0	550	600	400	0	0	0	0	0	400	400	400	400	400	400	0	0	0
Février	0	0	0	700	400	400	0	0	0	0	0	400	400	400	400	400	90	0	0	0
Mars	0	-600	-400	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	0	0	0	0
Avril	0	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mai	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juin	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juillet	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Août	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Septembre	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Octobre	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Novembre	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Décembre	-200	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	400	400	400	400	0	0	0	0
<b>Total différé</b>	-2,1	-4,2	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total rappelé</b>	0,0	0,0	0,0	1,1	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,9	0,9	0,9	1,0	0,4	0,0	0,0	0,0
<b>Solde</b>	-2,1	-6,3	-7,0	-5,9	-5,2	-4,7	-4,7	-4,7	-4,7	-4,7	-4,7	-3,9	-3,1	-2,2	-1,3	-0,4	0,0	0,0	0,0	0,0

TABLEAU 4C-2

## UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE FAIBLE DEMANDE

## Sommaire des contrats en base et cyclable

Données mensuelles (MW) et annuelles (TWh)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Janvier	0	0	0	550	600	400	0	0	0	0	0	0	0	0	100	300	400	400	400	400
Février	0	0	0	700	400	400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	400	400	400	400
Mars	0	-600	-400	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Avril	0	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mai	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juin	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juillet	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Août	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Septembre	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Octobre	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Novembre	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Décembre	-200	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	0
<b>Total différé</b>	-2,1	-4,2	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total rappelé</b>	0,0	0,0	0,0	1,1	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,6	0,6	0,7	0,6
<b>Solde</b>	-2,1	-6,3	-7,0	-5,9	-5,2	-4,7	-4,7	-4,7	-4,7	-4,7	-4,7	-4,7	-4,7	-4,7	-4,6	-4,3	-3,7	-3,1	-2,4	-1,9



**ANNEXE 4D**  
**CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS**



1 Le Distributeur a procédé à une révision de la capacité de référence des interconnexions  
2 et des contraintes à l'importation d'énergie à partir des réseaux voisins. Une mise à jour de  
3 l'information disponible au sujet des projets de nouvelles interconnexions est également  
4 présentée.

## 1. CAPACITÉ DE RÉFÉRENCE DES INTERCONNEXIONS

5 Depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement 2011-2020, aucune modification majeure de  
6 la capacité de référence des interconnexions n'est survenue. Ainsi, la capacité de transfert  
7 des interconnexions, en mode importation, établie par Hydro-Québec TransÉnergie (le  
8 Transporteur) figure au tableau 4D-1<sup>1</sup>.  
9 Enfin, d'ici 2017, aucun ajout ou changement significatif affectant les capacités  
10 d'importation n'est prévu.

**TABLEAU 4D-1**  
**CAPACITÉS DE RÉFÉRENCE D'IMPORTATION AU QUÉBEC (EN MW)**  
**ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2013 - 2017**

<b>Marché – Nom de l'interconnexion</b>	<b>Capacité de transfert</b>
Énergie La Lièvre – (MATI)	250
Énergie La Lièvre – (MAFA)	99
Labrador – (LAB)	5150
Nouveau-Brunswick – (NB)	785
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	170
Nouvelle-Angleterre – Radisson-Sandy-Pond (NE)	2 000
New York (CRT) - Dennison (DEN)	100
New York – Châteauguay (MASS)	1 000
Ontario – Beauharnois (LAW)	470
Ontario – Chat Falls (Q4C)	140
Ontario – Kipawa (OTTO)	85
Ontario – Outaouais (ON)	1 250

<sup>1</sup> Ces évaluations sont tirées du dossier tarifaire déposé par le Transporteur, pour l'année témoin 2014 et mises à jour au besoin selon les informations disponibles sur le système OASIS du Transporteur.

## **2. CAPACITÉ EFFECTIVE DES INTERCONNEXIONS À LA POINTE DU RÉSEAU**

1 Les capacités sur lesquelles le Distributeur peut compter pour satisfaire ses besoins sont  
2 limitées par :

- 3 - les différents facteurs de nature technique, reliés à la configuration du réseau  
4 du Transporteur et des réseaux voisins d'où proviendraient les  
5 approvisionnements ;
- 6 - la disponibilité des équipements de production dans les zones où se situent les  
7 points d'injection sur les interconnexions utilisées pour importer de l'électricité  
8 au Québec ;
- 9 - les réservations fermes de transport par des tiers, notamment pour les services  
10 de passage inter réseaux (« wheel-through ») et qui sont gérées par le  
11 système OASIS du Transporteur.

12 Les différentes contraintes à considérer dans l'évaluation de la disponibilité d'importation  
13 de chacune des interconnexions sont :

### ***Réseau d'Énergie La Lièvre***

- 14 - La capacité totale de production installée sur le réseau d'Énergie La Lièvre est  
15 de 254 MW et sous le contrôle d'un seul producteur. Il s'agit de centrales  
16 hydroélectriques dont le facteur d'utilisation est limité par les apports en eau. Il  
17 est donc possible de présumer la disponibilité d'une puissance d'environ  
18 150 MW, qui doit transiter par les chemins MATI-HQT et MAFA-HQT.

### ***Labrador***

- 19 - La capacité de transfert de ce chemin est de 5 150 MW et est principalement  
20 dédiée à l'alimentation de la charge locale du Québec à partir du contrat de  
21 long terme avec Churchill Falls (Labrador) Corporation (CF(L)Co). Ce chemin  
22 est utilisé par Hydro-Québec Production (le Producteur) pour satisfaire ses  
23 obligations à l'égard de l'électricité patrimoniale.

- 1 - Une capacité excédentaire de 265 MW est réservée par Nalcor Energy aux fins  
2 de mise en marché de la production excédentaire de Churchill Falls.  
3 Nalcor Energy a réservé à cette fin, pour une durée de dix ans, un service de  
4 passage afin de transporter sa production à travers le Québec et l'exporter  
5 vers l'État de New York via le point d'interconnexion Châteauguay (MASS).

***Nouveau-Brunswick***

- 6 - À court terme, les transits provenant des interconnexions avec le Nouveau-  
7 Brunswick peuvent être acheminés vers les centres de charge à la pointe du  
8 réseau. Toutefois, dans quelques années, compte tenu de la croissance de la  
9 charge et des nouvelles mises en service de centrales éoliennes en Gaspésie,  
10 des investissements pourraient être requis pour assurer que les besoins en  
11 pointe puissent être satisfaits par des réceptions aux interconnexions avec le  
12 Nouveau-Brunswick.

***Nouvelle-Angleterre***

- 13 - L'importation de quantités substantielles n'est possible que par l'interconnexion  
14 à courant continu Radisson – Nicolet – Sandy-Pond (chemin NE-HQT) reliant  
15 le réseau du Transporteur à celui de la Nouvelle-Angleterre. L'autre  
16 interconnexion, Highgate (chemin HIGH-HQT), ne donne pas accès à une  
17 zone où des quantités fermes de puissance installée peuvent être acheminées  
18 au Québec en période de pointe.
- 19 - La capacité de réception du chemin NE-HQT, établie à 2 000 MW, n'est pas  
20 disponible lorsque le poste Nicolet est requis pour l'acheminement de la  
21 production de la centrale LG2-A, au bénéfice de la charge locale. Il s'agit de la  
22 configuration la plus fréquente durant les heures de forte consommation au  
23 Québec.
- 24 - L'utilisation de l'interconnexion Radisson – Nicolet – Sandy-Pond est assujettie  
25 à l'achat de droits de passage fermes sur la portion américaine de la ligne. Le  
26 nombre de détenteurs de ces droits de passage est limité et ces derniers  
27 doivent être négociés de gré-à-gré.

**New York**

- 1           - L'utilisation de la capacité de 100 MW en importation à partir de Dennison  
2           (chemin DEN-HQT) est possible via le transformateur à fréquence variable du  
3           poste Langlois et les lignes de CRT.

**Ontario**

- 4           - La principale interconnexion avec l'Ontario a une capacité de 1 250 MW et est  
5           reliée à un convertisseur à courant continu au poste Outaouais (chemin ON-  
6           HQT).
- 7           - La capacité d'importation sur les autres interconnexions est limitée, puisqu'elle  
8           nécessite que des groupes turbo-alternateurs des centrales de *Ontario Power*  
9           *Generation Inc.* (OPG) soient détachés du réseau ontarien pour être rattachés  
10          au réseau du Transporteur. Souvent, un nombre limité de groupes peut être  
11          détaché sans que les transactions soient interrompues par l'« *Independent*  
12          *Electricity System Operator* » (IESO) de l'Ontario, puisque leur participation au  
13          soutien local de tension en Ontario est requise. Seule une puissance de  
14          280 MW, disponible à partir de l'interconnexion de Beauharnois – alimentée  
15          par la centrale Saunders d'OPG – a été retenue et pourrait être utilisée pour  
16          des transactions d'énergie ferme.
- 17          - Ainsi, bien que des capacités d'importation en provenance du réseau ontarien  
18          soient disponibles à la pointe, notons toutefois que, selon les règles  
19          particulières appliquées par l'IESO de l'Ontario<sup>2</sup>, l'énergie achetée auprès des  
20          producteurs sur ce réseau peut en tout temps être rapatriée par l'IESO afin de  
21          prioriser l'alimentation de leur charge locale.

---

<sup>2</sup> Section 2.3.2.2, page 10-4, *Market Rules for the Ontario Electricity Market*, 11 septembre 2013, [http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/marketRules/mr\\_marketRules.pdf](http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/marketRules/mr_marketRules.pdf)



- 1 Les remarques qui précèdent permettent d'établir les capacités d'importation sur  
 2 lesquelles le Distributeur peut compter pour combler ses besoins, telles que présentées au  
 3 tableau 4D-2.

**TABLEAU 4D-2**  
**CAPACITÉ D'IMPORTATION EFFECTIVE À LA POINTE DU RÉSEAU (EN MW)**  
**ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2013 - 2017**

Marché – Nom de l'interconnexion	Capacité considérée à la pointe des besoins du Distributeur
Énergie La Lièvre – (MATI + MAFA)	150
Énergie La Lièvre – (MAHO)	0
Labrador – (LAB)	265
Nouveau-Brunswick – (NB)	785*
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	0
Nouvelle-Angleterre – Radisson-Sandy-Pond (NE)	0
New York (CRT) - Dennison (DEN)	100
New York – Châteauguay (MASS)	1 000
Ontario – Beauharnois (LAW)	280**
Ontario – Chat Falls (Q4C)	0
Ontario – Kipawa (OTTO)	0
Ontario – Outaouais (ON)	1250**
<b>TOTAL</b>	<b>3 830</b>

\* Évaluation valide à court terme (voir les commentaires formulés dans la présente section)

\*\* Sous réserve des règles de priorité de l'IESO

### 3. NOUVEAUX PROJETS D'INTERCONNEXION PRÉVUS À PARTIR DE 2017

#### *New York*

- 4 - Le projet Champlain Hudson Power Express (CHPE)<sup>3</sup> est conçu pour  
 5 permettre l'exportation de 1 000 MW du Québec jusque dans la ville de  
 6 New York. La mise en service de l'interconnexion est prévue pour l'automne  
 7 2017. L'option d'importer à partir de New York pourrait techniquement être

<sup>3</sup> Voir le site Web du promoteur du projet : <http://www.chpexpress.com/about.php>

1 intégrée au projet en adressant une demande au NYISO, après que CHPE ait  
2 obtenu le permis requis pour aller de l'avant avec son projet. Toutefois,  
3 sachant que le point de chute est situé dans la ville de New York et que le prix  
4 de la puissance y est beaucoup plus élevé que dans les autres zones, l'intérêt  
5 d'une telle option est plutôt mitigé.

### ***Nouvelle-Angleterre***

- 6 - Un projet de nouvelle interconnexion est en développement depuis quelques  
7 années avec la Nouvelle-Angleterre. Dans les états de la Nouvelle-Angleterre,  
8 ce projet est connu sous le nom de « Northern Pass ». Ce projet de 1 200 MW  
9 relierait le Québec au sud de l'état du New Hampshire.<sup>4</sup>
- 10 - Le design actuel du projet n'inclut pas une utilisation à des fins d'importation  
11 d'électricité vers le Québec. Si ce projet obtenait toutes les autorisations  
12 requises pour aller de l'avant, une demande pourrait être adressée afin  
13 d'analyser les impacts d'une telle utilisation sur les réseaux de la Nouvelle-  
14 Angleterre et du Québec. Les délais impliqués par une telle demande seraient  
15 toutefois beaucoup plus courts que ceux reliés à la construction de la nouvelle  
16 ligne.

---

<sup>4</sup> Voir le site Web du promoteur du projet :<http://northernpass.us/>

**ANNEXE 4E**  
**HISTORIQUE DES ACHATS DE PUISSANCE**



- 1 Dans la décision D-2011-162, la Régie demande au Distributeur de présenter un compte  
2 rendu des achats de court terme en puissance depuis l'hiver 2007-2008. L'information est  
3 présentée au tableau 4E-1.

**TABLEAU 4E-1  
RÉSUMÉ DES ACHATS DE PUISSANCE SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME  
DEPUIS L'HIVER 2007-2008**

		2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013
Achat de puissance à la pointe d'hiver (janvier)	(MW)	400	150	150	600	600	125
Quantité totale de puissance achetée	(MW-mois)	700	300	300	1050	1200	250
Quantité d'énergie appelée en vertu des contrats d'achat de puissance	(GWh)	4,4	0,0	0,0	7,7	13,4	4,1
Coût total - puissance et énergie	(M\$)	3,0	0,8	0,6	2,1	1,7	1,2

- 4 Le Distributeur procède, pour chaque hiver, aux achats de puissance requis afin de  
5 respecter le critère de fiabilité décrit à la section 6 du document principal. Les quantités  
6 d'énergie appelées sont essentiellement reliées aux conditions climatiques.



**ANNEXE 5A**  
**CONCILIATION DES BILANS DE PUISSANCE**





## **1. CONTEXTE**

1 Dans le Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution, la Régie  
2 demande de :

3 « Concilier les différences entre le taux de réserve en puissance considéré dans  
4 le plan d'approvisionnement, établi en fonction des besoins du Distributeur et  
5 les taux de réserve présentés dans les rapports soumis au NERC (North  
6 American Electric Reliability Corporation) et au NPCC Inc. (Northeast Power  
7 Coordinating Council), établis en fonction des besoins de la zone de réglage du  
8 Québec. »

9 La NERC a comme mission d'améliorer la fiabilité et la sécurité des réseaux électriques  
10 dans l'ensemble de l'Amérique du Nord. Ces réseaux sont divisés en huit régions. Le  
11 NPCC est mandaté pour suivre et rendre compte de la fiabilité électrique du Nord-Est  
12 américain, soit l'une des huit régions. Les exercices de fiabilité en puissance réalisés pour  
13 le NPCC et la NERC ont le même objectif, soit d'évaluer si les ressources de chacune des  
14 zones de contrôle sont suffisantes pour répondre aux besoins en électricité avec une  
15 fiabilité adéquate.

16 Les taux de réserve pour le Distributeur et pour la zone de réglage sont établis en fonction  
17 du critère de fiabilité en puissance du NPCC, lequel exige que l'espérance de délestage  
18 dans une zone d'équilibrage n'excède pas 0,1 jour par année. Le respect de ce critère est  
19 testé à l'aide de modèles stochastiques et les résultats sont mis à jour une fois par année,  
20 lors des revues d'adéquation des ressources du NPCC (triennales ou intérimaires) pour la  
21 zone de réglage et lors du dépôt des plans d'approvisionnement ou des états  
22 d'avancement pour le Distributeur.

23 Cependant, et tel que présenté ci-dessous, les taux de réserve pour le Distributeur et pour  
24 la zone de réglage se distinguent au niveau du traitement de la demande et des  
25 ressources.

## 2. DEMANDE

- 1 En ce qui concerne la demande, seuls les besoins réguliers du Distributeur avec ses aléas  
2 sont pris en compte dans le plan d'approvisionnement. Pour les revues au NPCC, aux  
3 besoins réguliers du Distributeur s'ajoutent les exportations fermes hors Québec et les  
4 obligations du Producteur en vertu d'ententes particulières avec des clients au Québec.

<b>Demande</b>	
<b>Revue au NPCC</b> <ul style="list-style-type: none"><li>- Besoins réguliers du Distributeur</li><li>- Obligations d'Hydro-Québec Production en vertu d'ententes particulières avec des clients au Québec</li><li>- Ventes fermes d'Hydro-Québec Production hors Québec</li></ul>	<b>Plan d'approvisionnement à la Régie</b> <ul style="list-style-type: none"><li>- Besoins réguliers du Distributeur</li></ul>

## 3. RESSOURCES

- 5 Pour le plan d'approvisionnement, les ressources du Distributeur sont celles liées aux  
6 contrats d'approvisionnement, patrimonial et postpatrimoniaux. Dans le cas de l'électricité  
7 patrimoniale et la réserve qui s'y rattache, un sous ensemble des ressources du  
8 Producteur est pris en compte.
- 9 Pour les analyses déposées au NPCC, s'ajoutent les ressources appartenant au  
10 Producteur et qui ne sont pas engagées par contrat pour répondre aux besoins du  
11 Distributeur. Le tableau ci-dessous montre les différences dans la prise en compte de  
12 ressources dans le plan d'approvisionnement du Distributeur et des revues au NPCC.

<b>Ressources</b>	
<p><b>Revue au NPCC</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Totalité de la puissance disponible du parc de production d'Hydro-Québec Production</li> <li>- Achats hors Québec d'Hydro-Québec Production</li> <li>- Achats d'Hydro-Québec Production auprès de producteurs privés au Québec</li> <li>- Puissance interruptible d'Hydro-Québec Production</li> <li>- Parcs éoliens reliées aux contrats d'Hydro-Québec Distribution (contribution à hauteur de 30 %)</li> <li>- Centrales à la biomasse reliées aux contrats d'Hydro-Québec Distribution</li> <li>- Petites centrales hydroélectriques reliées aux contrats d'Hydro-Québec Distribution</li> <li>- Centrale de TransCanada Energy</li> <li>- Électricité interruptible d'Hydro-Québec Distribution</li> <li>- Autres interventions en gestion de la demande en puissance du Distributeur</li> <li>- Abaissement de tension</li> <li>- Achats de court terme d'Hydro-Québec Distribution</li> </ul>	<p><b>Plan d'approvisionnement à la Régie</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Ressources rendues disponibles par Hydro-Québec Production pour l'électricité patrimoniale</li> <li>- Contrats d'achat auprès d'Hydro-Québec Production</li> <li>- Parcs éoliens reliées aux contrats d'Hydro-Québec Distribution (Entente d'intégration, soit une contribution de 35%)</li> <li>- Centrale de TransCanada Energy</li> <li>- Centrales à la biomasse reliées aux contrats d'Hydro-Québec Distribution</li> <li>- Petites centrales hydroélectriques reliées aux contrats d'Hydro-Québec Distribution</li> <li>- Électricité interruptible d'Hydro-Québec Distribution</li> <li>- Autres interventions en gestion de la demande en puissance du Distributeur</li> <li>- Abaissement de tension</li> <li>- Achats de court terme d'Hydro-Québec Distribution</li> </ul>

#### **4. DIFFÉRENCE ENTRE LES RAPPORTS PRÉSENTÉS AU NPCC ET À LA NERC**

- 1 Les exercices réalisés par le Distributeur pour les besoins de la NERC et du NPCC
- 2 comportent quelques différences au niveau de la méthode utilisée et de la présentation
- 3 des bilans. Au sujet de la méthode, il faut noter que le bilan présenté à la NERC est
- 4 déterministe alors que celui présenté au NPCC est issu d'une analyse de fiabilité
- 5 stochastique. Quant à la présentation des bilans, la seule différence réside dans le fait
- 6 que, dans le bilan de la NERC, les ventes fermes hors Québec s'inscrivent en réduction
- 7 des ressources disponibles plutôt que de s'ajouter à la demande.
- 8 La conciliation des données entre les différents rapports sera transmise à la Régie dans
- 9 le cadre du suivi annuel du critère de fiabilité de novembre 2013.



**ANNEXE 5B**  
**DONNÉES SUR LES CENTRALES**  
**D'HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION**



- 1 En réponse aux demandes de la Régie exprimées au paragraphe 57 de la décision D-  
 2 2011-162, le Distributeur présente ci-dessous les données obtenues d'Hydro-Québec  
 3 Production.

**TABLEAU 5B-1**  
**APPORTS ANNUELS MOYENS POUR LE PARC D'HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION, EN 2013**

	<b>TWh</b>
Apports bruts pour le parc HQP (incluant Churchill Falls)	210,6
Restrictions	6,7
Apports nets	203,9

**TABLEAU 5B-2**  
**STOCKS MAXIMAUX DES RÉSERVOIRS DU PARC D'HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION**

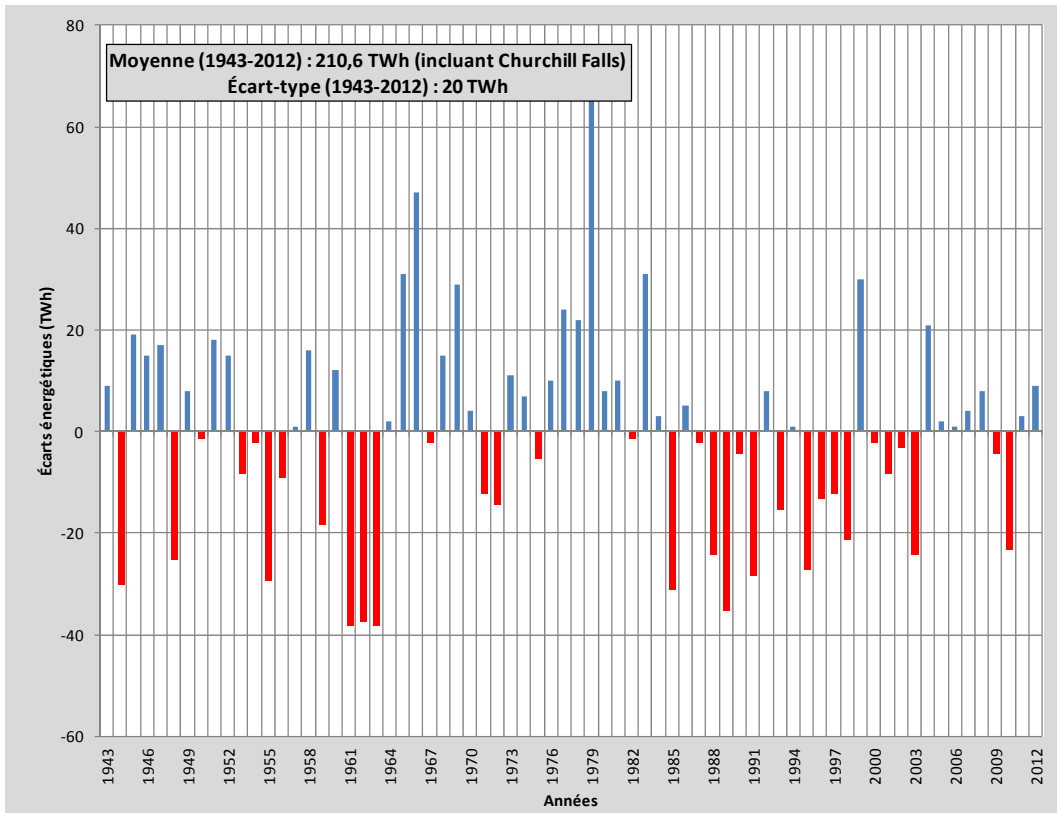
	<b>TWh</b>
Stock maximal des réservoirs - janvier 2010	175,5
Ajouts depuis janvier 2010	0
Stock maximal des réservoirs - janvier 2013	175,5

***Mise à jour de l'estimation des déficits cumulés correspondant à une probabilité de dépassement de 2 %***

- 4 En tenant compte des données de 1943 jusqu'à la fin de 2012, les données d'apports  
 5 historiques montrent une légère hausse de l'autocorrélation dont la valeur est estimée à  
 6 0,22 et qui s'explique par l'intégration du bassin de la Rupert. Si on tient compte de cette  
 7 hausse de l'autocorrélation, le déficit d'apports dont la probabilité de dépassement est de  
 8 2 % sur deux ans est de -65,2 TWh. Ainsi, la probabilité d'un déficit cumulé sur deux ans  
 9 de 64 TWh (probabilité de dépassement de 2,2%) est légèrement supérieure à 2 %. Le  
 10 critère de fiabilité demeure donc valide.

- 1 Quant au déficit d'apports dont la probabilité de dépassement est de 2 % sur quatre ans, il
- 2 s'établit à -98,3 TWh. Ainsi, la probabilité d'un déficit cumulé sur quatre ans de 98 TWh
- 3 (probabilité de dépassement de 2,03 %) est légèrement supérieure à 2 %. Le critère de
- 4 fiabilité demeure donc valide.

**FIGURE 5B-1**  
**ÉCARTS ANNUELS DES APPORTS ÉNERGÉTIQUES DES RÉSERVOIRS D'HYDRO-QUÉBEC**  
**PRODUCTION (EN TWh)**  
**1943-2012**





**TABLEAU 5B-3**  
**ÉCARTS ANNUELS DES APPORTS ÉNERGÉTIQUES DES RÉSERVOIRS**  
**D'HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION (EN TWH)**  
**1943-2012**

<u>Année</u>	<u>Écart</u>	<u>Année</u>	<u>Écart</u>	<u>Année</u>	<u>Écart</u>
1943	9	1967	-2	1991	-28
1944	-30	1968	15	1992	8
1945	19	1969	29	1993	-15
1946	15	1970	4	1994	1
1947	17	1971	-12	1995	-27
1948	-25	1972	-14	1996	-13
1949	8	1973	11	1997	-12
1950	-1	1974	7	1998	-21
1951	18	1975	-5	1999	30
1952	15	1976	10	2000	-2
1953	-8	1977	24	2001	-8
1954	-2	1978	22	2002	-3
1955	-29	1979	66	2003	-24
1956	-9	1980	8	2004	21
1957	1	1981	10	2005	2
1958	16	1982	-1	2006	1
1959	-18	1983	31	2007	4
1960	12	1984	3	2008	8
1961	-38	1985	-31	2009	-4
1962	-37	1986	5	2010	-23
1963	-38	1987	-2	2011	3
1964	2	1988	-24	2012	9
1965	31	1989	-35		
1966	47	1990	-4		



**ANNEXE 5C**  
**SUIVI DE LA DÉCISION D-2011-162**



1 Au paragraphe 89 de la décision D-2011-162, la Régie demande au Distributeur de  
2 présenter une comparaison des niveaux de réserve requise en modélisant les centrales de  
3 TCE et de Churchill Falls selon leurs caractéristiques de fiabilité plutôt qu'en les  
4 considérant en tant que contrats d'approvisionnement.

5 En ce qui concerne TCE, l'historique d'exploitation de la centrale est insuffisant pour  
6 établir des caractéristiques de fiabilité propre à celle-ci. Le Distributeur rappelle que le taux  
7 de réserve requise pris en compte, soit 10 %, est validé auprès de données disponibles  
8 dans l'industrie et demeure conservateur. D'ailleurs, compte tenu de la période pendant  
9 laquelle le Distributeur planifie suspendre les livraisons de la centrale de TCE, les calculs  
10 permettant d'établir les taux de réserve requise sur un horizon de 4 ans (tableau 6-1 de la  
11 pièce HQD-1, document 1) exclut la contribution en puissance de la centrale.

12 Pour ce qui est de la centrale de Churchill Falls, elle ne peut être traitée comme les  
13 centrales du Producteur dans le cadre de l'évaluation de la fiabilité en puissance puisque  
14 CF(L)Co a des engagements en puissance avec des tiers à partir de cette centrale. Ces  
15 engagements font en sorte que la totalité de la puissance disponible de la centrale ne peut  
16 être désignée à titre de ressource pour l'alimentation de la charge locale du Québec.

17 Le traitement de Churchill Falls comme une centrale ferait augmenter les réserves  
18 requises du Producteur et du Distributeur en raison des taux d'indisponibilité des groupes  
19 de la centrale. Toutefois, cette augmentation de réserve serait compensée par une  
20 augmentation de la puissance disponible de la centrale de Churchill Falls non engagée  
21 envers des tiers. Pour ces raisons, il n'est pas opportun de considérer la centrale de  
22 Churchill Falls au même titre que les centrales du Producteur dans les évaluations de  
23 fiabilité.

24 Par ailleurs, dans le cadre des évaluations de fiabilité approuvées par le NPCC, la centrale  
25 de Churchill Falls est considérée comme un contrat d'achat d'électricité, et non, comme  
26 une centrale.



**ANNEXE 6A**  
**ÉVALUATION DES COÛTS DE TRANSPORT ASSOCIÉS**  
**AUX APPELS D'OFFRES DE LONG TERME**





## **1. INTRODUCTION**

1 Dans le cadre des appels d'offres de long terme pour l'achat d'électricité, le Distributeur  
2 prend en compte l'impact des coûts de transport de l'électricité sur le réseau intégré  
3 d'Hydro-Québec TransÉnergie (le Transporteur) sur le coût de chacune des soumissions  
4 étudiées. Il tient compte dans cette évaluation des cinq éléments suivants :

- 5 • le coût de renforcement du réseau principal (735 kV) découlant de l'addition du  
6 projet soumis ;
- 7 • le coût de raccordement du projet au réseau régional de transport (315 kV –  
8 44 kV) ou de distribution (moins de 44 kV), incluant le coût des modifications aux  
9 lignes et postes du réseau régional et, le cas échéant, le coût de plafonnement de  
10 la production ;
- 11 • le coût du poste de départ de la centrale ;
- 12 • le taux de pertes électriques associé à la production de la centrale ;
- 13 • le coût évité d'investissements futurs en transport ou en distribution, s'il y a lieu.

14 La prise en compte des coûts de transport permet au Distributeur d'intégrer ceux-ci aux  
15 coûts d'acquisition de l'énergie comme critère de choix des soumissions. Toutefois, les  
16 coûts de transport associés à chacun des projets ne peuvent être estimés qu'une fois les  
17 soumissions reçues, lorsque les projets proposés sont connus du Distributeur. Par ailleurs,  
18 la divulgation aux intéressés à soumissionner d'indications a priori de coûts de transport  
19 les plus précis possible constitue un élément important de l'appel d'offres. En effet, cela  
20 leur permet d'en tenir compte dans le choix des projets qu'ils entendent proposer au  
21 Distributeur, afin de minimiser dans la mesure du possible le coût global de leurs  
22 soumissions respectives.

23 Ainsi, dans une première étape, la méthode utilisée pour communiquer aux  
24 soumissionnaires certains éléments du coût de transport de l'électricité, afin de guider les  
25 soumissionnaires dans leurs choix pour le site de leur projet, varie selon les  
26 caractéristiques de l'appel d'offres.

## **2. MÉTHODES D'ÉVALUATION DES COÛTS DESTINÉES AUX INTÉRESSÉS À SOUMISSIONNER**

### **2.1. Introduction**

1 Deux méthodes sont possibles afin de donner aux intéressés à soumissionner une  
2 indication des coûts de transport devant affecter leurs soumissions respectives et celles-ci  
3 sont décrites à la présente section. Dans une seconde étape, soit après le dépôt des  
4 soumissions lorsque les projets sont connus, l'ensemble des coûts relatifs au transport de  
5 l'électricité offerte sont évalués, tels que décrits à la section 3.

6 De plus, dans le cadre d'un éventuel appel d'offres de 450 MW d'énergie éolienne, le  
7 Distributeur peut fournir aux intéressés à soumissionner des indications sur des coûts  
8 paramétriques pour le renforcement du réseau de transport requis pour l'intégration de  
9 production dans des zones à coûts d'intégration élevés.

### **2.2. Méthode descriptive de la capacité disponible et des coûts de transport**

10 Cette méthode d'évaluation du coût de transport peut être appliquée lorsque le Distributeur  
11 recherche de grandes quantités de puissance et d'énergie, susceptibles de mener à des  
12 soumissions portant sur la construction de nouvelles centrales de grande puissance. À  
13 titre d'exemple, on peut mentionner les appels d'offres A/O 2002-01 (1 200 MW),  
14 A/O 2003-02 (éolien – 1 000 MW) et A/O 2005-03 (éolien – 2 000 MW). Cette méthode  
15 permet également de fournir aux soumissionnaires certaines informations relatives à la  
16 réceptivité des réseaux de transport régionaux.

#### ***2.2.1. Coûts génériques de renforcement du réseau principal à 735 kV***

17 Selon cette méthode descriptive, les coûts de transport sur le réseau principal à 735 kV  
18 sont évalués à partir d'un coût générique. Le réseau principal de transport est alors divisé  
19 en zones d'intégration correspondant à des points d'injection, afin de déterminer les coûts  
20 de renforcement du réseau principal sur les différents corridors de transport.

1 Lors d'appels d'offres nécessitant l'application de cette méthode, ces coûts génériques  
2 seront évalués en tenant compte des quantités recherchées, de l'évolution de la marge  
3 disponible sur les différents corridors de transport et de toutes autres contraintes pouvant  
4 influencer le coût de renforcement du réseau principal.

### **2.2.2. Degré de réceptivité des lignes et postes pour fins de raccordement de nouveaux projets**

5 Le coût des travaux de raccordement d'un projet au réseau de transport régional ne peut  
6 pas être estimé de façon générique comme c'est le cas pour le coût de renforcement du  
7 réseau principal à 735 kV. La localisation précise et la puissance associée à chaque  
8 nouveau projet, les caractéristiques techniques des équipements utilisés et la  
9 configuration des équipements de transport locaux font en sorte que chaque cas doit être  
10 étudié séparément.

11 Dans le cadre d'un appel d'offres utilisant une méthodologie descriptive, deux types  
12 d'éléments peuvent être fournis afin de guider le soumissionnaire dans son choix du site  
13 géographique de son projet. Le premier élément constitue une évaluation du degré de  
14 réceptivité des lignes de transport du réseau du Transporteur. Cette évaluation consiste  
15 en une indication de la capacité des différentes lignes de transport à 315 kV et moins  
16 composant le réseau du Transporteur. Le second élément pouvant être fourni donne pour  
17 chaque niveau de tension des postes sources et des postes stratégiques leur capacité de  
18 réception résiduelle exprimée en MW, ainsi qu'une estimation des coûts de transport  
19 nécessaires pour accroître cette capacité. Le volume d'accroissement est fixé en fonction  
20 de la taille de l'appel d'offres.

### **2.3. Méthode basée sur la réalisation d'une étude exploratoire**

21 Lors des derniers appels d'offres A/O 2009-01 (biomasse – 125 MW) et A/O 2009-02  
22 (éolien – 2 x 250 MW), le Distributeur a offert aux soumissionnaires la possibilité de  
23 déposer au préalable une demande d'étude exploratoire. Cette étude succincte permet  
24 d'aider le soumissionnaire dans ses choix en lui fournissant une estimation préliminaire du  
25 mode de raccordement le plus adéquat (réseau de transport ou réseau de distribution). De  
26 même, l'étude exploratoire fournit un ordre de grandeur des coûts de raccordement du

1 projet au réseau régional de transport (315 kV et moins) ou de distribution, incluant le coût  
2 des modifications aux lignes et postes existants. Le cas échéant, la possibilité d'un  
3 plafonnement de la production s'applique, tel que décrit à la section 3.4 ci-dessous.  
4 L'étude peut également inclure les coûts de renforcement du réseau principal, s'ils sont  
5 jugés pertinents. Ainsi, cette méthode est bien adaptée lorsque le Distributeur recherche  
6 des quantités de puissance et d'énergie, susceptibles de mener à des soumissions portant  
7 sur la réalisation de projets de petites ou moyenne puissance. L'étude exploratoire  
8 n'engage pas Hydro-Québec et le mode de raccordement, ainsi que les coûts afférents  
9 peuvent être modifiés à une étape ultérieure suite à l'arrivée de nouveaux projets ou  
10 d'études plus poussées visant le raccordement d'un projet spécifique.

### **3. PARAMÈTRES PRIS EN COMPTE LORS DE L'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS**

#### **3.1 Introduction**

11 Sur demande du Distributeur et suite au dépôt des soumissions dans le cadre du  
12 processus de sélection lors d'un appel d'offres, le Transporteur effectuera les études  
13 requises par le Distributeur pour évaluer les coûts et l'échéancier afin de déterminer un  
14 scénario de raccordement pour chaque soumission.

15 Les études et estimations réalisées par le Transporteur à la demande du Distributeur ont  
16 pour but d'établir une base de comparaison entre les différentes soumissions qui sont  
17 analysées. Elles ne constituent d'aucune façon une étude d'intégration complète, tel que  
18 définie dans les *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*.

#### **3.2 Coûts pris en compte lors de l'évaluation des soumissions**

19 Compte tenu de la pluralité des équipements dans le réseau et de l'incertitude quant à la  
20 localisation et à la puissance des projets à être implantés, les indications fournies aux  
21 soumissionnaires lorsque la méthode descriptive est utilisée ne peuvent inclure les  
22 éléments suivants, qui seront néanmoins pris en compte lors de l'évaluation des  
23 soumissions :

- 1       • les lignes de raccordement des postes de départ jusqu'au réseau existant ;
- 2       • les modifications à des lignes existantes à partir desquelles les lignes de
- 3       raccordement des projets seraient prises en dérivation ;
- 4       • l'ajout de nouveaux départs de lignes dans des postes, lorsque le raccordement
- 5       des projets ne peut se faire sur une ligne existante ;
- 6       • les modifications de protections et de télécommunications ;
- 7       • les équipements de compensation suite aux études détaillées pour satisfaire les
- 8       critères de comportement dynamique ;
- 9       • les frais d'exploitation et d'entretien relatifs aux nouveaux équipements.

10      Quant aux coûts de renforcement du réseau principal, ils sont pris en compte soit par  
11      l'utilisation des coûts génériques ou, selon le cas, par une évaluation spécifique.

12      Dans certains cas, le respect des critères de comportement dynamique peut ajouter des  
13      coûts significatifs dans un réseau régional. Ces coûts additionnels nécessaires afin de  
14      respecter les critères de comportement dynamique seront évalués et pris en compte lors  
15      de l'analyse des soumissions alors que seront connus les divers paramètres des projets  
16      proposés par les soumissionnaires.

17      De même, dans le cadre des appels d'offres utilisant la méthode descriptive, aucune  
18      indication n'est fournie aux soumissionnaires sur les éléments de coûts suivants :

- 19       • le coût du poste de départ ;
- 20       • le taux de pertes électriques associé à la production de la centrale, mises à part
- 21       les pertes sur le réseau principal à 735 kV ;
- 22       • le coût évité d'investissements futurs en transport ou en distribution, s'il y a lieu.

23      Ils doivent néanmoins être considérés par le soumissionnaire, puisqu'ils sont déterminés  
24      par le Transporteur lors de l'analyse des soumissions et incorporés au coût des offres  
25      reçues.

26      L'impact de l'addition de chaque projet sur le réseau régional existant est évalué lors de  
27      l'analyse des offres. Les coûts associés sont alors ajoutés aux coûts directs de  
28      raccordement du projet, ce qui permet de calculer son coût de raccordement local.

1 Il en est de même lorsque la méthode basée sur la réalisation d'une étude exploratoire est  
2 appliquée : l'ensemble des paramètres décrits ci-dessus, incluant ceux n'ayant pu être  
3 considérés dans le cadre de l'étude exploratoire, sont pris en compte lors de l'évaluation  
4 des soumissions reçues.

### **3.3 Pertes énergétiques différentielles**

5 L'ajout d'une source de production occasionne, selon sa localisation, une augmentation,  
6 une annulation ou une inversion de l'écoulement de puissance sur les lignes de transport  
7 et de distribution. Ainsi, selon le cas, les pertes sur le réseau peuvent augmenter ou  
8 diminuer par rapport à la situation de référence. Les pertes différentielles sont donc  
9 évaluées par rapport aux pertes énergétiques d'un réseau de référence qui exclut la  
10 source de production additionnelle qui fait l'objet d'une évaluation.

11 Le montant de ces pertes différentielles ne peut être indiqué a priori aux soumissionnaires,  
12 puisqu'il dépend du point exact de raccordement d'une centrale au réseau de transport ou  
13 de distribution d'Hydro-Québec. Ces pertes sont considérées dans l'évaluation de chaque  
14 offre ou combinaison d'offres, lors de l'analyse des soumissions.

### **3.4 Plafonnement de la production**

15 Lorsque les besoins de l'appel d'offres le permettent et que les conditions de planification  
16 et d'exploitation du réseau favorisent une telle approche, il est possible de recourir au  
17 plafonnement de la production. Selon la localisation, la taille du projet et le comportement  
18 dynamique des équipements, les coûts d'intégration de la production dans certaines zones  
19 peuvent s'avérer importants par rapport à la valeur de l'énergie offerte. Dans ce cas, il  
20 peut être possible de réduire les coûts d'intégration ou de renforcement du réseau en  
21 ayant recours au plafonnement de la production, notamment lorsque le réseau de  
22 transport est saturé. Le Distributeur doit alors tenir compte de l'impact du plafonnement de  
23 la production sur le coût de l'électricité achetée, s'il s'est engagé à payer toute l'énergie  
24 rendue disponible, mais dont il ne peut prendre réception en tout temps.