

Montréal, le 3 mars 2011

M. Philip Raphals
Directeur exécutif
Centre Hélios
326 Est, boulevard St-Joseph
Montréal, Qc
H2T 1J2

PAR COURRIEL ET PAR POSTE RÉGULIÈRE

Objet : Dossier R-3669-2009 phase 2 de la Régie de l'énergie
Demande de précisions suite à l'engagement No 2 des intervenants RNCREQ-UC pris lors de l'audience du 18 février 2011

Bonjour M. Raphals,

Dans le cadre du dossier R-3669-2009 phase 2 de la Régie de l'énergie, vos services ont été retenus conjointement par les intervenants Union des consommateurs (UC) et Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) pour leur fournir une opinion professionnelle indépendante à titre de témoin expert. Vous avez produit un témoignage d'expert écrit, amendé en date du 23 septembre 2010, et témoigné oralement devant la Régie.

Lors de l'audience tenue le 18 février 2011, la Régie s'est prononcée sur une demande d'engagement formulée le 17 février par le procureur de la partie demanderesse, Hydro-Québec dans ses activités de Transport, et adressée aux intervenants UC-RNCREQ.

« Alors, dans un premier temps, la Régie va se prononcer sur la question soumise hier et l'objection qui a été émise par l'UC/RNCREQ. (...) »

À l'article 25 du Règlement, il est prévu que la Régie peut, sur demande, ou de son propre chef, demander à un intervenant de... peut demander à un intervenant de préciser sa position sur un sujet donné. Donc, dans les circonstances, la question sur laquelle la Régie se prononce devient:

Est-ce qu'elle juge nécessaire de demander à l'intervenant à ce stade de l'audience de répondre à la question formulée par le procureur d'Hydro-Québec Transport, du Transporteur?

Et la question qui a été formulée et reproduite aux notes sténographiques de l'audience du 16 février 2011, aux pages 166, lignes 21 à 25 et 167, lignes 1 à 6 et qui se résumait à savoir si UC/RNCREQ est d'avis et affirme qu'il est évident qu'au fil des ans Hydro-Québec a fait des ventes fermes à partir de ses centrales qui sont toutes désignées? Et dans le texte, il y a quelques ajouts, là, dans la question telle que formulée.

La force d'un réseau

Nos membres réguliers

ACEF ABITIBI-TÉMISCAMINGUE
ACEF AMIANTE - BEAUCE - ETCHÉMIN
ACEF DE L'EST DE MONTRÉAL

ACEF DE L'ÎLE-JÉSUS
ACEF DE LANAUDIÈRE
ACEF DU NORD DE MONTRÉAL
ACEF ESTRIE

ACEF GRAND-PORTAGE
ACEF MONTRÉGIE-EST
ACEF RIVE-SUD DE QUÉBEC
ACCC

6226, rue Saint-Hubert, Montréal (Québec) Canada H2S 2M2
T : 514 521 6820 | Sans frais : 1 888 521 6820 | F : 514 521 0736
union@consommateur.qc.ca | www.consommateur.qc.ca/union

Alors, sur cette question, compte tenu de l'opinion émise par l'expert sur la question de savoir si le tarif a été ou non respecté dans le passé et la portée de cette question soumise au présent dossier, la Régie demande aux intervenantes de répondre à la question du procureur d'HQT (...) »¹

(nos soulignés)

Concernant la possibilité que, suite à la production par écrit des réponses demandées par la Régie, le procureur de la demanderesse veuille contre-interroger un témoin ordinaire représentant la position des intervenants UC-RNCREQ, la Régie apportait les précisions suivantes :

« Me HÉLÈNE SICARD:

Est-ce que je dois comprendre que le contre interrogatoire se limiterait au sujet traité dans ces trois questions ou si vous l'étendez à toute la preuve comme si je produis mon témoin?

LE PRÉSIDENT:

La Régie n'a permis que les questions auxquelles il a été référé dans le débat d'hier.

Me HÉLÈNE SICARD:

Donc, ce n'est que ce...

LE PRÉSIDENT:

Ça veut dire les trois sous-questions.

Me HÉLÈNE SICARD:

... sujet-là qui serait traité en contre interrogatoire?

LE PRÉSIDENT:

La décision de la Régie porte seulement sur cet objet-là.»²

(nos soulignés)

Par ailleurs, afin de bien cerner les trois sous-questions auxquelles réfère la demande de la Régie, nous reproduisons les extraits cités précédemment et qui constituent l'objet de cette demande d'engagement :

(...) « savoir si UC/RNCREQ est également d'avis et affirme qu'il est évident que, au fil des ans, Hydro-Québec a fait des ventes fermes à partir de ses centrales qui sont toutes désignées.

Si RNCREQ/UC affirme que les Tarifs et conditions n'ont jamais été respectés au sens où cette expression apparaît au bas de la page 35 de 92 du rapport de monsieur Raphals et affirme, en se référant à la page 36 de 92 du rapport de monsieur Raphals, que les Tarifs et conditions n'ont pas été respectés dans le passé. »³

¹ R-3669-2009 phase 2, audience du 18 février 2011, volume 17 des notes sténographiques, pages 6, 7 et 8.

² *Ibid*, page 11.

³ R-3669-2009 phase 2, audience du 17 février 2011, volume 16 des notes sténographiques, page 166, lignes 21 à 25, et page 167, lignes 1 à 6.

Ainsi, à titre d'analyste interne chargé du dossier pour Union des consommateurs(UC), je devrai déterminer si, tel que mentionné dans votre rapport amendé du 23 septembre 2010, nous (UC) affirmons et sommes d'avis que :

- 1) Hydro-Québec a fait des ventes fermes à partir de ses centrales qui sont toutes désignées;
« Il semble évident que, au fil des ans, Hydro-Québec a fait des ventes fermes à partir de ses centrales, qui sont toutes désignées.»⁴
- 2) les Tarifs et conditions n'ont jamais été respectés au sens où cette expression apparaît au bas de la page 35 de 92 du rapport de monsieur Raphals;
« On peut donc conclure que, dans le passé, les articles 38.1 et 38.5 n'ont pas été respectés.»⁵
- 3) en se référant à la page 36 de 92 du rapport de monsieur Raphals, que les Tarifs et conditions n'ont pas été respectés dans le passé;
« Dans le présent dossier, le Transporteur propose d'entériner ces renforcements dans ses propres *Tarifs et Conditions*, sans reconnaître que jusqu'ici les dispositions en vigueur à ce sujet n'ont jamais été respectées, et sans donner aucune indication de ce qu'il propose de faire, concrètement, pour s'assurer que nouvelles dispositions seront dûment respectées.»⁶

Pour apprécier correctement ces questions auxquelles la Régie nous demande de répondre, l'Union des consommateurs désire obtenir des précisions additionnelles. À cette fin, nous vous demandons donc de répondre aux **questions** suivantes.

Q.1 Veuillez exposer les faits qui vous permettent d'affirmer que, au fil des ans, Hydro-Québec aurait effectué des ventes fermes (non interruptibles) à partir de ses centrales désignées.

Q.1.1 Veuillez notamment indiquer quelles sont les ressources désignées d'Hydro-Québec Distribution.

Q.2 Veuillez préciser si, selon votre opinion, Hydro-Québec Production pourrait effectuer des ventes fermes (non interruptibles) à des tiers sans utiliser les ressources désignées d'Hydro-Québec Distribution.

Q.2.1 Veuillez préciser si les *Tarifs et Conditions* contiennent une définition des termes *vente ferme* et *vente non interruptible*.

⁴ R-3669-2009 phase 2, Témoignage expert de Philip Raphals pour RNCREQ et UC, version ré-révisée, 23 septembre 2010, page 35, 5^e paragraphe.

⁵ *Ibid*, page 35, dernier paragraphe.

⁶ *Ibid*, page 36, dernier paragraphe.

- Q.2.2** Veuillez préciser quelles sont, pour la FERC, les définitions des termes *vente ferme* et *vente non interruptible* et, s'il y a lieu, indiquer l'application que pourraient trouver dans le contexte québécois ces définitions de la FERC et les règles qui en découlent.
- Q.3** Veuillez exposer les faits qui vous permettent d'affirmer que les articles 38.1 et 38.5 des *Tarifs et Conditions* n'auraient pas été respectés dans le passé.
- Q.4** Veuillez identifier plus particulièrement les faits qui soutiennent votre affirmation à l'effet que, jusqu'ici, les dispositions en vigueur à ce sujet n'auraient jamais été respectées.

Nous vous saurions gré de répondre à ces questions de manière succincte et précise et de nous faire parvenir ces réponses dans les meilleurs délais afin que UC puisse donner rapidement suite à cette demande de la Régie.

Veuillez recevoir l'expression de nos sentiments distingués.



Jean-François Blain
Analyste, politiques et réglementation en matière d'énergie
Union des consommateurs
514 521-6820 poste 211

c.c. : M. Philippe Bourque, Directeur général, RNCREQ



RÉPONSES AUX QUESTIONS D'UNION DE CONSOMMATEURS

Philip Raphals

17 mars 2011

Q.1 Veuillez exposer les faits qui vous permettent d'affirmer que, au fil des ans, Hydro-Québec aurait effectué des ventes fermes (non interruptibles) à partir de ses centrales désignées.

R.1

Pour répondre adéquatement à cette question, il faut d'abord définir la notion d'une vente ferme (non interruptible), et ensuite exposer les faits qui me permettent d'affirmer qu'il y a raison de croire que, au fil des ans, Hydro-Québec aurait effectué des ventes de ce type.

Les raisons qui m'amènent à conclure qu'Hydro-Québec aurait effectué ces ventes à partir de ses centrales désignées se trouvent dans les réponses R.1.1 et R.2, plus loin.

Définition d'une vente non ferme

Dès l'Ord. 888-B, la FERC a clarifié que lorsqu'un client de réseau intégré désire faire une vente ferme à partir d'une ressource désignée, il peut terminer la désignation et le ré-désigner après que la vente ferme est terminée¹. À plusieurs reprises, la FERC a clarifié que ces dispositions signifient que **la vente aux tiers à partir des ressources désignées est permise uniquement lorsque cette vente peut être interrompue afin de desservir la charge désignée**². De plus, afin de « clarifier » l'art. 30.4, la FERC a ajouté, dans l'Ord. 890, une nouvelle définition des Ventes Non-Fermes à l'art. 1 du *pro forma*. Selon cette définition, une vente non ferme en est une où la réception ou la livraison peut être interrompue « pour n'importe quelle raison, ou pour aucune raison », sans pénalité.

1.29 Non-Firm Sale: An energy sale for which receipt or delivery may be interrupted for any reason or no reason, without liability on the part of either the buyer or seller.

Pour des raisons que le Transporteur n'a pas expliquées, celui-ci ne propose pas d'ajouter cette définition à ses *Tarifs et conditions*. Toutefois, étant donné que la FERC a qualifié cette définition comme

¹ Voir Order 890, page 907, para. 1535.

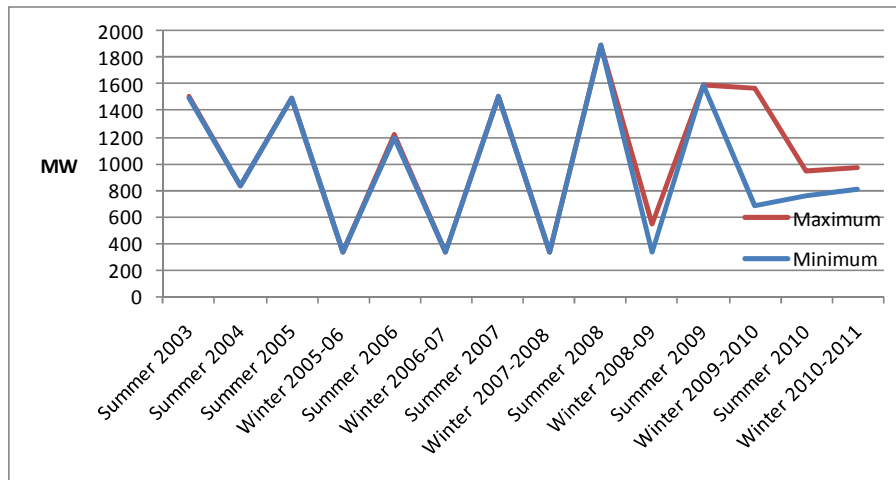
² Par exemple, Order 890-A, p. 491, para. 933-934 ; Ord. 890-B, pp. 137-138, para. 234.

une clarification plutôt que comme une modification, il est à mon avis approprié d’y faire appel pour interpréter le *pro forma* issu de l’Ord. 888, et donc les *Tarifs et conditions* du Transporteur³.

Ventes fermes bilatérales

Pour vérifier si, au fil des ans, Hydro-Québec aurait effectivement fait des ventes fermes (non interruptibles), j’ai d’abord consulté les rapports de fiabilité du NPCC, de l’été 2003 à l’hiver 2010-2011⁴. Selon les données y publiées, il y a eu des ventes fermes à partir du Québec dans toutes les semaines mentionnées dans ces rapports. En hiver, ces ventes fermes ont varié entre 328 et 1569 MW; en été, entre 757 et 1891 MW, comme l’indique le prochain graphique.

VENTES FERMES À PARTIR DU QUÉBEC SELON LES RAPPORTS DU NPCC



Ces ventes incluent les ventes d’ HQ Production ainsi que des wheel-through. Par exemple, dans le rapport le plus récent, on fait état des ventes fermes d’HQP de 310 MW à ISO-NE, de 250 MW à Nouveau-Brunswick et de 145 MW (154 MW avec les pertes) à Cornwall⁵. Ces données confirment qu’Hydro-Québec a fait des ventes bilatérales fermes d’électricité cet hiver, et qu’elle les a fait souvent dans le passé.

Ventes dans les marchés Day-Ahead

Dans l’Ord. 890-B, la FERC a clarifié la portée de la définition des ventes non fermes, à l’égard des marchés Day-Ahead. Elle précise que **les ventes dans les marchés Day Ahead ne sont pas des Ventes non fermes aux fins des dispositions concernant la désignation des ressources**⁶.

³ Dans sa décision D-2010-160 (EBMI), la Régie a suivi des interprétations de la FERC à l’égard des articles empruntés de celle-ci.

⁴ <http://www.npcc.org/documents/reports/Seasonal.aspx>

⁵ NPCC Reliability Assessment for Winter 2010-11, Nov. 30, 2010, pp. 19 et 54 (Annexe I).

⁶ Order 890-B, pp. 140 à 141, , para. 238 à 239.

238. ... TAPS contends that the obligation of a seller to pay the real-time LMP if it fails to deliver in response to bids in a day-ahead market may be negligible and, therefore, such sales should be considered non-firm for purposes of the network resource rules. While that obligation may be minimal in some circumstances, it may be substantial in others, particularly during conditions when sellers are most likely to want or need to recall such power. The sales that TAPS argues are non-firm enough to be made from a network resource do have financial implications, potentially creating disincentives to interrupt delivery if capacity is actually needed for native or network load, even though ATC may be otherwise set aside for that use.

239. ... Upon further consideration, we conclude that such sales [sales in a Day-Ahead Market] do not fall within the definition of Non-Firm Sales because they do not permit interruption for any or no reason, as required by the definition. We therefore grant rehearing of the determination that such sales fall within the definition of Non-Firm Sales. (nos soulignés)

Autrement dit, la FERC considère que des ventes dans un marché Day-Ahead sont des ventes fermes, aux fins de l'interprétation de l'art. 30.1 du *pro forma*, parce que le choix de ne pas livrer des quantités offertes dans ces marchés a conséquences financières, ce qui peut créer des incitatifs de ne pas faire de telles livraisons, même si les capacités sont requises pour la desserte de la charge en réseau ou de la charge locale. En l'absence d'un énoncé contraire de la Régie, il est donc raisonnable de présumer que celle-ci appliquerait cette même logique en interprétant l'art. 38.1.

Est-ce qu'HQ Production, ou sa filiale HQUS, fait des ventes dans les marchés Day Ahead? L'utilisation des prix de ce marché dans l'entente-cadre⁷, par exemple, suggère que oui, mais il n'est pas facile d'en trouver une confirmation explicite. Toutefois, des documents déposés devant la FERC en réponse à la plainte de D.C. Energy (docket EL07-67-000) élaborent en détail sur les activités d'HQUS dans le marché Day Ahead de New York. Même si les données fournies ne sont pas disponibles au public, les versions élaguées fournissent suffisamment d'information pour confirmer que, effectivement, HQUS est active dans le marché Day Ahead en New York, comme le démontrent les extraits suivants de l'Affidavit de Paul Kevin Wellenius, consultant pour HQUS⁸:

4. My analyses draw principally from data regarding HQUS' bids into the NYISO Day Ahead Market (« DAM »). ...

5. The HQUS bidding data consists of one record for each bid submitted to the NYISO DAM, from January 1, 2004 up to and including June 23, 2007. ... The record also shows how much of each bid was accepted in the DAM.

10. I was asked by counsel for HQUS to determine the use of the Québec-NY interface resulting from its offers in the DAM.

16. HQUS' net accepted volumes and the TTC in the DAM during congested hours, as well as during all hours in the period, are shown in Exh. No. HQ-8⁹.

⁷ Voir par exemple R-3689, HQD-1, doc. 1, art. 7.1.

⁸ Docket EL07-67-000, Exhibit HQ-5.

⁹ Les *exhibits* HQ-8 à HQ-21 n'ont pas été rendus publics, mais la Régie pourrait en demander une copie sous pli confidentielle, si elle requiert une confirmation plus explicite.

18. ... I specified that a bid would be considered marginal if its offered price was within one cent, inclusively, of the LBMP in Zone M. ...

20. Of the 2,016 hours in the period April 1 to June 23, 2007, I found 598 in which an HQUS bid was marginal, representing nearly 30% of the total hours in the period (on-peak and off-peak). Of the 709 import congestion hours during the same period identified and described above, I found 257 in which an HQUS bid was marginal, representing approximately 36% of the total hours in the subset. When I examined only on-peak hours with import congestion, I found 242 hours in which an HQUS bid was marginal, representing approximately 34% of the 661 hours in the subset.

21. The results are shown in Exh. No. HQ-9.

22. I was asked by counsel for HQUS to develop an average representation of HQUS' bids into the DAM, in order to facilitate a comparison of bidding behavior in different periods.

32. The final sets of charts are shown in Exh. Nos. HQ-10 through HQ-21. (nos soulignés)

Ainsi, l'expert d'HQUS confirme que, pour la période d'étude en 2007, les offres d'HQUS étaient à la marge pendant 30 à 36% des heures. Cela laisse comprendre que HQUS aurait fait des offres sur un pourcentage des heures encore plus élevé.

On apprend donc qu'HQUS participe souvent dans le marché Day Ahead de NYISO. Toutefois, cet extrait ne fait aucun éclairage sur l'ampleur de ces offres.

Dans sa décision, qui par ailleurs absout HQUS de toute accusation de manipulation, la FERC mentionne que, selon l'expert Wellenius :

HQ Energy's « perfect hedge » quantity would have been 1,266 MW for April [2007]; 1,388 MW for May; and 1,585 MW for June 1-23.¹⁰

Le sens donné à l'expression « perfect hedge » selon le contexte suggère que les ventes d'HQUS dans le DAM de NYISO pendant cette période étaient à la hauteur des puissances y mentionnées.

Il est donc raisonnable de conclure qu'Hydro-Québec effectue des ventes fermes (non interruptibles) régulièrement, y compris les ventes bilatérales auxquelles font référence les rapports de la NPCC ainsi que des ventes dans les DAM des marchés avoisinants.

Q.1.1 Veuillez notamment indiquer quelles sont les ressources désignées d'Hydro-Québec Distribution.

R.1.1

¹⁰ FERC, Order Denying Complaint, Docket EL07-67-000, Sept. 29, 2008, p. 20.

Les ressources désignées d'Hydro-Québec Distribution sont identifiées dans la pièce HQT-8, doc. 6.2, fournie en réponse à une demande de renseignements du RNCREQ et d'UC. Je joins cette pièce comme Annexe II aux présentes.

Ce document liste 140 ressources, avec la date d'inscription comme Ressource désignée pour chacune. 111 de ces ressources sont désignées depuis 2001; les autres 29 ont été désignées depuis. La pièce ne mentionne pas les puissances des différentes ressources.

Dans cette liste, on retrouve différents types de ressources, dont :

- Des centrales hydroélectriques d'HQP, par exemple LG1, Outardes 2, et Manic 5;
- Des centrales thermiques d'HQP, par exemple Tracy ;
- La centrale nucléaire d'HQP, Gentilly-2;
- Des centrales des producteurs privés, par exemple « Algonquin Power – Arthurville », et « Boralex – Beauséjour »;
- D'autres centrales sous le contrôle d'HQP, notamment la centrale Churchill Falls;
- Des fonctionnalités capables de fournir de la puissance, tel « Abaissement de tension » et « Puissance interruptible d'HQP »; et
- Les puissances des interconnexions MASS-HQT, NB-HQT et OTTO-HQT.

Les ressources suivantes ne se trouvent pas sur cette liste :

- Les centrales qui ont fait l'objet d'une suppression de désignation, qui sont identifiées dans le tableau suivant (HQT-29, doc. 6.2).

Ressources	Année de désignation de la ressource	Année du retrait
1 Cadillac	2001	2008
2 Le Nordais (Cap-Chat)	2001	2007
3 Le Nordais (Matane)	2001	2007
4 Lebel-sur-Quévillon	2001	2007
5 Mill Bank (NB)	2002	2006
6 Mont Copper	2005	2007
7 Mont Miller	2005	2007
8 Parc éolien du Renard	2006	2007

- Le contrat patrimonial, quoique le Transporteur considère que celui-ci fait en partie en vertu de la définition qui se trouve à l'art. 1.51 des *Tarifs et conditions*. Il n'est pas clair, toutefois, pourquoi le contrat patrimonial n'y est pas inscrit.

- Les centrales thermiques et hydroélectriques (p. ex. Lac Robertson) des réseaux autonomes du Distributeur. Quoique ces centrales appartiennent au Distributeur et servent à desservir sa charge locale dans ces réseaux autonomes, elles ne font pas appel au réseau du Transporteur pour le faire.

Q.2 Veuillez préciser si, selon votre opinion, Hydro-Québec Production pourrait effectuer des ventes fermes (non interruptibles) à des tiers sans utiliser les ressources désignées d'Hydro-Québec Distribution.

R.2

Pour répondre à cette question, il faut identifier les ressources auxquelles HQ Production peut avoir recours qui ne sont pas des Ressources désignées du Distributeur. Pour ce faire, j'ai comparé la liste décrite dans la réponse R.1.1 avec la liste des équipements de production d'Hydro-Québec, qui se trouve à la page 114 de son Rapport annuel 2009 (Annexe III).

Cette liste inclut :

- 40 centrales hydroélectriques avec une puissance installée de plus de 100 MW chaque;
- Une catégorie « Autres », consistante de 20 centrales hydroélectriques de moins de 100 MW;
- Le parc éolien de 2 MW de St-Ulric (à distinguer du parc éolien à St-Ulric de Northland Power, de 127,5 MW);
- Les centrales thermiques Tracy, Bécancour, La Citère et Cadillac; et
- 23 centrales diesels.

La comparaison de ces deux listes démontre que la quasi-totalité des centrales de Production d'Hydro-Québec sont des Ressources désignées du Distributeur. Toutefois, il importe de mentionner les nuances suivantes :

- L'ensemble des centrales hydroélectriques d'HQ se trouve sur la liste des Ressources désignées du Distributeur, sauf Manic-5-PA (1064 MW). Toutefois, l'art. 38.1 TC précise que :

38.1 Désignation des ressources du Distributeur : ... Les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1^{er} janvier 2001 font partie des ressources du Distributeur tant que le Distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire au Transporteur.

Étant donné que Manic-5-PA a été mise en service en 1990, et qu'elle ne figure pas sur la liste des suppressions de désignation, il faut présumer soit qu'il s'agit d'une erreur dans la compilation de la pièce HQT-8, doc. 6.2, soit que, dans la description des Ressources du Distributeur fourni par celui-ci en réponse aux exigences de l'art. 37.1 (iii) TC, la puissance de Manic-5-PA était comprise dans l'inscription de Manic-5.

- La centrale Cadillac se trouve sur la liste du Rapport annuel, mais elle a été supprimée comme ressource désignée en 2008. Aucune explication n’a été fournie concernant la raison pour cette suppression. Encore, deux explications se présentent :
 - Qu’elle a été effectuée en relation avec les travaux en cours sur la ligne entre les postes Cadillac et Rouyn (<http://www.hydroquebec.com/projets/cadillac.html>)
 - Que la centrale Cadillac soit effectivement une ressource non désignée. Notons toutefois qu’il s’agit d’un turbine à gaz, un type d’équipement qui « ne fonctionnent qu’occasionnellement, lorsque la demande est très forte et la production d’hydroélectricité est insuffisante¹¹ ». Il est donc invraisemblable que la centrale Cadillac puisse jouer un rôle important dans la desserte des ventes fermes d’Hydro-Québec.
- Il est difficile de faire l’appariement entre l’inscription « Autres (20 centrales de moins de 100 MW) dans le Rapport annuel, et les nombreuses petites centrales d’HQP qui se trouvent dans la liste des Ressources désignées. Il n’est donc pas impossible que quelques-unes de ces petites centrales hydroélectriques soient des ressources non désignées. Toutefois, étant donné que les petites centrales hydroélectriques sont généralement au fil de l’eau (non dispatchable) et de petite puissance, il est invraisemblable que celles-ci puissent jouer un rôle important dans la desserte des ventes fermes d’Hydro-Québec.

On constate donc que la très vaste majorité des centrales d’HQ Production, sinon la totalité, sont des Ressources désignées du Distributeur.

Sur la base des informations qui me sont disponibles et en fonction du raisonnement exprimé ci-dessus, je conclus qu’il est invraisemblable qu’Hydro-Québec Production puisse avoir effectué ses ventes fermes (non interruptibles) à des tiers de l’ampleur identifiée ci-dessus sans avoir recours aux Ressources désignées du Distributeur.

À ma connaissance, il n’y a jamais eu de démonstration, ni même de l’affirmation, de la part d’HQD, d’HQT ni d’HQP, à l’effet que HQP n’a pas recours aux ressources désignées du Distributeur afin d’alimenter ses ventes fermes. Il va de soi que, si une telle démonstration serait faite et s’avèrerait convaincante, cette conclusion pourrait devoir être nuancée.

Q.2.1 Veuillez préciser si les *Tarifs et Conditions* contiennent une définition des termes *vente ferme* et *vente non interruptible*.

R.2.1

Non.

Q.2.2 Veuillez préciser quelles sont, pour la FERC, les définitions des termes *vente ferme* et *vente non interruptible* et, s’il y a lieu, indiquer l’application que

¹¹ Site internet d’Hydro-Québec, <http://www.hydroquebec.com/production/centrale-thermique.html>.

pourraient trouver dans le contexte québécois ces définitions de la FERC et les règles qui en découlent.

R.2.2

Tel qu'expliqué dans les réponse R.1 et R.2.1 ci-dessus, les termes « vente ferme » et « vente non interruptible » ne sont pas définis dans les *Tarifs et conditions* du Transporteur. Toutefois, le terme « Non-Firm Sale » est défini dans le *pro forma* de la FERC issu de l'Ord. 890-A (modification non retenue par HQT). En faisant référence à cette définition, ainsi qu'aux diverses ordonnances mentionnées dans la réponse R.1, il est à mon avis approprié d'utiliser les définitions suivantes, dans le contexte des *Tarifs et conditions* du Transporteur :

Vente Non Ferme: Une vente d'électricité pour laquelle la livraison ou la réception peut être interrompue par le vendeur ou par l'acheteur, pour n'importe quelle raison ou même pour aucune raison, sans pénalité ni responsabilité (*liability*).

Vente Interruptible: Une Vente Non Ferme.

Vente Ferme: Toute vente d'électricité qui n'est pas une Vente Non Ferme.

Vente Non Interruptible: Une Vente Ferme.

Q.3 Veuillez exposer les faits qui vous permettent d'affirmer que les articles 38.1 et 38.5 des *Tarifs et Conditions* n'auraient pas été respectés dans le passé.

R.3

L'art. 38.1 TC précise que les « ressources du Distributeur ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge autre que la charge locale ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible ».

38.1 Désignation des ressources du Distributeur : Les ressources du Distributeur comprennent toute la production achetée par le Distributeur qui est désignée comme devant alimenter la charge locale en vertu des présentes. Les ressources du Distributeur ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge autre que la charge locale ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible. Les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1er janvier 2001 font partie des ressources du Distributeur tant que le Distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire au Transporteur.

L'art. 38.5 TC précise que la production des ressources désignées du Distributeur ne peut excéder sa charge locale plus les pertes, sauf si celui-ci aurait fait des réservations de point à point pour l'excédent.

38.5 Exploitation des ressources du Distributeur : Le Distributeur ne peut pas s'approvisionner de ses ressources désignées situées dans la zone de réglage du Transporteur de manière à ce que la production de ses installations dépasse sa charge locale désignée plus les pertes, à moins qu'il

n'ait conclu avec le Transporteur à cet effet une convention de service point à point en vertu de la Partie II des présentes.

Ces dispositions suivent de très près les libellés des arts. 30.1 et 30.4 du *pro forma* de la FERC, depuis l'Ord. 888-A.

À ma connaissance, la Régie n'a jamais explicitement interprété ces articles ni les termes utilisés. Toutefois, la FERC a discuté à plusieurs reprises la signification des articles 30.1 et 30.4 du *pro forma* de son Ord. 888, avec lesquels ces dispositions portent une relation étroite. Il serait donc utile, dans un premier temps, de citer ces mêmes articles 38.1 et 38.5 dans leurs versions anglaises, et de voir les ressemblances avec les articles 30.1 et 30.4 du *pro forma* de l'Ord. 888-A. Dans le tableau qui suit, les mots qui sont identiques dans les deux versions sont soulignés, afin d'en faciliter la comparaison.

T&C en vigueur	Tarif pro forma de l'Ord. 888-A
<p>38.1 Designation of Distributor Resources:</p> <p>Distributor <u>Resources shall include all generation purchased by the Distributor and designated to supply Native Load under the provisions herein. Distributor Resources cannot include resources, or any portion thereof, that are committed for sale to third-party load other than the Native Load or otherwise cannot be called upon to supply the Distributor's Native Load on a noninterruptible basis. ...</u></p>	<p>30.1 Designation of Network Resources:</p> <p>Network <u>Resources shall include all generation owned or purchased by the Network Customer designated to serve Network Load under the Tariff. Network Resources may not include resources, or any portion thereof, that are committed for sale to non-designated third party load or otherwise cannot be called upon to meet the Network Customer's Network Load on a noninterruptible basis. ...</u></p>
<p>38.5 Operation of Distributor Resources:</p> <p><u>The Distributor shall not operate its designated resources located in the Transmission Provider's Control Area such that the output of those facilities exceeds its designated Native Load plus losses, unless the Distributor has to this effect entered into a Service Agreement with the Transmission Provider for Point-to-Point Transmission Service under Part II herein.</u></p>	<p>30.4 Operation of Network Resources:</p> <p><u>The Network Customer shall not operate its designated Network Resources located in the Network Customer's or Transmission Provider's Control Area such that the output of those facilities exceeds its designated Network Load, plus Non-Firm Sales delivered pursuant to Part II of the Tariff, plus losses.</u></p>

Ainsi, l'art. 38.1, comme l'art. 30.1 du *pro forma*, précise que les ressources en réseau ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible. (L'expression « vente à un tiers d'une charge autre que la charge locale » dans la version française de l'art. 38.1 n'est probablement qu'une traduction un peu boîteuse de l'expression « committed for sale to third-party load other than the Native Load » de sa version anglaise, tirée de l'expression « committed for sale to non-designated third party load » du *pro forma* de la FERC.)

L'art. 30.4 du *pro forma* précise que les ressources désignées ne peuvent être opérées de façon à ce que leur production excède sa charge locale désignée, plus ventes non fermes, plus pertes. Le libellé de l'art. 38.5 TC est légèrement différent : il précise que les ressources désignées ne peuvent être opérées de

façon à ce que leur production excède sa charge locale désignée, plus pertes, sauf si le Distributeur prend du service du point à point.

Selon ma compréhension, l'art. 30.4 fait en sorte que la production des ressources désignées ne peut excéder la charge désignée plus les pertes, plus les ventes non fermes. L'art. 38.5 fait en sorte que la production des ressources désignées ne peut excéder la charge locale désignée plus les pertes, plus les ventes du point à point du Distributeur. Dans tous les cas, les ventes fermes de l'affilié marchand d'un transporteur ne sont pas permises à partir des ressources désignées.

L'importance de ces dispositions pour la FERC est expliquée aux pages 28 à 30 de mon rapport. Il est à mon avis clair que, prises ensemble, les dispositions existantes des *Tarifs et conditions* du Transporteur signifient que les ressources désignées du Distributeur peuvent être utilisées uniquement pour desservir la charge locale ou pour faire des ventes **non fermes** aux tiers, selon la définition de ce terme citée au-dessus.

On pourrait s'attarder longtemps pour analyser la signification de chaque modification du libellé des articles 30.1 et 30.4 du *pro forma* de la FERC. Si l'on était dans le cadre d'une plainte, il serait peut-être nécessaire de la faire. Dans le présent contexte, cependant, je crois qu'il suffit de constater que les articles 38.1 et 38.5 TC créent des contraintes sur l'utilisation des ressources désignées presque identiques à celles créées par les articles 30.1 et 30.4 du *pro forma*.

Q.4 Veuillez identifier plus particulièrement les faits qui soutiennent votre affirmation à l'effet que, jusqu'ici, les dispositions en vigueur à ce sujet n'auraient jamais été respectées.

R.4

J'aimerais d'abord souligner que, malgré le fait que cette question a été soulevée à nombreuses reprises — commençant avec le rapport d'expert que j'ai déposé conjointement avec MM. Peter A. Bradford et Ellis O. Disher pour le RNCREQ dans le cadre du dossier R-3401-98 — HQT n'a jamais, à ma connaissance, produit ni preuve ni argumentation pour démontrer en quoi les arts. 38.1 et 38.5 sont et ont été respectés.

Les faits exposés ci-dessus me convainquent qu'Hydro-Québec fait régulièrement des ventes fermes (dans le sens utilisé par la FERC dans le contexte des articles correspondants du *pro forma*) dans les marchés externes, et que la quasi-totalité sinon la totalité de ses ressources de production sont désignées comme Ressources du Distributeur.

Les clarifications apportées par la FERC dans ses Ordonnances 890, 890-A et 890-B démontrent que, dans un tel cas, il est nécessaire de dé-désigner des ressources avant de procéder à de telles ventes — et que cette obligation existe depuis l'ord. 888-A, émise en 1997.

Pendant les heures où HQT ne fait pas de ventes fermes (y compris des offres dans les marchés Day Ahead), on pourrait dire que les arts. 38.1 et 38.5 sont techniquement respectés. Toutefois, le fait que, de toute évidence, aucune des trois divisions concernées d'Hydro-Québec (HQD, HQT et HQT) n'a fait le moindre effort pour s'assurer du respect de ces dispositions justifie, à mon avis, mon affirmation.

J'ajouterais que, dans la mesure où le Contrat patrimonial est une ressource désignée, il n'est pas évident pourquoi toutes les centrales d'Hydro-Québec Production devraient l'être aussi. Ainsi, la dé-

désignation de plusieurs ou même de toutes ces centrales permettrait à HQP de faire toutes les ventes fermes qu'il juge opportunes, sans entrer en conflit avec les dispositions des *Tarifs et conditions*¹². Toutefois, même si un tel changement pourrait être exécuté unilatéralement par le Distributeur (ou par HQP, dans son nom), je suggère qu'un tel geste devrait attendre des indications de la Régie quant aux objectifs recherchés dans le contexte québécois par la désignation des ressources.

¹² Si cette solution est retenue, je crois qu'il serait opportun d'ajouter le Contrat patrimonial à la liste des ressources désignées du Distributeur.

ANNEXE 1

NORTHEAST POWER COORDINATING COUNCIL

RELIABILITY ASSESSMENT FOR

WINTER 2010-11

30 novembre 2010

(extraits)



NORTHEAST POWER COORDINATING COUNCIL, INC.
1040 AVE OF THE AMERICAS, NEW YORK, NY 10018 TELEPHONE (212) 840-1070 FAX (212) 302-2782

Northeast Power Coordinating Council
Reliability Assessment
For
Winter 2010-11

Conducted by the
NPCC CO-12 Working Group
Final
November 30, 2010

Ontario peak demand week beginning January 16, 2011. Based on the forecast weather normal demands, the IESO is projecting a minimum net margin of about 24.3% during the week beginning February 27, 2011, if all known planned outages are allowed to proceed as requested.

This analysis is based on a review of known outages, a projection of unplanned outages, and a forecast of price responsive loads.

For this report period, known outages include those resources that are scheduled to be on planned outages, transmission constrained resources as well as the difference between the installed capacity and the dependable capacity associated with certain resources.

Unplanned outages represent an estimate of the forced outages that may be experienced in this study period.

The IESO forecasts the future price responsive load based on Market Participant registered data and consideration of actual market experience. The net margin shown in Table 5 of Appendix I, does not consider that the IESO has several demand management programs which are implemented as part the IESO's Emergency Operating State Control Actions. For example, the IESO can institute a 3% or a 5% voltage reduction which has the effect of reducing the demand by 1.5% and 2.6% for a short period of time.

The risks associated with this analysis are that demands may be heavier than expected due to extreme weather, generators on outage may not return to service as scheduled or generators forced from service may be higher than projected. The projected margins and control actions available to the IESO are continuously assessed. Should the IESO determine that the Ontario Area is deficient; the appropriate course of action will be taken. Actions can include the adjustment of outage programs, securing assistance via market mechanisms or the acquisition of emergency energy from other Areas as a final step.

Québec

For the 2010-11 Winter Operating Period, total installed capacity in the Québec Balancing Area is around 42,400 MW, practically the same as last winter's installed capacity. This includes firm capacity purchases from Churchill-Falls Labrador Co. available to Hydro-Québec Production (HQP), from Québec private producers, from Rio Tinto Alcan in Québec, and from wind farm generation in addition to Hydro-Québec Production's own capacity.

There is no new capacity addition since the 2009-10 Winter Assessment, but some minor capacity adjustments due to generator characteristic changes, water level and temperature adjustments have been made, as usual. Hydro-Québec Distribution (HQD) will have wind generation and biomass generation additions during the next years through 2015, but no new capacity additions are scheduled for this operating period.

The Wind Capacity section gives more information on actual and future wind farms in Québec and a complete list of wind farms now in service.

Purchases, Sales and Interruptible Load

There is a firm capacity purchase of 200 MW into the Québec Balancing Authority Area by HQP from New-Brunswick for this period. A wheel through transaction from Newfoundland and Labrador Hydro (NLH at Churchill-Falls) to New York of 250 MW is expected during the winter period. Another wheel through transaction from Brookfield Marketing to ISO-NE of 100 MW is also scheduled for this period.

Firm sales of 310 MW from HQP to ISO-NE and of 250 MW from HQP to New Brunswick are expected. However, sales to New Brunswick will be 150 MW during December and 100 MW during March. Total sales including wheel throughs and losses vary from 908 MW to 969 MW during the Winter Operating Period.

Table 6 presents 1,600 MW of interruptible load and Direct Control Load management for the Québec Area. This is discussed further in the Demand Response Programs section, below.

Known Maintenance/Constraints

In the Québec Area, in winter, the Known Maintenance/Constraints column of the Load and Capacity table mainly reflects hydraulic restrictions on Hydro-Québec Production's (HQP) various generating stations with a few other particular constraints on other generating stations (TCE, for example). In early December, numbers show the effect of some late generator maintenance still ongoing at this time. Numbers in January, February and March reflect hydraulic restrictions and outages.

As was mentioned in previous assessments, the 547 MW natural gas unit operated by TransCanada Energy at Bécancour has been mothballed for the last three years. On June 15, 2010, HQD and TCE again filed a contract modification with the Québec Energy Board to renew the temporary shutdown for 2011 with possible renewals for future years. Deliveries could resume on January 1, 2012, depending on the evolution of the demand forecast. Moreover, one 150 MW fossil fuel unit at Tracy will be out-of-service this winter.

Numbers vary from 3,237 MW in early December to 1,911 MW in early March

Required Operating Reserve

Historically, the required operating reserve for the Québec Balancing Authority Area has been set at 1,500 MW. This is based on the largest single contingency on the system, the loss of a Churchill Falls 230/735 kV transformer, typically carrying 1,000 MW. For this Winter Operating Period, this is again the basis for the reserve calculation.

The required operating reserve shown in Table 6 for the 2010-11 Winter Operating Period is therefore set at 1,500 MW.

Net Margin

As mentioned in the Summary of Area Forecasts section above, the winter peak is expected to materialize during the week of January 9, 2011. Forecast internal peak demand is 36,945 MW. 154 MW is added to this amount for the Cornwall load. Total peak load in Table 6 of Appendix I is therefore set at 37,099 MW. Firm sales to neighboring systems, excluding Cornwall, amount to 969 MW. When required operating reserve, interruptible load and allowance for unplanned outages and load uncertainty are taken into account, the Net Margin at peak load is 956 MW (2.6%).

The Net Margin varies from 4,053 MW during mid-December to 956 MW at peak load to 10,389 MW during late March as can be observed in Table 6 of Appendix I.

Delays to In-service of New Generation Resources

Maritimes

In the Maritimes Area 135 MW of wind power generation and a 50 MW Gas Turbine is scheduled for addition during the Winter Operating Period. A delay in putting this capacity in service will not impact reliability in the Maritimes.

New England

No projects are expected to go on line in New England prior to the Winter Operating Period.

New York

There are no delays expected to new in-service generation resources.

Ontario

Several new wind facilities and the conversion of a retired 25 Hz hydroelectric facility to 60 Hz represent capacity additions totaling 254 MW that are expected to be available for service during the winter peak. Any delays that might arise in the implementation of this additional capacity will not significantly impact Ontario's capacity outlook for the winter of 2010-11. At this time, no delays are expected.

Québec

No new generating resources are scheduled to be commissioned in Québec for the 2010-11 Winter Operating Period.

Table 6 – Québec

Week Beginning Sundays	Installed Capacity1 MW	Firm Purchases2 MW	Firm Sales3 MW	Total Capacity MW	Load Forecast4 MW	Interruptible Load MW	Known Maint./Derat. MW	Req. Operating Reserve MW	Unplanned Outages MW	Net Margin MW
28-Nov-10	42,392	571	863	42,100	30,174	1,600	4,050	1,500	1,500	6,476
05-Dec-10	42,395	571	863	42,103	32,043	1,600	3,044	1,500	1,500	5,616
12-Dec-10	42,395	571	863	42,103	33,748	1,600	3,237	1,500	1,500	3,718
19-Dec-10	42,395	571	863	42,103	33,798	1,600	2,852	1,500	1,500	4,053
26-Dec-10	42,395	571	969	41,997	34,010	1,600	2,666	1,500	1,500	3,921
02-Jan-11	42,400	571	969	42,002	35,029	1,600	2,510	1,500	1,500	3,063
09-Jan-11	42,400	571	969	42,002	37,099	1,600	2,547	1,500	1,500	956
16-Jan-11	42,400	571	969	42,002	35,757	1,600	2,547	1,500	1,500	2,298
23-Jan-11	42,400	571	969	42,002	35,051	1,600	2,474	1,500	1,500	3,077
30-Jan-11	42,400	571	969	42,002	35,043	1,600	1,914	1,500	1,500	3,645
06-Feb-11	42,399	571	969	42,001	34,917	1,600	1,915	1,500	1,500	3,769
13-Feb-11	42,399	571	969	42,001	34,177	1,600	1,915	1,500	1,500	4,509
20-Feb-11	42,399	571	969	42,001	33,783	1,600	1,915	1,500	1,500	4,903
27-Feb-11	42,399	571	809	42,161	33,234	1,600	2,010	1,500	1,500	5,517
06-Mar-11	42,395	571	809	42,157	32,752	1,600	1,911	1,500	1,500	6,094
13-Mar-11	42,395	571	809	42,157	31,658	1,600	2,177	1,500	1,500	6,922
20-Mar-11	42,395	571	809	42,157	29,987	1,600	2,177	1,500	1,500	8,593
27-Mar-11	42,395	571	809	42,157	28,197	1,600	2,171	1,500	1,500	10,389

Notes

- 1) Includes independant power producers, Rio Tinto Alcan, and capacity available to HQP from Churchill-Falls at the Newfoundland-Québec border.
- 2) Purchase of 200 MW from New-Brunswick (Millbank) + 265 MW from Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) + 106 MW from Brookfield
- 3) Sales to NE of 310 MW from HQP + 100 MW from Brookfield
Sales to NB of 150 MW (Dec.), 250 MW (Jan., Feb.), and 100 MW (March) from HQP
Sales to NY of 250 MW from NLH
Sales do not include firm sale of 145 MW to Cornwall. (154 MW with losses)
- 4) Expected weekly internal peak load plus 154 MW for Cornwall including losses.

ANNEXE II

**LISTE DES RESSOURCES DÉSIGNÉES DU DISTRIBUTEUR POUR L'ALIMENTATION
DE LA CHARGE LOCALE**

Liste des ressources désignées du Distributeur pour l'alimentation de la charge locale

	Ressources désignées depuis ...
Abaissement de tension	2007
Algonquin Power - Arthurville	2001
Algonquin Power - Côte Ste-Catherine, Phase 1	2001
Algonquin Power - Côte Ste-Catherine, Phase II	2001
Algonquin Power - Mont-Laurier	2001
Algonquin Power - Rawdon	2001
Algonquin Power - Rivière-du-Loup	2001
Algonquin Power - Saint-Alban	2001
Algonquin Power - St-Brigitte des Saults	2001
Algonquin Power - St-Hyacinthe	2001
Algonquin Power - St-Raphaël	2001
Algonquin Power - Winneway	2001
Anse-Saint-Jean	2001
Ayers 1 et 2	2001
Baie Saint-Paul	2001
Barrage Larocque	2001
Beauharnois	2001
Beaumont	2001
Bécancour	2001
Belle-Rivière	2001
Bersimis 1	2001
Bersimis 2	2001
Bird	2001
Boralex - Beauséjour	2001
Boralex - Buckingham	2001
Boralex - Complexe Sault-aux-Cochons	2001
Boralex - Dolbeau	2001
Boralex - Huntingville	2001
Boralex - Marches Naturelles	2001
Boralex - Saint-Lambert	2001
Boralex - Senneterre	2001
Bowater - Gatineau	2006
Brisay	2001
Bryson	2001
Carillon	2001
Cartier - Anse-à-Valleau	2007
Cartier - Baie-des-Sables	2006
Cartier - Carleton	2008
Centrales d'Alcan	2003
Chapais Énergie	2001
Chelsea	2001
Churchill Falls	2001

Chute Blanche	2001
Chute des Chats	2001
Chute des Chaudières	2004
Chute-Allard	2008
Chutes à Gorry	2001
Côte Ste-Catherine, Phase III	2001
Coulonge	2001
Domtar - Windsor	2003
Donnacona	2001
East Angus	2001
Écomusée de Hull	2003
Électricité interruptible d'HQD	2003
Elkem Métal	2003
EM-1	2006
Gazmont	2001
Gentilly-2	2001
Glenford (Chute Ford)	2001
Grand-Mère	2001
Hart Jaune	2001
Hull 2	2001
Hydro Low	2001
Hydro Norbyco -Petite High-Falls	2001
Hydro-Fraser	2001
Hydrowatt SM-1	2001
Hydro-Windsor (Würtele)	2001
Innergex - Chaudière	2001
Innergex - Chute à Magnan	2001
Innergex - Complexe Portneuf	2001
Innergex - Montmagny	2001
Jean-Guérin	2001
Kingsey Falls	2001
Kruger - Sherbrooke	2007
LA 1	2001
LA 2	2001
La Citière	2001
La Gabelle	2001
La Sarre 1	2001
La Sarre 2	2001
La Tuque	2001
Lachenaie	2001
Lachute (Lydia)	2007
Les Cèdres	2001
LG 1	2001
LG 2A	2001
LG 3	2001
LG 4	2001
Magpie	2008
Manic 1	2001
Manic 2	2001
Manic 3	2001
Manic 5	2001
Maquatua	2001

McCormick	2001
McDougall	2001
Meloche	2001
Mercier	2007
Minashtuk°	2001
Moulin aux Abénakis	2001
Moulin Melbourne	2003
Northland - St-Ulric / St-Léandre	2009
Outardes 2	2001
Outardes 3	2001
Outardes 4	2001
Paugan	2001
Pentecôte	2001
Péribonka	2007
Petites Bergeronnes	2001
Petites centrales	2001
Port-Cartier	2001
Première Chute	2001
Puissance interruptible d'HQP	2001
Puissance sur l'interconnexion MASS-HQT	2007
Puissance sur l'interconnexion NB-HQT	2001
Puissance sur l'interconnexion OTTO-HQT	2001
Rapide 2	2001
Rapide 7	2001
Rapide Blanc	2001
Rapide des Cèdres	2005
Rapide des Îles	2001
Rapide des Quinze	2001
Rapides Farmers	2001
Rapides-des-Cœurs	2008
Rivière des Prairies	2001
Robert Bourrassa	2001
Saint-Elzéar	2001
Shawinigan 2 et 3	2001
SM-1A	2003
SM3	2003
St-Félicien	2001
St-Félicien (CTS)	2001
St-Jérôme	2001
Tembec Inc. Témiscaming	2008
Thibaudeau-Ricard	2001
Toulnustouc	2005
Tracy	2001
TransCanada Energy - Bécancour	2006
Trenche	2001
Waltham	2001

ANNEXE II
HYDRO-QUÉBEC, ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION
RAPPORT ANNUEL 2009

