



1, Place Ville Marie
37^e étage
Montréal (Québec)
Canada H3B 3P4
Tél. : (514) 878-9641
Télec. : (514) 878-1450
www.gowlings.com

Montréal, le 30 juin 2009

**PAR COURRIER ÉLECTRONIQUE
ET PAR LA POSTE**

Paule Hamelin
Ligne directe : (514) 392-9599
Adjoint(e) : (514) 878-1041, poste 65251
paule.hamelin@gowlings.com

Me Véronique Dubois
Secrétaire de la Régie de l'énergie
Régie de l'Énergie
800, Place Victoria, bureau 255
Montréal (Québec) H4Z 1A2


**Objet : Demande relative à la modification des tarifs et conditions de
transport d'Hydro-Québec
Votre dossier : R-3669-2008, Phase 2
Notre dossier : L113490003**

Chère consœur,

Veuillez trouver sous ce pli les réponses d'Énergie Brookfield Marketing Inc. à la demande de renseignements N° 1 de la Régie de l'énergie, dont huit exemplaires vous seront également acheminés par la poste.

Espérant le tout conforme, veuillez agréer, chère consœur, nos salutations les meilleures.

GOWLING LAFLEUR HENDERSON S.E.N.C.R.L.


Paule Hamelin

PH/st

p.j.

c.c. Me Carolina Rinfret
Intervenants

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER : R-3669-2008 / Phase 2

**RÉPONSES D'ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING INC.
(« EBMI ») À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (« RÉGIE »)**

**RÉPONSES AUX DEMANDES DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE
(LA RÉGIE) À EBMI RELATIVE À LA DEMANDE DE MODIFICATION DES TARIFS ET CONDITIONS
DES SERVICES DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC**

Acquisition du service de transport : délai pour études d'impact

- 1. Références :**
- (i) Pièce C-6-29, EBMI, section 6, page 10 ;
 - (ii) Pièce B-73, HQT-2, document 1, article 19.9 ;
 - (iii) Pièce B-73, HQT-7, document 1, feuille 85, appendice B, article (iv).

Préambule :

(i) « Dans le cadre de l'ordonnance 890 de la FERC, pour inciter les fournisseurs de transport à respecter les délais pour les études d'impacts, des pénalités sont prévues pour le non-respect systématique des délais d'étude. Pour sa part, le Transporteur à l'article 19.9 des Tarifs et conditions ne propose pas d'appliquer la pénalité prévue à l'ordonnance 890 puisque selon lui celle-ci n'a aucun impact sur la disponibilité des ressources qui interviennent dans la réalisation des études d'impacts. Nous estimons qu'une pénalité devrait être prévue conformément à l'ordonnance 890 de la FERC. Nous croyons qu'il doit y avoir une sanction à défaut pour le Transporteur de procéder avec diligence à la réalisation des études d'impacts. » [nos soulignés]

(ii) « Pour les trimestres suivants ceux qui ont déclenché la soumission d'un rapport à la FERC, le transporteur est alors soumis à une pénalité de 500 \$ par jour de retard, si plus de 10 % des études d'impact sont alors en retard ».

(iii) « For penalties assessed in accordance with subsection (iii) above, the penalty amount for each System Impact Study or Facilities Study shall be equal to \$500 for each day the Transmission Provider takes to complete that study beyond the 60-day deadline. » [nos soulignés]

Demandes :

1.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles EBMI est d'avis que l'application d'une pénalité de retard au Transporteur est requise.

R 1.1 : Nous croyons qu'une pénalité est requise afin de rendre la disposition conforme à l'article 19.9 de l'OATT.

Les objectifs recherchés par l'ajout d'une pénalité sont décrits de la façon suivante par la Commission dans les extraits suivants de l'ordonnance 890 de la FERC (pièce B-73, HQT-5, document 1, pp. 799 à 801) :

"1340. The Commission adopts the NOPR proposal to subject transmission providers to operational penalties when they routinely fail to meet the 60-day due diligence deadlines prescribed in sections 19.3,

19.4, 32.3 and 32.4 of the pro forma OATT. Transmission providers must have a meaningful stake in meeting study time frames.”

(nos soulignés)

[...]

“1341. The late study penalty regime described in this Final Rule will become effective at the same time as the rest of the new pro forma OATT. The penalty regime is designed so that the transmission provider has to be out of compliance for at least three quarters before it is subject to late study penalties. We believe nine months is sufficient time for the transmission provider to adjust its operations to the new requirements in this Final Rule, including penalties for late studies. That is, we believe transmission providers should be able to reallocate employees to study requests for service and hire new staff, to the extent these steps are necessary, by the time the transmission provider will be subject to civil penalties.”

[...]

“1343. [...] The other operational penalties in the pro forma OATT are assessed for failure to remain in compliance with strict requirements, while the study time frame is based on the transmission provider using its due diligence to complete studies within 60 days. The Commission recognizes that the transmission provider must have flexibility, within reason, to complete studies outside of this time frame. At the same time, the notification and penalty procedures we adopt in this Final Rule will ensure that this flexibility is not abused.”

(nos soulignés)

Nous souscrivons aux objectifs ci-haut décrits. Il s’agit d’une mesure dissuasive pour éviter les abus possibles au niveau des délais devant être rencontrés.

Il y a lieu de noter que la Commission reconnaît, par ailleurs, la possibilité pour un transporteur d’expliquer que son non-respect des délais peut être dû à des facteurs ou à des événements hors de son contrôle.

1.2 Veuillez indiquer si, de l’avis d’EBMI, d’autres moyens incitatifs pourraient être envisagés afin d’amener le Transporteur à respecter les délais de réalisation des études d’impact.

R 1.2 : Outre la question des pénalités, nous sommes d’avis que les différents délais proposés à l’article 19.9 devraient être intégrés à cette disposition afin que la notion de « diligence » soit circonscrite. Il y aurait alors lieu, par exemple, de référer aux délais spécifiés des articles 19.3 et 19.4 dans le texte de l’article 19.9, soit « En vertu des articles 19.3 et 19.4, le Transporteur est tenu d’agir avec diligence pour terminer dans le délai de cent-vingt (120) jours l’étude d’impact sur le réseau et les études d’avant-projet ». Le reste du texte de

l'article 19.9 des Tarifs et conditions devrait être modifié conformément à l'article 19.9 de l'OATT.

1.3 Veuillez préciser les montants des pénalités qui pourraient être applicables au Transporteur s'il ne respecte pas le délai de réalisation des études d'impact.

R 1.3 : Les montants des pénalités pourraient être ceux prévus par la FERC, tels que décrits à la référence (iii) du présent préambule.

1.4 Veuillez préciser le traitement réglementaire applicable aux pénalités que EBMI propose d'appliquer au Transporteur s'il ne respecte pas le délai de réalisation des études d'impact.

R 1.4 : En cas de non-respect, le client lésé pourrait loger une plainte auprès du Transporteur et ultimement à la Régie advenant qu'il n'y ait pas résolution du litige. La Régie devrait alors décider si des pénalités doivent être versées par Hydro-Québec ou si encore cette dernière était bien fondée de prétendre, le cas échéant, qu'il s'agit d'une situation hors de son contrôle.

Processus de planification des installations de transport

2. Référence : Pièce C-6-29, EBMI, pages 6 et 7.

Préambule :

« Nous estimons qu'un processus ouvert et transparent serait à l'avantage de tous les clients et participants du marché et assurerait une plus grande compétitivité. Rien n'empêche, selon nous, la tenue de rencontres avec les participants du marché où il y aurait une véritable concertation et de l'échange d'informations au niveau de la planification des installations de transport du Transporteur comme il semble déjà être le cas avec certains réseaux voisins.

Il y a aussi lieu de rappeler que dans le cadre d'une audience en vertu de l'article 73, le Transporteur présente à la Régie un investissement précis sans que l'ensemble des intervenants du marché puissent véritablement y apporter des modifications majeures. En effet, le cadre strict d'une audience ne permet pas un échange fluide entre les participants qui permettrait de modifier le projet de façon importante, comme par exemple, l'ajout de capacité d'une interconnexion pour permettre à un autre producteur d'utiliser ce nouveau lien. Par ailleurs, l'autorisation de la Régie est souvent requise après le début des constructions des installations requises et après que des engagements interviennent entre le Transporteur et ses partenaires d'affaires. Aussi, tel qu'indiqué plus haut, il y aurait un net avantage à ce que d'autres puissent dès le début du processus signifier leur intérêt à participer au développement de tels projets. De cette façon, on éviterait toute discrimination possible conformément aux buts et objectifs de l'ordonnance 890 de la FERC. »

[...]

« Aussi, l'adoption d'une annexe K qui encadrerait la planification du réseau permettrait un allègement réglementaire évident puisqu'une grande partie du débat se ferait en groupe de travail similaire au PAC du New England ISO mentionné ultérieurement dans le présent texte. » [nos soulignés]

Demandes :

2.1 Veuillez élaborer sur la nature du processus envisagé par EBMI en précisant, sans vous y limiter, l'encadrement requis, le format, les participants potentiels, la nature des rencontres et les modes d'échanges et de transmission des informations.

R 2.1 : Rappelons tout d'abord que dans les ordonnances 890 de la FERC, celle-ci requiert que les fournisseurs de services de transport participent à un processus de planification des installations de transport et ce, au niveau local et régional, qui soit coordonné, ouvert et transparent. Ce processus de planification doit rencontrer les neuf principes de planification tels que décrits dans les ordonnances soit : « *coordination, openness, transparency, information exchange, comparability, dispute resolution, regional coordination, economic planning studies and cost allocation* ». L'annexe K de l'OATT *pro forma* de l'ordonnance 890-B de la FERC mentionne (Pièce B-73, HQT-7, document 1, annexe K, p. 166) afin d'assurer à l'ensemble des participants de marché un même « level playing field » :

« *The Transmission Provider's planning process must include sufficient detail to enable Transmission Customers to understand:*

(i) *The process for consulting with customers and neighboring transmission providers;*

(ii) *The notice procedures and anticipated frequency of meetings;*

(iii) *The methodology, criteria, and processes used to develop transmission plans;*

(iv) *The method of disclosure of criteria, assumptions and data underlying transmission system plans;*

(v) *The obligations of and methods for customers to submit data to the transmission provider;*

(vi) *The dispute resolution process;*

(vii) *The transmission provider's study procedures for economic upgrades to address congestion or the integration of new resources; and*

(viii) *The relevant cost allocation procedures or principles.* »

Afin d'être en conformité avec les ordonnances de la FERC (890, 890-A, 890-B et 890-C) l'annexe K des Tarifs et conditions de TransÉnergie devrait respecter les éléments suivants :

Processus de consultation

En ce qui concerne la nature du processus envisagé par EBMI, nous pouvons suggérer la mise en place d'un comité de planification de réseau (« CPR »), soit l'équivalent d'un *Planning Advisory Committee (PAC)*, tel que cela se fait déjà dans d'autres juridictions, comme par exemple en Nouvelle-Angleterre ou encore comme dans d'autres juridictions qui sont en train de mettre sur pied des CPR, comme présentement au Nouveau-Brunswick (en lien avec la rencontre du 24 juin 2009 référée par notre expert). Nous croyons ainsi qu'un CPR pourrait être mis sur pied par Hydro-Québec afin de répondre aux principes établis par FERC en ce qui concerne le processus de planification des installations de transport.

Un CPR permettrait d'étendre le niveau de consultation relativement au processus de planification à l'ensemble des intervenants concernés (i.e. *stakeholders*). Le CPR fournirait l'opportunité et un forum approprié pour la diffusion d'informations à l'ensemble des intervenants et serait une occasion pour le Transporteur de recueillir leurs commentaires. Cela serait aussi un bon moyen pour que les intervenants puissent proposer des solutions alternatives à celles mises de l'avant par Hydro-Québec.

En plus d'Hydro-Québec dans ses activités de transport, les participants potentiels à ce comité pourraient être entre autres les filiales et autres divisions d'Hydro-Québec, les clients de service de transport de point à point et en réseau intégré autre que le Distributeur, s'il y a lieu, les intervenants aux causes tarifaires du Transporteur, les opérateurs de réseaux voisins ou tout autre intervenant pouvant être affecté directement par les activités de développement de transport d'Hydro-Québec, comme par exemple les municipalités, certaines compagnies industrielles. La Régie pourrait aussi être invitée à participer à ce comité.

Modalités des rencontres (Fréquence, avis aux participants)

L'annexe K devrait indiquer clairement la fréquence des rencontres ainsi que le mécanisme de communication avec les participants. Par exemple, les rencontres du comité devraient être tenues minimalement sur une base annuelle. D'autres rencontres et/ou sessions de travail pourraient être tenues selon les besoins en cours d'année et n'auraient pas nécessairement à être tenues en personne, mais plutôt à être adaptées en fonction des besoins (via conférences téléphoniques par exemple).

Une méthodologie de planification

L'annexe K devrait incorporer un mécanisme de planification structurée afin d'orienter les travaux du CPR. Un processus de planification existe fort probablement actuellement à l'interne à Hydro-Québec, cependant, selon FERC, cela doit dorénavant se faire de façon ouverte et transparente avec les « customers and neighboring transmission providers ».

Divulgence des critères de planification de TransÉnergie

L'Annexe K devrait inclure les critères (ex : fiabilité, croissance) et hypothèses (ex : durée des plans de planification, prévision de la croissance de la demande et des besoins à l'exportation) de TransÉnergie pour l'élaboration du développement de son réseau de transport. En ce qui concerne la durée des plans de développement du réseau, on peut penser initialement à la présentation d'un plan de développement des installations de transport sur un horizon à être déterminé (par exemple le NBSO propose un horizon de 10 ans soit la même période que le Transporteur utilise déjà dans ses causes tarifaires pour rapporter ses investissements et mises en services projetés).

Obligations des participants

L'annexe K devrait inclure un processus qui encadre le dévoilement obligatoire d'informations par les clients qui peuvent influencer le développement du réseau. Un tel processus pourrait faire en sorte que les clients du Transporteur (Producteur interne, producteur externe désirants utiliser le réseau du Transporteur, Distributeur, etc.) avisent les participants du comité de leur intention de construire des installations qui auront un impact sur le niveau d'utilisation du réseau. Par exemple, avec un processus de divulgation obligatoire d'informations, un producteur externe qui compte construire une unité de production et qui compte transiter sur le réseau de TransÉnergie devra aviser les participants du CPR afin que la planification du réseau prenne en compte cette information.

Processus de résolution de conflits

L'annexe K devra inclure un mécanisme de dissidence afin qu'un participant qui ne partage pas l'avis des autres puisse soumettre son opinion à une autorité réglementaire. Nous proposons que les dissidences soient entendues par la Régie lors des causes tarifaires.

Reconnaissance des coûts associés aux ajouts au réseau

Finalement, le Transporteur pourrait faire part des travaux du comité lors des causes tarifaires pour approbation des plans de planification. Cela pourrait permettre de réduire les débats à la Régie concernant la planification du réseau de transport puisque les discussions/échanges auraient déjà eu lieu dans le cadre des activités du comité. De plus, comme c'est la cas

actuellement, tout projet de plus de 25 millions de dollars doit être approuvé par la Régie en conformité avec l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

En terminant, compte tenu du contexte et des délais associés à la présente demande de renseignements, notre présente réponse ne constitue qu'une ébauche préliminaire et ne doit pas être considérée comme étant une proposition complète concernant l'adoption d'une éventuelle annexe K.

2.2 Veuillez présenter des exemples de cas où l'autorisation de la Régie a été requise après le début des constructions des installations requises.

R 2.2 : L'expression « installations requises » mentionnée en préambule fait référence à l'ensemble des éléments qui servent à l'exécution d'un projet d'interconnexion à des fins d'exportations. Ces éléments incluent également les installations de production d'électricité. Par exemple, la construction des installations de production dédiées au marché ontarien par le biais de la nouvelle interconnexion avec l'Ontario, le projet Eastmain-1-A-Sarcelle-Rupert, a commencé avant que la Régie n'ait donné son approbation dans le dossier de la nouvelle ligne à 315kV Chénier-Outaouais (R-3646). On tient à rappeler que le projet Chénier-Outaouais avait comme objectif de répondre à la demande de service de transport ferme de point à point de long terme d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) pour la livraison de 1 250 MW vers l'Ontario.

En effet, tel que mentionné (voir la citation ci-dessous) par Hydro-Québec à la page 2-14 du document intitulé, *Complexe de la Romaine, Étude d'impact sur l'environnement, Volume 1, Vue d'ensemble et description des aménagements*, la production du projet Eastmain est dédiée à la nouvelle interconnexion avec l'Ontario.

"En ce qui concerne l'Ontario, les nouveaux approvisionnements liés à la mise en service de la centrale de l'Eastmain-1-A, de la dérivation Rupert et de la centrale de la Sarcelle, à l'horizon 2009-2011, desserviront ce marché via la nouvelle interconnexion en construction en Outaouais."

Afin de supporter notre affirmation voici une liste des différentes étapes du projet d'interconnexion avec l'Ontario :

- Novembre 1999 : Un projet d'interconnexion de 1250 MW entre le Québec et l'Ontario est mentionné à la page 37 du plan stratégique d'Hydro-Québec 2000-2004.
(http://www.hydroquebec.com/publications/fr/plan_strategique/pdf/plan-strategique-2000-2004.pdf);
- Décembre 2000 : L'IMO (aujourd'hui l'IESO) produit une étude d'impact (System Impact Assessment Report) sur un projet d'interconnexion entre le Québec et l'Ontario de 1 250 MW.
(http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/caa/caa_SIAReport-2.pdf);

- Octobre 2003 : Le report du projet d'interconnexion avec l'Ontario est mentionné à la page 65 du plan stratégique d'Hydro-Québec 2004-2008. (http://www.hydroquebec.com/publications/fr/plan_strategique/pdf/plan-strategique-2004-2008.pdf);
- Septembre 2005: Hydro-Québec Production fait une demande d'étude de service vers l'Ontario de 1 250 MW. (http://www.hydroquebec.com/transenergie/oasis/fr/etudes_impact.shtml);
- Juillet 2006 : Mention de l'interconnexion avec l'Ontario dans la tarification 2007. (http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3605-06/Requete3505/B-1_HQT-9Doc1_3605_06juil06.pdf)
- Septembre 2006 : Un projet d'interconnexion avec l'Ontario de 1 250 MW est à nouveau mentionné à la page 26 du plan Stratégique d'Hydro-Québec 2006-2010. (http://www.hydroquebec.com/publications/fr/plan_strategique/pdf/plan-strategique-2006-2010.pdf);
- Octobre 2006 : Convention de service accélérée pour un service de transport ferme de 1 250 MW vers l'Ontario. (http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3646-07/Requete3646/B-1-HQT-7Doc2_3646_26sept07.pdf)
- Premier trimestre 2007 : Début des travaux de construction du projet Eastmain-1-A-Sarcelle-Rupert. (<http://www.hydroquebec.com/rupt/fr/echeancier.html>)
- Septembre 2007 : Demande du Transporteur afin d'obtenir une autorisation pour acquérir et construire des immeubles et des actifs requis pour une nouvelle ligne de transport à 315 kV Chénier-Outaouais (R-3646-2007).
- Octobre 2007 : L'IESO (anciennement l'IMO) produit une étude d'impact révisée (Addendum : System Impact Assessment Report) sur le projet d'interconnexion entre le Québec et l'Ontario de 1 250 MW. (http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/caa/caa_SIA_Addendum_2000-001.pdf)
- Mars 2008 : Décision de la Régie dans le dossier R-3646
- Été 2009 : Mise en service de l'interconnexion.

À la lumière de ce qui précède, on constate qu'Hydro-Québec a commencé les travaux de construction du projet Eastmain-1-A-Sarcelle-Rupert avant que la Régie ne rende sa décision pour l'approbation de la construction de la nouvelle ligne de transport à 315 kV Chénier-Outaouais.

Le projet de la Romaine est un autre exemple. La construction a débuté avant même que les actifs de transport requis pour le raccordement de la nouvelle interconnexion avec le New Hampshire n'aient été approuvés par la Régie.

Afin de supporter notre affirmation voici une liste des différentes étapes du projet d'interconnexion avec le New Hampshire :

- Décembre 2007 : Dépôt du document intitulé, Complexe de la Romaine, Étude d'impact sur l'environnement, Volume 1, Vue d'ensemble et description des aménagements, où il est clairement démontré que ce projet est voué à l'exportation.
(http://www.hydroquebec.com/romaine/pdf/ei_volume02.pdf);
- Décembre 2007 : Discussion d'un projet de ligne de transport d'électricité en provenance du Québec au Planning Advisory Committee (PAC) du New England ISO.
(http://www.iso-ne.com/committees/comm_wkgrps/prtcpnts_comm/pac/mtrls/2007/dec182007/index.html);
- Avril 2008 : Hydro-Québec Production fait une demande d'étude de service vers le nouveau chemin New-Hampshire de 1 200 MW.
(http://www.hydroquebec.com/transenergie/oasis/fr/etudes_impact.shtml);
- Mai 2008 : FERC approuve le projet de ligne de transport d'électricité en provenance du Québec par les promoteurs Northeast Utilities et NStar.
(<http://elibrary.ferc.gov/idmws/common/downloadOpen.asp?downloadfile=20090522%2D3079%2820891628%29%2Epdf&folder=3738537&fileid=12027200&trial=1>);
- Mai 2008 : Début des travaux de construction du projet Complexe la Romaine.
(<http://www.hydroquebec.com/romaine/index.html>);

A notre connaissance, il n'y a aucune demande d'approbation devant la Régie associée au projet d'interconnexion avec le New Hampshire.

Par ces exemples, l'on constate que la construction d'installations de production d'électricité dédiées à l'exportation a débuté avant l'approbation de la Régie sur les ajouts au réseau de Transport servant à alimenter les nouvelles interconnexions.

2.3 Veuillez élaborer sur la dernière citation du préambule en la justifiant par des exemples.

R 2.3 : En effet, et tel que décrit de façon plus détaillée à notre réponse à la question 2.1, la création d'un groupe de travail similaire au Planning Advisory Committee du New England ISO qui encadrerait le développement du réseau de TransÉnergie permettrait aux différents intervenants concernés d'échanger leurs idées avec le Transporteur. De cette façon, le Transporteur pourrait déjà

incorporer dans ses soumissions à la Régie, en cause tarifaire ou dans le cas de dossiers d'investissements, les commentaires et suggestions soumis par le groupe. De cette façon, les interventions à la Régie seraient de beaucoup réduites.

3. Référence : Pièce C-6-29, EBMI, page 6.

Préambule :

« Il est important de noter que comparativement aux réseaux voisins (l'Ontario, New York, la Nouvelle-Angleterre et prochainement le Nouveau-Brunswick) le réseau de TransÉnergie est le seul à ne pas avoir d'annexe K. Cette situation désavantage les participants du marché québécois qui ont, en ce qui a trait aux interconnexions, moins d'information que les participants de marché des réseaux voisins. Par ailleurs, cela pose également différents problèmes au niveau de la règle de la réciprocité. » [nos soulignés]

Demande :

3.1 Veuillez expliquer davantage votre affirmation à l'effet que les participants au marché ont moins d'information que les participants de marché des réseaux voisins.

R 3.1 : Tout d'abord, en ce qui concerne les processus de planification des installations de transport des réseaux voisins, nous pouvons préciser ici que l'ISO-NE a adopté à cet égard un « *Attachment K* » intitulé « *Regional System Planning Process* ». Le NYISO a, quant à lui, adopté un « *Attachment Y* » intitulé « *New York ISO Comprehensive System Planning Process* » et le Nouveau-Brunswick, via le NBSO, est actuellement en train de mettre sur pied un tel processus inspiré du *pro forma* de l'« *Attachment K* » provenant des ordonnances 890 de la FERC.

Par ailleurs, il y a lieu de noter que contrairement à ce que nous avons mentionné dans notre mémoire, il n'y a pas d'« *Attachment K* » formellement adopté pour ce qui concerne le marché de l'Ontario. Il n'y a pas besoin de signer un OATT parce que les conditions de service s'appliquent automatiquement lorsque l'on fait un transit de « *wheel through* » ou de « *wheel out* ». En effet, la façon dont ce marché a été mis sur pied fait en sorte qu'il n'y a actuellement pas de tarif OATT en place au niveau de l'IESO et ce dernier traite la congestion de façon physique et financière. Cependant, le principal fournisseur de service de transport ontarien, Hydro One Networks Inc, tient un processus de consultation extensif avec les participants intéressés avant chaque cause tarifaire depuis au moins les deux dernières causes de l'« *Ontario Energy Board* ». Selon Hydro One, "*This process helped Hydro One to refine and shape its Application and ensured that customer and stakeholder concerns were addressed.*"

(http://www.hydroonenetworks.com/en/regulatory/2007_transmission_rate_application/default.asp). L'IESO a également mis en place divers comités de consultation avec les participants intéressés. De plus, il y a des démarches

effectuées présentement par l'« Ontario Power Authority » (OPA) afin de mettre en place un processus de planification du réseau d'électricité (soit le « Integrated Power System Plan » (« IPSP »).

Ces précisions étant apportées, afin de répondre à la question, nous allons donner l'exemple de la nouvelle interconnexion entre le Québec et le New Hampshire situé dans le New England ISO. Tel que mentionné dans notre preuve ainsi que de façon plus détaillée à notre réponse 2.2, durant le *Planning Advisory Committee (PAC)* qui a eu lieu en décembre 2007, Northeast Utilities a fait une présentation sur un projet de ligne reliant le Québec et le New Hampshire. Les participants de cette rencontre, incluant TransÉnergie, étaient mis au fait de ce projet de ligne. Du côté québécois, à notre connaissance, la première mention publique d'un tel projet de ligne a eu lieu lorsque Hydro-Québec Production a fait une demande d'étude de service vers le nouveau chemin New-Hampshire de 1 200 MW en avril 2008. Contrairement au *PAC*, les demandes d'étude de service ne font que divulguer l'intention d'un participant à transiter une quantité d'énergie à un point sur le réseau et ne sont pas du tout un processus de consultation ouvert. À notre connaissance, ce projet de ligne n'est toujours pas inclus dans les dossiers tarifaires du Transporteur et aucun projet d'investissements associé à cette interconnexion n'a été déposé à la Régie. De plus, en décembre 2008, Northeast Utilities et NStar ont demandé l'approbation du FERC pour le projet de ligne reliant la Nouvelle-Angleterre et la frontière du Québec dans l'État du New Hampshire. Finalement, les processus de planification et d'approbation présentement en vigueur en Nouvelle-Angleterre font en sorte que les participants de ce marché ont eu accès à l'information sur la nouvelle interconnexion avant l'ensemble des participants au marché québécois.

4. Référence : Pièce C-6-29, EBMI, page 8.

Préambule :

L'intervenant identifie en référence plusieurs articles qui sont reliés à l'appendice K.

Demande :

4.1 Advenant le cas où le Transporteur devait inclure un appendice K, veuillez indiquer si les articles mentionnés en préambule devraient être approuvés au même moment que l'appendice K. Veuillez justifier.

R 4.1 : À notre connaissance, les articles liés à l'annexe K de l'OATT ont été modifiés/approuvés avant que l'annexe K ne soit produite par les différentes entités réglementées. Il pourrait en être de même dans notre situation. Dans la mesure où la Régie reconnaissait la nécessité de produire une annexe K, ces articles pourraient déjà être modifiés et adoptés dans l'attente de la production de l'annexe K à venir. Les modalités d'adoption du texte et du processus associés à l'annexe K devraient être déterminées par la Régie. Les intervenants au présent dossier ou parties intéressées devraient avoir une

opportunité valable de commenter la proposition d'annexe K à être soumise par le Transporteur.

Cession ou revente de capacité

5. Référence : Pièce C-6-29, EBMI, page 9.

Préambule :

« L'on comprend de ce qui précède que selon le Transporteur, un revendeur respecterait les dispositions de l'article 23.3 s'il convenait de conditions de vente ou de cession d'une capacité de transfert directement avec un tiers sans l'afficher préalablement sur le site OASIS. Dans le contexte où le Transporteur propose que cet article puisse s'appliquer à ses « entités affiliées », nous estimons que cela risque de créer des situations potentielles de discrimination. Il y a lieu de revoir la portée des modifications proposées à la lumière de la situation particulière du « Transporteur » et de ses « entités affiliées ». [nos soulignés]

Demande :

5.1 Veuillez préciser si vous avez des suggestions quant aux modifications proposées.

R 5.1 : En fait, c'est la portée de l'ensemble des modifications proposées par le Transporteur à la lumière de la preuve soumise qui doit être reconsidérée.

Nous souscrivons aux différentes interrogations soulevées par l'expert Philip Raphals dans son rapport d'expert aux pp. 8 à 13 (pièce C-3-36) qui peuvent se résumer comme suit :

- l'opportunité de lever le prix plafond;
- l'opportunité de lever le prix plafond, le cas échéant, jusqu'au 1^{er} octobre 2010;
- l'opportunité d'appliquer ce changement à tous les clients, incluant les entités affiliées;
- l'opportunité d'établir des règles relativement à la publicité des transactions de revente.

Acquisition du service de transport (priorité de réservation)

6. Référence : Pièce C-6-29, EBMI, page 11.

Préambule :

« Ainsi, à la lumière de ce qui précède, la Régie s'interroge en ce qui a trait à la justification du texte concernant la priorité accordée à la demande ou à la réservation du client offrant le prix le plus élevé dans le contexte où la priorité en fonction du prix ne s'applique pas au Québec.

Le Transporteur répond de façon laconique :

« Il s'agit du texte approuvé par la FERC qui ne présume en aucune façon de la discrétion que pourrait exercer la Régie quant aux prix applicables aux services de transport. »

Il y aurait lieu de revoir la modification proposée dans la mesure où cela n'est pas applicable en l'espèce. » [nos soulignés]

Demande :

6.1 Veuillez préciser ce que vous entendez par « revoir la modification ».

R 6.1 : La référence au « prix le plus élevé » devrait être retirée dans la mesure où cette priorité ne s'applique pas actuellement au Québec étant donné qu'il n'y a pas de politique de rabais présentement en vigueur.

Advenant que cette priorité devienne applicable dans le futur, alors la modification proposée par le Transporteur deviendra justifiée mais devra être resoumise à la Régie pour approbation.

Normalisation des règles et pratiques d'affaires (affichage sur OASIS)

7. Référence : Pièce C-6-29, EBMI, page 11.

Préambule :

« Dans la même série de questions, la Régie demande au Transporteur de fournir un tableau des priorités d'utilisation des interconnexions. À la lumière de ce tableau et de l'article 4 des Tarifs et conditions, nous estimons qu'une modification devrait être apportée à l'article 4 pour que devienne disponible sur OASIS la capacité de transfert disponible pour des points de transfert à partir d'un point interne au Québec. »

Demande :

7.1 Veuillez identifier les points de transfert pour lesquels la capacité de transfert devrait être disponible sur OASIS. Veuillez justifier votre réponse.

R 7.1 : Il existe actuellement une section nommée « Chemins internes » sur le site OASIS d'Hydro-Québec (<http://www.transenergie.com/htbin/fr/ppct.pl>). Un schéma intitulé « Points de lecture de la capacité du réseau de transport », daté du 7 octobre 2004 montre les différents liens entre l'ensemble, ou du moins la grande majorité, des postes à haute tension du réseau hydro-québécois (voir http://www.transenergie.com/oasis/info/ilot/ttc_internes_fr.pdf). Ces chemins internes sont identifiés par des chiffres. Ainsi, les points de transferts internes qui devraient être disponibles sur le site OASIS d'Hydro-Québec pourraient être chacun des chemins internes identifiés par des chiffres sur le schéma. Pour chaque point de transfert, le TTC et l'ATC devraient être rendus disponibles.

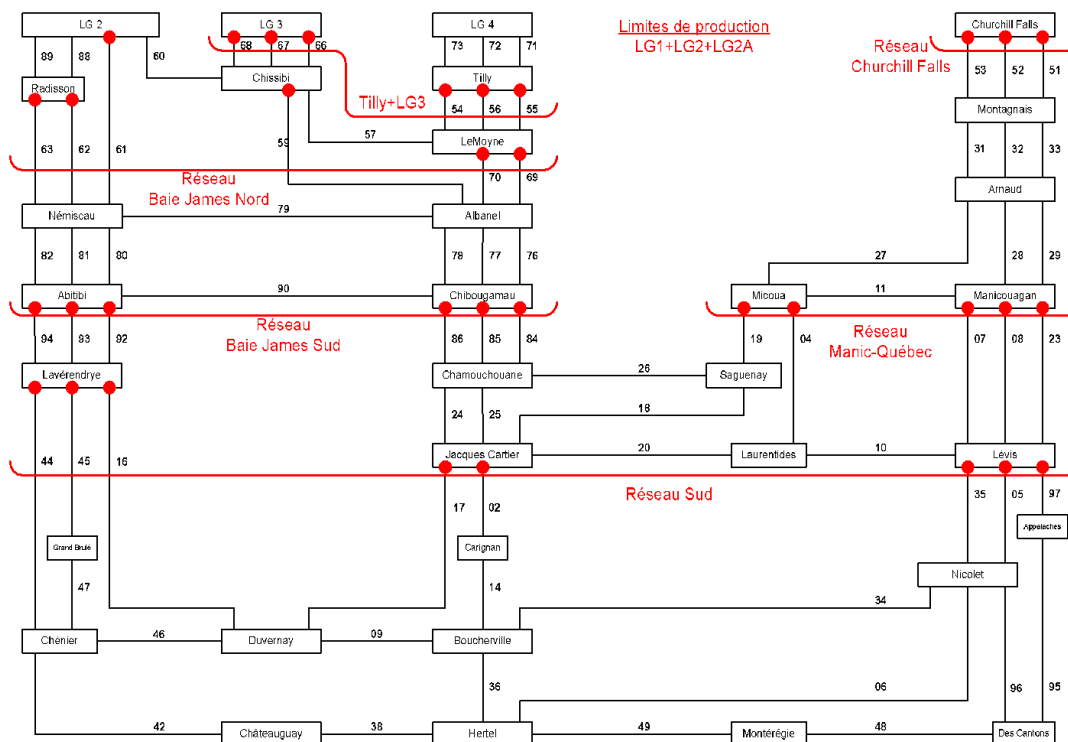
Le TTC est en fonction de la capacité physique de la ligne. L'ATC quant à lui dépend entre autres des indisponibilités physiques périodiques ainsi que de la capacité restante après la désignation des ressources désignées d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution pour l'alimentation de la charge locale. Pour ce qui est de la désignation de ces ressources, on sait que TransÉnergie mentionne à la section 38.1 de son tarif OATT que « *Les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1er janvier 2001 font partie des ressources du Distributeur (...)* ». De plus, selon les modifications proposées au tarif toute nouvelle désignation de ressources (ou suppression de ressources) devront être faites par l'entremise du site OASIS. Or, à notre connaissance, la liste actuelle des ressources désignées par Hydro-Québec pour l'alimentation de la charge locale, incluant les ressources en date du 1^{er} janvier 2001, ne se trouve pas sur le site OASIS d'Hydro-Québec.

Ainsi, en identifiant les capacités de transfert associées aux ressources désignées pour l'alimentation de la charge locale pour chacun des points de transfert, il sera possible de calculer et d'afficher l'ATC restant. Cette information est déjà connue du Transporteur. En effet, selon son tarif, à la section 39.1, « *Le Distributeur doit désigner annuellement les différentes charges constituant sa charge locale pour lesquelles le Transporteur fournira le service de transport. Le Distributeur fournira annuellement au Transporteur, à la date convenue entre les parties, une description annuelle de la charge à chaque point de livraison. Cette description doit identifier et fournir séparément la meilleure estimation par le Distributeur des charges totales à alimenter à chaque niveau de tension de transport, de même que les charges à alimenter à partir de chaque poste du Transporteur au même niveau de tension du transport.* » (nos soulignés)

Enfin, on peut constater qu'Hydro-Québec rend déjà disponible sur son site OASIS une certaine quantité de données horaires quant aux transits mesurés et prévus sur certains chemins internes. Cependant, les données ne sont pas

disponibles pour l'ensemble des points représentés au schéma mentionné ci-haut et il est de plus très difficile de juxtaposer les données disponibles avec les points disponibles sur le schéma en raison d'un manque d'informations claires quant à la nomenclature utilisée. Les données de TTC ne sont pas non plus disponibles. Ainsi, par souci de transparence et de non-discrimination dans la divulgation de l'information disponible, il serait donc possible de rendre disponible à l'ensemble des participants de marché les données tel que décrit ci-haut, et ce, en améliorant la quantité et la qualité des données déjà rendues disponibles sur le site OASIS d'Hydro-Québec.

Points de lecture de la capacité du réseau de transport



Julie Des rosiers
 7 octobre 2004

Service ferme conditionnel et nouvelle répartition de la production

8. Référence : Pièce C-6-29-EBMI, Evidence William Marshall, page 4.

Préambule :

« This section 15.4 of the tariff specifies what the obligations of the Transmission Provider are subject to providing service and should not include an obligation placed on the Transmission Customer to provide “a written request”. The obligation on the Transmission Customer is simply to submit a Completed Application as set out in Section 17.1 to 17.3. If the Transmission Provider determines that a System Impact Study (SIS) is required then notification is provided to the Customer as per section 19.1 and to proceed the Customer completes an SIS Agreement as per 19.2 and 19.3. This SIS Agreement will provide the written request needed. It will also specify exactly what options the Customer wants studied – system upgrades, re-dispatch and/or conditional curtailment. The addition of a requirement for a “written request” by HQT in section 15.4 (b) and (c) is redundant and could delay provision of service. »

Demandes :

8.1 Selon EBMI, le « SIS Agreement » devrait-il inclure les 2 options suivantes :
i) une option avec une nouvelle répartition ou une réduction conditionnelle, et
ii) une option sans une nouvelle répartition ou une réduction conditionnelle.
Veuillez expliquer votre réponse.

R 8.1 : In the SIS Agreement it is necessary for the Transmission Customer to specify exactly what type of transmission service is acceptable. This is required so that the Transmission Provider understands the scope of the SIS and can make a reasonable estimate of its cost. As there are two distinct actions that could be taken to enhance the provision of transmission service there are four possible study options:

- Consider redispatch of generation,
- Consider conditional curtailment,
- Consider both redispatch of generation and/or conditional curtailment,
- Consider neither redispatch of generation nor conditional curtailment.

To require this request in writing as part of an initial service request is premature and redundant. Firstly, it may not be necessary if there is sufficient transfer capability. Secondly, the need for an SIS and its possible study conditions will only be known by the Transmission Customer after the Transmission Provider has completed an initial review and determined that a SIS is required.

9. **Référence :** Pièce C-6-29, EBMI, Evidence William Marshall, page 12.

Préambule :

« Firstly, in the eyes of FERC and other external entities such as NBSO, the Transmission Provider is not just HQT. It is the complete integrated utility Hydro Québec. »

Demande :

9.1 Veuillez documenter votre affirmation à l'effet que selon la FERC, le « *Transmission Provider* » est Hydro-Québec dans son ensemble et non uniquement le Transporteur.

R 9.1 : To understand why FERC would view Hydro Quebec as the ***Transmission Provider*** and not just HQT it is worth reviewing FERC's jurisdictional authority over public utilities and the wording in its rulings and *pro forma* tariff.

FERC is authorized under the US Federal Power Act (FPA) to regulate public utilities and to ensure that they provide service to consumers that is not unduly discriminatory. These public utilities were originally all (or almost all) vertically integrated utilities.

*“In the first few decades after enactment of the Federal Power Act (FPA) in 1935, the industry was characterized mostly by self-sufficient, **vertically integrated electric utilities, in which generation, transmission, and distribution facilities were owned by a single entity** and sold as part of a bundled service to wholesale and retail customers”. (Order 890, P.10. Emphasis added)*

Each utility had a service territory over which it had supply monopoly. Over the years the industry evolved and in the 1970's it started to become apparent that the transmission owned by the integrated public utilities needed to be made available to other suppliers.

*“The economic and technological changes in the transmission and generation sectors helped encourage many new entrants in the generating markets that could sell electric energy profitably with smaller scale technology at a lower price than many utilities selling from their existing generation facilities at rates reflecting cost. However, it became increasingly clear that the potential consumer benefits that could be derived from these technological advances could be realized only if more efficient generating plants could obtain access to the regional transmission grids. Because **many traditional vertically integrated utilities still did not provide open access to third parties** and favored their own generation if and when they provided transmission access to third parties, access to cheaper, more efficient generation sources remained limited”. (Order 890, P.11. Emphasis added)*

FERC took actions to assist in getting the benefits of lower cost power to consumers through provision of market based rates and encouraging transmission access but it soon became apparent that open transmission access was necessary to mitigate potential undue discrimination. In the late 1980's, FERC required vertically integrated public utilities that requested power marketing authorization (PMA) to sell under market based rates to provide open transmission access under a tariff.

"The Commission encouraged the development of independent power producers

*(IPPs), as well as emerging power marketers, by authorizing market-based rates for their power sales on a case-by-case basis, and by encouraging more widely available transmission access on a case-by-case basis. ... A key inquiry became whether **the seller or its affiliates owned or controlled transmission facilities** in the relevant service area and therefore, by denying access or imposing discriminatory terms or conditions on transmission service, could foreclose other generators from competing. ... In order to mitigate their market power to meet the Commission's conditions, **public utilities seeking Commission authorization** for blanket approval of market-based rates for generation services under section 205 of the FPA **filed 'open access' transmission tariffs** of general applicability.*

*... As these early tariffs were offered only **by transmission providers** that volunteered to provide service to third parties, they resulted in a patchwork of open access that was not sufficient to facilitate wholesale generation markets. (Order 890, P.12. Emphasis added)*

This first mention of "transmission providers" does not only include the transmission operating division of an integrated utility (as HQT is of Hydro Quebec) but is in fact the vertically integrated public utility that controlled transmission and generation and wished to sell at market based rates (as Hydro Quebec does).

In the Energy Policy Act of 1992, FERC's authority to approve transmission services was expanded under sections 211 and 212 of the FPA but after a few years it was deemed insufficient to effectively eliminate undue discrimination for transmission services. As a result FERC proceeded with Order 888 and its *pro forma* Open Access Transmission Tariff (OATT).

In April 1996, as part of its statutory obligation under sections 205 and 206 of the

*FPA to remedy undue discrimination, the Commission adopted Order No. 888 prohibiting public utilities from using their monopoly power over transmission to unduly discriminate against others. In that order, the Commission required **all public utilities that own, control or operate facilities used for transmitting electric energy in interstate***

***commerce** to file open access non-discriminatory transmission tariffs that contained minimum terms and conditions of non-discriminatory service. It also obligated such public utilities to “functionally unbundle” their generation and transmission services. (Order 890, P.14. Emphasis added.)*

FERC subsequently issued Orders 889, 888-A, 888-B, 890, 890-A, 890-B and 890-C (FERC Orders) and with each has updated the *pro forma* OATT. Throughout all of these thousands of pages the language regarding public utilities, non public utilities and transmission provider has been consistent. A “*public utility*” is a utility that is subject to FERC’s jurisdiction under the FPA, for example Northeast Utilities in New England. A “*non-public utility*” is a utility that is not subject to the FPA. It could be a US federal power authority like Tennessee Valley Authority or a foreign utility like Hydro Quebec. A “*transmission provider*” is an entity that provides transmission service through a tariff. It may be a vertically integrated public or non public utility that owns, operates and controls its transmission system or it may be an ISO or RTO that does not own the transmission but administers the OATT and provides the service. When “*Transmission Provider*” is capitalized as it is in the *pro forma* OATT it is the entity that is providing service under the tariff in question.

Throughout the FERC Orders there are several instances that indicate that the “*Transmission Provider*” is not just the transmission division of a utility (like HQT) but is instead the total integrated utility that would include HQD and HQP. Consider the following references:

“... the Commission, pursuant to its authorities under sections 205 and 206 of the FPA:

- ***requires all public utilities that own, control or operate facilities used for transmitting electric energy** in interstate commerce to file open access non-discriminatory transmission tariffs that contain minimum terms and conditions of non-discriminatory service;*
- *to take transmission service (including ancillary services) for their own new wholesale sales and purchases of electric energy under the open access tariffs;*
- *to develop and maintain a same-time information system ...”*
(Order 888, P. 4. Emphasis added.)

*“Because **a transmission provider may use its system in different ways (e.g., to integrate load and resources when serving retail native load, to make off-system sales or purchases, or to serve wholesale requirements customers)**, the Commission set for hearing the factual issues associated with identifying those uses, as well as any potential impediments or consequences to providing comparable services to third parties”. (Order 888, P. 37. Emphasis added.)*

“... the Commission proposed a code of conduct that would apply to all **public utility transmission providers**. As the Commission explained, this code of conduct would require, among other matters, a **separation of the utilities' transmission system operations and wholesale marketing functions**, ...” (Order 888, P. 58. Emphasis added.)

“We have identified a fundamental generic problem in the electric industry: **owners, controllers and operators of monopoly transmission facilities that also own power generation facilities** have the incentive to engage, and have engaged, in unduly discriminatory practices in the provision of transmission services by denying to third parties transmission services that are comparable to the transmission services that they are providing, or are capable of providing, for their own power sales and purchases”. (Order 888, P. 128. Emphasis added.)

“We conclude that the native load priority established in Order No. 888 continues to strike the appropriate balance between **the transmission provider's need to meet its native load obligations** and the need of other entities to obtain service from the transmission provider to meet their own obligations”. (Order 890, P. 107. Emphasis added.)

“... and they support the posting of system planning studies and specific network impact studies that **the transmission provider performs for its own merchant function**, as well as studies performed for customers”. (Order 890, P. 346. Emphasis added)

“..., it will be necessary for market participants, **including the merchant function of transmission providers**, to have access to basic transmission planning information in order to consider those options”. (Order 890, P. 346. Emphasis added)

“We decline to adopt the NOPR proposal to retain price caps for capacity resold by **a transmission provider's merchant function or its affiliates**. (Note 484 - Because Order Nos. 888 and 888-A require a separation of a public utility's transmission function and its wholesale generating marketing (merchant) function, **a transmission provider will take service under its OATT through its merchant function or affiliate**)”. (Order 890, P. 809. Emphasis added).

“..., we conclude that it would be more appropriate for transmission providers to be required to distribute all unreserved use penalties they collect, whether from the **transmission provider's merchant function** or other transmission customers.” (Order 890, P. 859. Emphasis added)

“In the event that **the transmission provider** or any other network customer **designates a network resource**”. (Order 890, P. 1523. Emphasis added)

*“The Commission generally adopts the NOPR proposal to continue to require network customers and **the transmission provider’s merchant function to undesignate network resources** or portions thereof in order to make certain firm, third-party sales from those resources”. (Order 890, P. 1539. Emphasis added)*

*“If the **Transmission Provider is a public utility** providing transmission service but is not a Control Area operator, it may be unable to provide some or all of the Ancillary Services”. (Pro forma OATT, section 3. Emphasis added.)*

*“... the **Transmission Provider** will use due diligence to provide **redispatch from its own resources**...” (Pro forma OATT, section 15.4 (b). Emphasis added.)*

From all of these references it is apparent that the “*transmission provider*” is the corporate utility that owns, controls or operates the transmission system (like HQT) but it is not limited to this function. It also may own generation and participate in various merchant functions that include supplying native load, providing ancillary services, making off system sales or redispatching generation to make transmission available for sale. Hydro Quebec is an integrated government owned public utility that does all of these functions through its three operating divisions HQT, HQD and HQP. But each division is owned along with HQUS by the corporate entity Hydro Quebec and all are controlled by the single Board of Directors of Hydro Quebec. For these reasons the “Transmission Provider” in the Hydro Quebec OATT is not just HQT. It is the corporate entity Hydro Quebec.