

Le 10 juin 2009

PAR COURRIEL ET COURIER

Me Véronique Dubois
Secrétaire
RÉGIE DE L'ÉNERGIE
C.P. 001, Tour de la Bourse
800, Place Victoria, bur. 255
Montréal (Québec) H4Z 1A2

Me Annie Gariépy
Avocate

8, du Village boisé
Saint-Jean-sur-Richelieu (Québec)
J2W 1N1

Tél. : (450) 515-1859
Télec. : (450) 515-6606
C. élec. : gariepy.annie@videotron.ca

**OBJET : Demande de modification des tarifs et conditions des services de transport
d'Hydro-Québec à compter du 1er janvier 2009
Dépôt du rapport d'expert du RNCREQ et de UC
Dossier : R-3669-2008 phase 2**

Chère consœur,

La présente fait suite à la décision procédurale D-2009-056 de la Régie par laquelle celle-ci fixait le calendrier du déroulement du dossier mentionné en titre. Conformément à cette décision, le rapport d'expertise de Philip Raphals pour le compte du RNCREQ et de UC est déposé et joint à la présente.

Cependant, M. Raphals étant présentement affligé d'un problème de santé, il accuse un certain retard dans la rédaction de son rapport. Aussi, le RNCREQ et UC avisent la Régie que la preuve déposée est incomplète et soumettent respectueusement à celle-ci qu'ils entendent déposer une version amendée du rapport dans les plus brefs délais, lorsque leur expert sera rétabli.

Le RNCREQ et UC sont d'avis et espèrent que cet inconvénient n'engendrera pas retard dans le déroulement du présent dossier.

Espérant le tout conforme, veuillez agréer chère consœur, mes salutations distinguées.



Me Annie Gariépy

c.c. Me Carolina Rinfret (HQT)
Philip Raphals
Philippe Bourke
Hélène Sicard (UC)
Jean-François Blain (UC)



HELIO S

*Une expertise en énergie
au service de l'avenir*

La modification des Tarifs et conditions en fonction de l'Ordonnance 890

Témoignage expert de Philip Raphals


pour le RNCREQ et UC

R-3669-08, phase 2

Régie de l'énergie

Version préliminaire

le 10 juin 2009



326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900
Télécopieur : (514) 849 6357
sec@centrehelios.org

www.centrehelios.org

TABLE DE MATIÈRES

1	Qualifications.....	1
2	Mandat	2
3	Introduction.....	2
4	La réforme des Tarifs et conditions du Transporteur.....	2
5	Le plafond sur le prix de cession ou de revente de capacité de transport	8
	5.1 Mise en contexte	8
	5.2 Pertinence pour le Québec	11
6	La désignation des ressources pour desservir la charge locale	13
	6.1 Contexte	13
	6.2 La désignation des ressources dans le pro forma tarif de la FERC.....	14
	6.3 Les modifications apportées par les Ordonnances	15
	6.3.1 Art. 37.1 : Information requise annuellement du Distributeur.....	15
	6.3.2 Art. 38.2 Désignation de nouvelles ressources du Distributeur.....	17
	6.3.3 Art. 38.3 Suppression des ressources du Distributeur	18
	6.3.4 Art. 38.5 : Exploitation des ressources du Distributeur :	19
	6.4 Discussion	19
7	L'éligibilité des ressources offertes par la demande pour les services complémentaires.....	20
8	Le processus de planification du réseau.....	23
	8.1 Contexte	23
	8.2 Les objectifs visés par la FERC	24
	8.2.1 Coordination.....	27
	8.2.2 Ouverture	28

8.2.3	<i>La transparence</i>	28
8.2.4	<i>Échanges d'information</i>	30
8.2.5	<i>Comparabilité</i>	31
8.3	Observations.....	32
9	Recommandations	33

1 Qualifications

Quel est votre nom, titre et adresse d'affaires ?

Mon nom est Philip Raphals. Je suis directeur général du Centre Hélios, situé au 326 boul. St.-Joseph est, suite 100, Montréal, Québec, H2T 1J2.

Veillez décrire le Centre Hélios.

Fondé en 1996, le Centre Hélios est un organisme de recherche à but non lucratif, offrant une expertise indépendante dans le secteur de l'énergie. Le Centre Hélios produit et rend disponibles les connaissances requises pour la mise en œuvre de stratégies, politiques, approches réglementaires et choix économiques favorisant le développement durable et équilibré du secteur énergétique.

Veillez décrire votre expérience professionnelle.

Mon expérience est résumée dans mon curriculum vitae. Mes activités professionnelles ont touché à un grand nombre de sujets reliés à la planification, la réglementation et la tarification des réseaux électriques. Ces sujets incluent, entre autres choses, la restructuration des marchés énergétiques, les processus de planification, la réglementation du transport d'électricité, l'efficacité énergétique et la sécurité des approvisionnements dans un réseau hydraulique.

Avez-vous déjà été reconnu comme témoin expert par la Régie de l'énergie ?

J'ai témoigné à titre d'expert devant la Régie de l'énergie dans une quinzaine de dossiers depuis 1998.

Avez-vous déjà témoigné à titre d'expert sur la tarification du transport d'électricité?

Oui. Dans le dossier R-3401-98, j'étais l'auteur principal, avec Peter Bradford et feu Ellis O. Disher, d'un rapport d'expert qui explorait en détail plusieurs aspects de la tarification du transport. J'ai également fourni un rapport d'expert concernant les tarifs de transport à court terme dans le cadre du dossier R-3493-02, dans lequel Hydro-Québec demandait la révision de la décision D-2002-95. En 2004 et 2005, j'ai témoigné à titre d'expert en réglementation de transport, et plus précisément en ce qui concerne la FERC, lors de la phase 2 du dossier R-3549-04. En 2006, j'ai témoigné à ce même titre dans R-3605-06 dans R-3640-07 et dans la première phase du présent dossier.

Plusieurs de mes recommandations ont été adoptées par la Régie dans ces différents dossiers.

2 Mandat

Veillez décrire le mandat que vous ont donné le RNCREQ et UC.

Le RNCREQ et UC m'ont demandé d'analyser les propositions de modification aux *Tarifs et conditions* du Transporteur en conformité avec les Ordonnances 890 et 890A de la FERC, et de faire toute recommandation qui en découle.

3 Introduction

Dans la prochaine section, nous jettons un bref regard sur le contexte de la réforme des *Tarifs et conditions* du Transporteur. Dans les sections qui suivent, nous examinerons les modifications proposées par le Transporteur en conformité avec les Ordonnances 890, 890-A, 890-B et 890-C de la FERC (les « Ordonnances ») à l'égard de :

- Le plafond de prix de cession ou de revente de capacité de transport;
- La désignation des ressources pour desservir a charge locale;
- L'éligibilité des ressources offertes par la demande pour les services complémentaires; et
- Le processus de planification requis par la FERC.

4 La réforme des Tarifs et conditions du Transporteur

La structure, la forme et, en très grande partie, le contenu des Tarifs et conditions de Hydro-Québec TransÉnergie ont été empruntées au *pro forma* tarif de l'ordonnance 888 de la FERC. Les motifs d'adoption d'un tel tarif de transport ont été clairement énoncés dans différents documents officiels de l'époque. Nous avons résumé ces énoncés dans notre témoignage au cours du dossier R-3401-98, comme suit¹ :

¹ R-3401-98, Témoignage de P. Raphals, P.A. Bradford et E.O. Disher pour le RNCREQ, pages 4 à 6.

The energy policy promulgated by the Québec government in the fall of 1996 announced for the first time that Hydro-Québec would adopt a transmission tariff. It did so in the following terms:

The *Act respecting the Régie de l'énergie* makes a specific provision enabling the Régie to set or modify tariffs and conditions under which electricity is transmitted, upon the request of Hydro-Québec. This provision makes reference to wheeling activities and extends the jurisdiction of the Régie to these activities. Hydro-Québec will take advantage of this provision.

The initiative taken here by the government will make it possible to respect the reciprocity requirement formulated by the Federal Energy Regulatory Commission, in its April 1996 order. At that time the FERC stipulated that before foreign regions could have access at market prices and on an equal footing with competing American companies, they must first offer equivalent access to their own grids. The provisions included in the *Act respecting the Régie de l'énergie* make the setting-up of such a service possible, thus opening the door for Hydro-Québec to deal on the American market as an electricity trader.² (emphasis added)

The relationship between the transmission tariff and HQUS' PMA [Power Marketer Authorization] application to the FERC was made even clearer in the order-in-council by which the Government of Québec approved HQ's first open access transmission tariff (reg. 652). The government chose to exempt the order from prior publication,³ and justified this exemption in the following terms:

- the new regulatory framework for wholesale electric transmission in the United States will come into force on 1 January 1997;
- potential sales of Hydro-Québec to the United States will be vulnerable to complaints from the competition if the Corporation does not comply with the new regulatory framework by filing with the "Federal Energy Regulatory Commission" an application for authorization to sell electricity at market prices and a bylaw establishing the conditions and rates of wholesale electric transmission service approved by the Government;
- Hydro-Québec will be able to profit by new sales opportunities to the United States as soon as it may avail itself of the conditions of the new American regulatory framework;

² Government of Québec, *Energy at the Service of Québec: A Sustainable Development Perspective* (1996), p. 57.

³ Under art. 12 of the *Regulations Act*, prior publication of a draft regulation can be dispensed with when the urgency of the situation so requires.

— it is expedient for the Government to approve as soon as possible Hydro-Québec bylaw number 652 establishing the conditions and rates of wholesale electric transmission service;⁴ (emphasis added)

Two months later, on February 14, 1997 Hydro-Québec's Board of Directors replaced this tariff with reg. 659, after FERC denied a PMA to Powerex (B.C. Hydro's marketing affiliate), despite that company's adoption of a transmission tariff very similar to reg. 652. In its decision, FERC made it clear that reciprocity would only be granted if the Canadian utility adopted a tariff "consistent with or superior to" the *pro forma* tariff prescribed for all utilities under FERC jurisdiction in Order 888.⁵

The new tariff, reg. 659, was then approved by Cabinet on March 5, 1997; once again, it was exempted from prior publication, for reasons very similar to those quoted above.⁶ That same day, HQUS resubmitted its application to FERC. In its application, it stated that:

Functionally, jurisdictionally and procedurally, the Régie closely resembles the Federal Energy Regulatory Commission.⁷

It stated further that:

By design, the non-rate terms of Hydro-Québec's Revised Tariff are virtually identical in all substantive respects to the pro forma tariff and include the provisions adopted by the Commission to ensure open access, comparable transmission service to transmission customers.⁸

This statement is supported by a redline version of reg. 659, showing all textual differences between reg. 659 and the pro forma tariff (Exhibit 7).

FERC accepted reg. 659 as adequate "mitigation" of Hydro-Québec's transmission market power on May 9, 1997,⁹ and granted the PMA on November 12, 1997.¹⁰

⁴ Order in Council 1559-96, 11 December 1996, *Gazette officielle du Québec*, December 31, 1996, vol. 129, no. 10, p. 1248.

⁵ FERC, British Columbia Power Exchange Corporation, *Order Rejecting Market-Based Rates Without Prejudice*, Docket ER97-556-000, Jan. 1, 1997.

⁶ Order in Council 276-97, 5 March 1997, *Gazette officielle du Québec*, March 12, 1997, vol. 128, no. 54, p. 5487.

⁷ FERC, *Revised application of H.Q. Energy Services (U.S.) Inc.*, Docket No. ER97-851-000, March 5, 1997, page 2.

⁸ *Ibid.*, p. 5.

⁹ FERC, *Order Directing Further Information and Analysis and Deferring Action on Market-Based Rates*, Docket No. ER97-851-000, May 9, 1997.

¹⁰ FERC, *Order Accepting for Filing Proposed Market-Based Rates*, Docket No. ER97-851-000, Nov. 12, 1997. This order was challenged before the U.S. Court of Appeal by the Grand Council of the Crees (of Québec); the appeal was rejected on a matter of standing, without adjudication of the substantive arguments raised (The Grand Council of the

Dans le dossier R-3640-07, HQT a mentionné que son OATT (les Tarifs et conditions) avaient été déposés à la FERC, sans préciser le contexte ayant mené audit dépôt.¹¹

Toutefois, et malgré cet historique bien connu, le Transporteur, dans ses réponses dans le présent dossier, ne semble pas être au fait des démarches ci-haut décrites :

R. 2.3.3 Le Transporteur n'a jamais fait de demande quelconque à l'égard de ses Tarifs et conditions à quelqu'autre autorité que la Régie qui a la compétence exclusive pour fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée. Quant à l'une ou l'autre des entités affiliées mentionnées à la question de l'intervenante, tel que mentionné précédemment, le Transporteur n'est pas au fait de leurs activités aux États-Unis, si c'est le cas, ou des statuts, droits, autorisations, permissions ou waiver qu'elles requièrent pour exercer ces activités, le cas échéant, et il ne peut se prononcer à leur égard. Aussi, pour ces raisons, le Transporteur est d'avis que ce volet de la question dépasse le cadre de la phase 2 de la présente cause.

(Nos soulignés)

Le Transporteur offre des réponses similaires aux questions concernant le dépôt des *Tarifs et conditions* devant la FERC et sur les décisions rendues par la FERC à son égard.

Dans l'Ord. 890, la FERC a résumé comme suit les différents droits de réciprocité :

162. In Order No. 888, the Commission conditioned non-public utilities' use of public utility open access services on an agreement to offer comparable transmission services in return. The Commission found that, while it did not have the authority to require nonpublic utilities to make their systems generally available, it did have the ability and the obligation to ensure that open access transmission is as widely available as possible and that Order No. 888 did not result in a competitive disadvantage to public utilities.

163. Under the reciprocity provision in section 6 of the pro forma OATT, if a public utility seeks transmission service from a non-public utility to which it provides open access transmission service, the non-public utility that owns, controls, or operates transmission facilities must provide comparable transmission service that it is capable of providing on its own system. Under the pro forma OATT, a public utility may refuse to provide open access transmission service to a non-public utility if the non-public utility refuses to reciprocate. A non-public utility may satisfy the reciprocity condition in one of three ways. First, it may

Crees (of Quebec) and New England Coalition for Energy Efficiency and the Environment, v. FERC, United States Court of Appeals, D.C. Circuit, No. 98-1280, Jan. 11, 2000).

¹¹ « Hydro-Québec offre le service de transport sur son réseau en fonction d'un « OATT » (les *Tarifs et conditions*) qui a été déposé à la FERC. » (R-3640-07, HQT-14, doc. 10, p. 22, R5.3)

provide service under a tariff that has been approved by the Commission under the voluntary "safe harbor" provision. A non-public utility using this alternative submits a reciprocity tariff to the Commission seeking a declaratory order that the proposed reciprocity tariff substantially conforms to, or is superior to, the pro forma OATT. The non-public utility then must offer service under its reciprocity tariff to any public utility whose transmission service the non-public utility seeks to use. Second, the non-public utility may provide service to a public utility under a bilateral agreement that satisfies its reciprocity obligation. Finally, the non-public utility may seek a waiver of the reciprocity condition from the public utility.

Lorsque questionné, dans le cadre de la première demande de renseignements, par le RNCREQ et UC afin de déterminer si l'une ou l'autre de ses entités affiliées bénéficient d'un droit de réciprocité, HQT répond¹² :

R. 2.1 En principe, comme la division TransÉnergie d'Hydro-Québec 1) ne possède pas d'actif de transport aux États-Unis servant au transport d'électricité entre des États américains et comme 2) elle n'est pas visée par les dispositions de l'article 201 (f) du Federal Power Act, qui identifie les « non-public utilities » américaines, les dispositions mentionnées aux paragraphes 162 et 163 ne lui sont pas applicables.

Quant aux autres entités affiliées d'Hydro-Québec, le Transporteur n'est pas suffisamment au fait de leurs activités aux États-Unis, s'il y en a, et des statuts, droits, autorisations ou permis requis pour exercer ces activités, le cas échéant, pour se prononcer à leur égard. Aussi, pour ces raisons, le Transporteur est d'avis que ce volet de la question dépasse le cadre de la phase 2 de la présente cause. (nos soulignés)

La conclusion présentée dans cette réponse à l'effet que « les dispositions mentionnées aux paragraphes 162 et 163 ne lui sont pas applicables » est difficilement conciliable avec le paragraphe 191 de l'Ordonnance :

191. We will also retain Order No. 888's three alternative provisions for satisfying the reciprocity condition, i.e.: a non-public utility that owns, controls, or operates transmission and seeks transmission service from a public utility must either satisfy its reciprocity obligation under a bilateral agreement, seek a waiver of the OATT reciprocity condition from the public utility, or file a safe harbor tariff with the Commission. Thus, for non-public utilities that choose to use the safe harbor tariff, its provisions must be substantially conforming or superior to the revised pro forma OATT in this Final Rule. A non-public utility that already has a safe harbor tariff must amend its tariff so that its provisions substantially conform or are superior to the revised pro forma OATT if it wishes to continue to qualify for safe harbor treatment. As the Commission stated in Order No. 888-A, a non-public utility may limit the use of its voluntarily offered safe harbor reciprocity tariff only to those transmission providers from whom the non-public utility obtains open access service, as long as the tariff otherwise substantially conforms to the pro forma OATT. We reiterate

¹² HQT-8, doc. 6, p. 5.

that these reciprocity requirements apply equally to all non-public utility transmission providers, including those located in foreign countries.

Par ailleurs, malgré l'affirmation du Transporteur, la *Federal Power Act* n'inclut aucune définition du terme « non-public utility ». À l'art. 201 (e), elle énonce plutôt la définition d'un « public utility » comme :

(e) The term "public utility" when used in this subchapter and subchapter III of this chapter means any person who owns or operates facilities subject to the jurisdiction of the Commission under this subchapter (other than facilities subject to such jurisdiction solely by reason of section 824i, 824j, or 824k of this title).¹³

Un des *staff attorneys* de la FERC nous a confirmé que celle-ci utilise le terme « non-public utility » pour faire référence à toute entité qui n'est pas un *public utility*, c'est-à-dire qui n'est pas sous la compétence de la FERC, ce qui inclut nécessairement les services public à l'extérieur des États-Unis. L'affirmation du Transporteur que les paragraphes 162 et 163 de l'Ordonnance ne lui s'appliquent pas est donc erronée.

La question de la réciprocité demeure donc entière. Le Transporteur n'a pas indiqué dans quelle mesure ou, le cas échéant, par quelle voie il aurait satisfait aux exigences de réciprocité de la FERC. Toutefois, lues ensemble, ses réponses semblent indiquer que le Transporteur n'accorde aucune importance particulière au fait que ses *Tarifs et conditions* soient conformes aux exigences de l'Ord. 890, 890-A, 890-B et 890-C (ci-après « les Ordonnances »). Elles semblent également impliquer que le Transporteur ne partage pas le sens d'importance exprimée par Hydro-Québec et par le gouvernement du Québec en 1997 à l'égard de l'acceptabilité pour la FERC de son OATT. Soulignons par ailleurs que la requête R-3669-08 ne fait pas mention de la FERC ni des Ordonnances.

Nous concluons de ce qui précède que le Transporteur ne demande pas à la Régie de tenir compte, dans ses décisions sur les modifications proposées, de la conformité de ses *Tarifs et conditions* avec les Ordonnances de la FERC.

Conséquemment, nous sommes d'avis que la Régie ne devrait pas approuver une modification lorsque la seule raison le justifiant est qu'elle est en conformité avec les Ordonnances, mais

¹³ 16USC824.

seulement si elle améliore, d'une façon ou d'autre, le régime réglementaire applicable au Transporteur.

5 Le plafond sur le prix de cession ou de revente de capacité de transport

5.1 Mise en contexte

L'art. 23.1 des *Tarifs et conditions*, emprunté du *pro forma tariff* de l'Ord. 888, impose un prix plafond sur toute cession ou revente de capacité de transport de point à point¹⁴.

16 L'article 23.1 des *Tarifs et conditions* prévoit déjà la revente de capacité par le
17 client (revendeur) à un autre client admissible (cessionnaire). On y prévoit que
18 le prix payé ne peut excéder le plus élevé des montants suivants : (i) le prix
19 initial payé par le revendeur; (ii) le tarif maximum du Transporteur au moment
20 de la cession ou revente; ou (iii) le coût d'opportunité du revendeur, plafonné
21 au coût d'expansion du Transporteur.

La notion du coût d'opportunité du revendeur est expliquée par le Transporteur comme suit¹⁵ :

4 **R5.1**
5 **Le coût d'opportunité du revendeur provient de l'article 23.1**
6 **des *Tarifs et conditions* en vigueur actuellement. On pourrait la**
7 **définir comme étant le coût auquel le revendeur peut obtenir**
8 **un service comparable au service de transport offert par le**
9 **Transporteur, soit en utilisant le réseau existant du**
10 **Transporteur, ou par tout autre moyen, incluant toute**
11 **modification requise au réseau du Transporteur.**

Selon les explications du Transporteur, dans les Ordonnances, la FERC a conclu que ce prix plafond n'est plus juste et raisonnable, et qu'il a contribué à l'absence d'un marché secondaire vigoureux. Elle lève ainsi ce prix plafond pour une période allant jusqu'au 1^{er} octobre 2010. Après cette date, la FERC décidera de la pertinence de maintenir cette politique.¹⁶

¹⁴ HQT-1, doc. 1, p. 19.

¹⁵ HQT-8, doc. 1, p. 6.

¹⁶ HQT-1, doc. 1., p. 19. Pour être plus précis, l'Ord. 890-A stipule que le plafond de prix revient en force à partir du 1^{er} octobre 2010, en précisant que, après étude du rapport de son *staff* et des commentaires de l'industrie, la Commission « peut » décider si elle permettra des transactions à des prix dépassant ce plafond dans l'avenir.

Le plafond sur le prix de cession ou de revente de la capacité de transport dans l'ord. 888 se basait sur une préoccupation de l'exercice de *market power*.

With respect to the rate for capacity reassignment, the Commission concluded it could not permit reassignments at market-based rates because it was unable to determine that the market for reassigned capacity was sufficiently competitive so that assignors would not be able to exert market power.¹⁷

Dans la Notice of Proposed Rulemaking (NOPR) qui a menée à l'Ord. 890 (ci-après « le NOPR 890 »), la FERC a proposé d'enlever ce prix plafond, sauf pour les entités affiliées d'un transporteur.¹⁸ Dans le NOPR, elle y avait expliqué cette exclusion des entités affiliées comme suit :

275 ... We do not propose lifting the price cap for all assignors. A stated goal of capacity reassignment is to "reduce the market power of transmission providers by enabling customers to compete." [note omitted] Commission precedent has allowed transmission provider affiliates to reassign capacity under the price cap,[note omitted] and we propose to continue this policy. To allow transmission providers and their affiliates to use negotiated rates allows the transmission provider to use its primary market power in the secondary market. A transmission provider not subject to a price cap would have the ability and incentive to exercise market power to favor its own generation sales when it operates and administers the reassignment process. Furthermore, lifting the cap for the transmission provider may eliminate the incentive to build or expand, as it may allow the transmission provider to take advantage of congested pathways to charge rates above the cost of expansion. Because these expected outcomes would reduce the ability of other customers to compete, and undermine the development of a viable secondary market, we conclude that it remains appropriate to require transmission providers and their affiliates to conform to the price cap for capacity reassignment.

Dans l'Ord. 890, toutefois, la FERC a décidé d'enlever le prix plafond pour toute catégorie de client de service de transport, en concluant que les forces de marché, combinées avec la surveillance réglementaire de la FERC, limiteraient la capacité des clients de service de transport d'exercer du *market power*.

La FERC indique clairement dans l'Ord. 890 que sa motivation pour cette modification résulte de sa préoccupation concernant la congestion et les niveaux d'investissement dans les réseaux de transport.

¹⁷ Ord. 890, para. 778.

¹⁸ Ibid., para. 779.

810. Our decision to lift the price caps for capacity reassignments by all transmission customers is motivated by growing concerns regarding the decrease in transmission investment and the corresponding increase in congestion costs, as described more fully in section III.C of this Final Rule. ... (nos soulignés)

Cette décision se fonde aussi sur le fait que la FERC a constaté, dans l'Ord. 890, que le marché secondaire est maintenant suffisamment concurrentiel pour justifier la levée de ce prix plafond :

The Commission found in Order No. 890 that the entire secondary market is now sufficiently competitive, in light of the reforms adopted, market forces, and other considerations, to justify lifting the price cap for all transmission customers reselling capacity. (Ord. 890-A, P404) (nos soulignés)

Ce paragraphe fait référence au passage suivant de l'Ord. 890 :

After reviewing the comments submitted in response to the NOPR, and further considering our ten years of experience regulating capacity reassignments, we conclude that retaining the price caps for this portion of the market would continue to impair development of the secondary market and is not otherwise necessary to ensure just and reasonable rates. We find there are no significant market power concerns to justify retaining the price caps for any transmission customer. (Ord. 890, P809) (nos soulignés)

Plusieurs demandes de *rehearing* ont été déposées sur ce point, invoquant notamment des arguments quant au *market power* que peuvent exercer les affiliés d'un transporteur. Par exemple, :

399. ... APPA (American Public Power Association) argues that this decision will result in more limited primary capacity, since it will be in the economic interest of the transmission provider's corporate family for the merchant function and/or affiliates of the transmission provider to buy any primary capacity that is available. APPA contends that such transactions would technically satisfy the transmission provider's obligation to make primary capacity available to customers, but effectively convert primary capacity into secondary capacity not subject to a price cap. APPA acknowledges that the Commission found in Order No. 890 that the Standards of Conduct will mitigate the ability of an affiliate to hoard capacity, but argues that the Commission failed to explain how such mitigation would occur.

400. TAPS (Transmission Access Policy Study Group) expresses similar concern that the transmission provider will have an incentive to sell primary capacity to its merchant function or affiliates to get around the rate ceiling on primary capacity. If the secondary market is clearing at rates above the transmission provider's rate ceiling, TAPS argues that the parent corporation will have the incentive to put as much capacity in the hands of its merchant function or affiliates as possible, reducing the amount of price-restraining primary capacity and producing higher revenues for the parent corporation for sales of monopoly transmission service. In TAPS' view, costs associated with hoarding will not encourage resale if withholding profitably raises prices in the secondary market. (890-A)

La FERC n'a pas retenu ces arguments, mais il est utile de préciser pourquoi. Elle souligne d'abord que ce n'est pas seulement les affiliés d'un transporteur qui peuvent exercer ces stratégies, mais n'importe quel client du service de transport. Surtout, la FERC refuse de distinguer entre différentes classes de clients parce **qu'elle a déjà constaté que le marché secondaire pour la capacité de transport est suffisamment concurrentiel.**

404. While it is true that lifting the price cap for reassignments of capacity could provide an economic incentive for the transmission provider's merchant function or its affiliates to acquire transmission capacity in an attempt to exercise market power, the same is true for any customer. Under the Standards of Conduct, affiliated and unaffiliated customers have equal access to transmission-related information and, through the OASIS, equal opportunity to acquire primary transmission capacity. Thus, any customer could engage in speculative purchasing in an attempt to gain market power. ...

406. Because the Commission has found the secondary market for transmission capacity to be sufficiently competitive, it would not be appropriate to distinguish between classes of customers reselling their capacity. ... (890-A)

Finalement, par l'Ord. 890-A, la FERC rend provisoire la suppression du prix plafond. Plus précisément, elle indique que cette suppression se limite à la période nécessaire pour accumuler deux années complètes de données (soit du 1^{er} mai 2008 au 1^{er} mai 2010), après quoi son *staff* déposera une étude sur l'expérience.

In Order No. 890, the Commission directed staff to closely monitor the quarterly reassignment-related data submitted by transmission providers to identify any problems in the development of the secondary market and to prepare a report on staff's findings for the Commission within 6 months of the receipt of two years worth of data, i.e., by May 1, 2010. Upon further consideration, we conclude that it is most appropriate to lift the price cap on reassignments of capacity only to accommodate this study period and amend section 23.1 of the pro forma OATT to reinstate the price cap as of October 1, 2010.

Ainsi, le prix plafond sera de nouveau en vigueur à partir du 1^{er} octobre 2010, à moins que la FERC décide autrement.

5.2 Pertinence pour le Québec

De prime abord, il faut souligner que la motivation principale pour la FERC pour cette modification ne trouve pas application au Québec parce que, comme le Transporteur l'a souligné à plusieurs reprises, les phénomènes de congestion et de sous-investissement, qui sont des problèmes majeurs aux États-Unis, ne l'affectent pas.

Deuxièmement, la Régie ne s'est jamais prononcée sur le degré de compétitivité du marché secondaire du transport au Québec. On ne peut donc pas présumer que, même en suivant la logique de la FERC, il serait approprié de supprimer le plafond de prix pour l'ensemble des catégories de clients. Avant de le faire, la Régie devrait, elle aussi, constater, comme l'a fait la FERC, que la surveillance qu'elle appliquera au marché secondaire sera suffisante pour empêcher tout exercice de *market power*. Par ailleurs, étant donné la différence de taille entre la société Hydro-Québec et ses concurrents au Québec, il est loin d'être évident que le constat de la FERC citée ci-dessus (« *the same is true for any customer* ») trouve application ici.

Troisièmement, la FERC a pris soin, dans l'Ord. 890-A, de préciser que la suppression du prix plafond a pour unique but d'accommoder la période d'étude de deux ans se terminant le 1^{er} mai 2010. Or, comme société non soumise à la compétence de la FERC, HQ TransÉnergie ne fera pas partie de l'étude en question. De plus, étant donné que la décision finale dans le présent dossier ne sera vraisemblablement pas émise avant l'automne 2009, TransÉnergie aura seulement 6 mois d'expérience à y contribuer.

Par ailleurs, le Transporteur n'a pas démontré que le développement d'un marché secondaire aura des bénéfices pour lui-même, pour ses clients, pour la charge locale ou pour la société québécoise en général. Questionné à cet égard, il répondait de façon très large qu'en général, « l'existence d'un marché secondaire a pour effet de favoriser les échanges entre acheteurs et revendeurs potentiels et de favoriser ainsi une meilleure allocation des ressources dans ces secteurs économiques.¹⁹ » Il termine en disant :

L'objectif énoncé par la FERC de favoriser l'expansion d'un marché secondaire pour les services de transport d'électricité nous permet de croire que celle-ci n'a pas déterminé que les secteurs du transport de l'électricité pourraient faire exception à cette règle. (nos soulignés)

Toutefois, ce n'est pas l'opinion de la FERC qui compte — opinion qui se base très explicitement sur les caractéristiques de ses marchés dans le territoire où elle exerce sa compétence — mais bien celle de la Régie. Il serait surprenant si la Régie énonce une telle opinion sans avoir entendu de preuve sur les avantages et inconvénients reliés à la création d'un marché secondaire de la capacité de transport au Québec. Par ailleurs, le Transporteur mentionne qu'il n'a connaissance d'aucune transaction de telle nature depuis l'ouverture du réseau.

¹⁹ HQT-8, doc. 6, p. 9.

Soulignons finalement que le Transporteur n'allègue pas non plus que le prix plafond de l'art. 23.1 n'est pas juste et raisonnable — un tel constat étant le point de départ de la réforme entamée par la FERC. Il indique plutôt que « Cette détermination relève de la compétence de la Régie ... »²⁰ Or, aucune preuve n'a été déposée devant la Régie lui permettant de faire le constat qu'une réforme est requise.

Pour toutes ces raisons, nous recommandons que la Régie rejette les modifications proposées par le Transporteur à l'art. 23.1.

6 La désignation des ressources pour desservir la charge locale

6.1 Contexte

Selon le tarif *pro forma* de la FERC, la désignation des ressources est un élément essentiel du service en réseau intégré. Il s'agit d'un service qui permet au client d'utiliser le réseau de transport de façon flexible, sans réservation de point à point, pour intégrer ses ressources désignées avec ses charges désignées.

Quoiqu'il n'y ait pas de clients au réseau intégré au Québec, la structure de ce service a été empruntée pour créer la Partie IV des *Tarifs et conditions*, qui établit les conditions de service pour la charge locale.

Comme nous l'avons indiqué dans notre rapport d'expertise en R-3401-98, le règlement 659 (qui gouvernait le transport d'électricité par Hydro-Québec à l'époque) ne comportait aucune disposition concernant le service de transport fourni au Distributeur pour desservir la charge locale. Notre recommandation était de desservir la charge locale en vertu d'une entente de service en réseau intégré :

As noted above, native load is excluded from the mandatory application of the *pro forma* tariff because, on the one hand, FERC has no jurisdiction over it and, on the other, because it is regulated on a bundled basis by state regulators. Neither of these situations applies to Hydro-Québec. Indeed, if the Régie were to exempt Hydro-Québec's service of native load from the application of reg. 659, it would have to define a separate regulatory regime

²⁰ HQT-8, doc. 6, p.8.

governing that service. Hydro-Québec has explicitly rejected this option,²¹ and with good reason.

The Régie should therefore reject Hydro-Québec's proposal and require it to serve native load under a network integration service agreement under reg. 659²².

Dans sa décision D-2002-95, la Régie a plutôt demandé à HQT de créer une nouvelle Partie IV pour gouverner le service de transport octroyé au Distributeur²³ :

En conséquence, la Régie ordonne au transporteur de modifier les « *Tarifs et conditions* » pour inclure une nouvelle partie IV concernant les tarifs et conditions applicables à la charge

locale. Ces tarifs et conditions devront être élaborés sur le modèle applicable aux autres services. Le transporteur devra également apporter les modifications de concordance requises aux autres parties des « *Tarifs et conditions* ».

Dans les faits, cette nouvelle Partie IV est modélisée directement sur la Partie III du *pro forma*, soit celle qui gouverne le service en réseau intégré. Pour cette raison, sauf exception, les éléments des Ordonnances concernant la Partie III devront normalement trouver application également à la Partie IV des *Tarifs et conditions* — dans la mesure où la Régie décide de les suivre.

6.2 La désignation des ressources dans le pro forma tarif de la FERC

Tel que mentionné ci-dessus, la désignation des ressources est un élément essentiel du service en réseau intégré, le service qui permet au client d'utiliser le réseau de transport de façon flexible, sans réservation de point à point, pour intégrer ses ressources désignées avec ses charges désignées. En général, les distributeurs (*Load Serving Entities*, ou LSE) prennent généralement le service de transport en réseau intégré. Autrement, ils auraient à programmer (et payer) des réservations de point à point, d'heure en heure, pour suivre la charge fluctuante. Il s'agit donc d'un service qui donne aux LSE la même flexibilité dont dispose un service public verticalement intégré.

Toutefois, pour s'assurer que les ressources désignées sont utilisées uniquement pour desservir les charges désignées, le *pro forma tarif* comporte une prohibition à l'utilisation de ses ressources.

²¹ HQT-13, doc. 1, p. 157, R59.2.

²² Raphals, Bradford et Disher, R-3401-98 (voir note 1), chapitre 6 ("Serving native load without a network integration service agreement"), pages 45 à 47.

²³ Décision D-2002-95, pages 336 et 337.

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, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme de partage des réserves. 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.

Dans le dossier R-3401-98, Hydro-Québec indiquait que ses ressources désignées étaient l'ensemble des centrales mentionnées dans son Rapport annuel. Par ailleurs, cette même article précise que les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1er janvier 2001 font toujours partie des ressources du Distributeur, tant qu'il n'aura pas fourni un avis écrit à l'effet contraire au Transporteur. Faute de preuve contraire, il faut donc conclure que l'ensemble des centrales apparentant à Hydro-Québec font partie des ressources désignées du Distributeur²⁴.

6.3 Les modifications apportées par les Ordonnances

Dans la présente audience, HQT propose de modifier plusieurs des dispositions de la Partie IV touchant la désignation des ressources, dont notamment les articles 37.1, 38.2, 38.3 et 38.5, en conformité avec les Ordonnances. Dans les sous-sections qui suivent, nous présentons un résumé de la modification proposée et sa justification par la FERC.

6.3.1 Art. 37.1 : Information requise annuellement du Distributeur

HQT propose d'ajouter un sous-paragraphe v) à l'art. 37.1, comme suit :

(v) une déclaration signée par le représentant autorisé ou le mandataire du Distributeur attestant que toutes les ressources du Distributeur énumérées à l'article 37.1(iii) satisfont aux conditions suivantes : (1) le Distributeur possède la ressource, s'est engagé à acheter la production pour les quantités approuvées par la Régie, ou conformément à un contrat signé, ou s'est engagé à acheter la production lorsque la signature d'un contrat est conditionnelle à la disponibilité du service de transport prévu à la Partie IV des présentes; (2) les ressources du Distributeur n'incluent aucune des ressources, ou partie des ressources, qui font l'objet

²⁴ Nos demandes de renseignements numéros 7.1 à 7.4, qui visaient à confirmer cette interprétation, n'ont pas été répondues.

d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme de partage des réserves.

Ce sous-paragraphe est identique au sous-paragraphe viii) de l'art. 29.2, dont l'ajout est proposé en conformité avec les Ordonnances. La fiche concernant cette modification en HQT-2, doc. 1 ne fait pas état spécifiquement du contenu de ce sous-paragraphe, et donc ne fournit aucune explication de sa signification ni de sa raison d'être.

Ce sous-paragraphe ajoute un élément aux informations que le Distributeur doit produire annuellement, dont notamment une liste de ses ressources désignées, avec, pour chacune, les informations mentionnées au sous-paragraphe iii). Le nouveau sous-paragraphe exige également une déclaration signée qui précise 1) la nature du droit du Distributeur sur la production de la ressource, et 2) que l'exigence de l'art. 38.1 citée dans la section antérieure de ce rapport.

Cette même exigence est également ajoutée dans la proposition d'HQT à l'art. 29.2 (le nouveau sous-paragraphe viii), en conformité avec les Ordonnances. Cette exigence d'une déclaration signée indique l'importance pour la FERC de son exigence que les ressources désignées soient disponibles en tout temps pour répondre aux besoins du client en réseau intégré (ou, par extension, de la charge locale).

Commission Determination

1521. The Commission adopts the NOPR proposal that transmission providers continue to be responsible for verifying that third-party transmission arrangements to deliver the purchase to the transmission provider's system are firm, but that transmission providers are not responsible for verifying that the generating units and power purchase agreements network customers designate as network resources satisfy the requirements in sections 30.1 and 30.7 of the pro forma OATT. We also adopt the proposal to require both the transmission provider's merchant function and network customers to include a statement with each application for network service or to designate a new network resource that attests, for each network resource identified, that (1) the transmission customer owns or has committed to purchase the designated network resource and (2) the designated network resource complies with the requirements for designated network resources. The network customer should include this attestation in the customer's comment section of the request when it confirms the request on OASIS.

L'importance de cette question pour la FERC est démontrée de façon encore plus claire lorsqu'elle fait appel à ses pouvoirs punitifs et incite les participants au marché de l'informer directement s'ils croient qu'une ressource a été désignée de façon non conforme à ses exigences.

1523. In the event that the transmission provider or any other network customer designates a network resource that it does not own or has not committed to purchase or that does not

comport with the requirements for designated network resources, we will deem the network customer to be in violation of the pro forma OATT and will consider assessing civil penalties on a case-by-case basis, consistent with the Commission's Policy Statement on Enforcement. [noted omitted] We encourage the transmission provider and other market participants to use the Commission's Enforcement Hotline to report instances where they believe a network resource has been designated that does not meet the Commission's requirements.

Différents aspects de cette exigence sont traités abondamment dans l'Ord. 890, notamment aux pages 851 à 934. Les aspects traités incluent le traitement :

- Des ressources de *system power*, qui ne sont pas reliées à une centrale en particulier.
- Aux *seller's choice contracts*, où le vendeur a l'option de modifier la centrale-source, en distinguant ceux ayant des sources en réseau et hors réseau;
- Des *liquidated damages (LD) contracts*, où le vendeur peut interrompre la fourniture pour des raisons autres que la fiabilité (p. ex. pour des raisons économiques), en payant des dommages monétaires.

6.3.2 Art. 38.2 Désignation de nouvelles ressources du Distributeur

En conformité avec les Ordonnances, HQT propose d'ajouter les phrases suivantes à l'art. 38.2:

La désignation d'une nouvelle ressource du Distributeur doit être faite par l'entremise du site OASIS du Transporteur au moyen d'une demande de modification du service. Cette demande doit comprendre une déclaration attestant que la nouvelle ressource du Distributeur satisfait aux conditions suivantes : (1) le Distributeur possède la ressource, s'est engagé à acheter la production pour les quantités approuvées par la Régie, ou conformément à un contrat signé, ou s'est engagé à acheter la production lorsque la signature d'un contrat est conditionnelle à la disponibilité du service de transport prévu à la Partie IV des présentes; (2) les ressources du Distributeur n'incluent aucune des ressources, ou partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme de partage des réserves. La demande du Distributeur sera considérée inadéquate si elle ne comprend pas cette déclaration et le Transporteur prendra alors les mesures relatives aux demandes inadéquates qui sont énoncées à l'article 29.2 des présentes.

Encore une fois, le nouveau texte réitère l'importance de s'assurer que les ressources du Distributeur n'incluent aucune des ressources, ou partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir

à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme de partage des réserves.

6.3.3 Art. 38.3 Suppression des ressources du Distributeur

En parallèle avec les modifications proposées à l'art. 30.3 en conformité avec les Ordonnances, HQT propose d'ajouter les mots et phrases soulignées à l'art. 38.3:

38.3 Suppression des ressources du Distributeur : Le Distributeur peut mettre fin à tout moment à la désignation de tout ou d'une partie d'une ressource, en avisant le Transporteur par l'entremise du site OASIS dès qu'il lui est raisonnablement possible de le faire, mais au plus tard à l'expiration du délai de programmation du service de transport ferme pour la période de suppression. Les demandes de suppression de ressources du Distributeur doivent être soumises sur le site OASIS, et indiquer si elles visent une suppression indéfinie ou temporaire. Une demande de suppression indéfinie de ressources du Distributeur doit spécifier la date et l'heure de l'entrée en vigueur de la suppression ainsi que l'identité et la capacité des ressources ou de la partie des ressources qui doivent être supprimées indéfiniment. Une demande de suppression temporaire de ressources du Distributeur doit comprendre les renseignements suivants :

- (i) date et heure d'entrée en vigueur de la suppression temporaire;
- (ii) date et heure d'entrée en vigueur du rétablissement de la désignation, après la période de suppression temporaire;
- (iii) identité et capacité des ressources ou de la partie des ressources devant être supprimées temporairement;
- (iv) description des ressources et attestation du rétablissement de leur désignation, après la période de suppression temporaire, conformément à l'article 38.2; et
- (v) identification des demandes de service de transport connexes devant être évaluées en même temps que la demande de suppression temporaire afin que ces demandes de service et la demande de suppression puissent toutes faire l'objet d'une seule demande autorisée ou rejetée. L'évaluation des demandes de service de transport connexes doit prendre en compte la suppression des ressources du Distributeur visées en (iii) ainsi que toutes les demandes de service de transport concurrentes ayant une priorité supérieure.

Dans le cadre d'une suppression temporaire, le Distributeur peut seulement rétablir la désignation d'une ressource, ou d'une partie de celle-ci, qui était initialement désignée. Les demandes concernant la désignation d'une ressource différente et/ou d'une ressource dont la capacité a été augmentée seront considérées inadéquates et le Transporteur prendra alors les mesures relatives aux demandes inadéquates qui sont énoncées à l'article 29.2 des présentes.

Cette nouvelle emphase sur la suppression temporaire de la désignation des ressources en réseau (ou des ressources du Distributeur) est la conséquence, encore une fois, de l'importance donnée par la FERC à la disponibilité non équivoque de ces ressources pour la charge désignée.

Commission Determination

1539. 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. In particular, network customers and the transmission provider's merchant function may only enter into a third-party power sale from a designated network resource if the third-party power purchase agreement allows the seller to interrupt power sales to the third party in order to serve the designated network load. Such interruption must be permitted without penalty, to avoid imposing financial incentives that compete with the network resource's obligation to serve its network load.

6.3.4 Art. 38.5 : Exploitation des ressources du Distributeur :

En conformité avec les Ordonnances, HQT propose d'ajouter les mots et phrases soulignées à l'art. 38.5:

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, plus les ventes de puissance réalisées dans le cadre d'un programme de partage des réserves, plus les ventes pouvant être interrompues sans pénalité qui alimentent des charges désignées de la charge locale, à moins qu'il n'ait conclu avec le Transporteur à cet effet une convention de service de transport point à point en vertu de la Partie II des présentes. Pour toutes les ressources du Distributeur qui ne sont pas reliées physiquement au réseau de transport du Transporteur, le Distributeur ne peut programmer une livraison d'énergie qui dépasse la capacité de ces ressources, sauf si le Distributeur peut assurer cette livraison à l'intérieur du réseau de transport du Transporteur en obtenant un service de transport de point à point ou en utilisant un service secondaire en vertu de l'article 36.3. Si le programme du Distributeur au point de livraison pour une ressource du Distributeur qui n'est pas reliée physiquement au réseau de transport du Transporteur dépasse la capacité désignée pour cette ressource, à l'exclusion de l'énergie livrée au moyen d'un service secondaire ou d'un service de transport de point à point, les dispositions de l'article 13.7 d) s'appliqueront.

6.4 Discussion

Étant donné l'emphase répétée donnée par la FERC dans les Ordonnances aux questions reliées à la désignation des ressources, et plus particulièrement à la prohibition à leur utilisation pour des ventes

fermes aux tiers sans une dé-désignation préalable, il est légitime de se questionner sur la façon dont ces exigences sont respectées dans la cadre spécifique du contrat patrimonial, avant de recommander l'adoption ou non des modifications proposées. De toute évidence, les mêmes ressources physiques qui sont désignées pour desservir la charge locale sont également utilisées pour fournir les ventes importantes d'HQP hors réseau, dont une partie, au moins, consistent probablement des ventes fermes.

La plupart de nos demandes de renseignements à cet égard n'ayant pas été répondues, nous ne sommes pas en mesure d'en formuler des commentaires à cette étape-ci. Notons cependant que la dé-désignation temporaire des ressources désignées du Distributeur ne semble pas une pratique commune²⁵.

- 7.9 Veuillez fournir une liste des occasions où la Charge Locale aurait « dé-désignée » une ressource désignée de façon temporaire pour permettre une vente à un tiers.

R7.9

Le Transporteur n'est pas au fait qu'une telle situation se soit produite.

7 L'éligibilité des ressources offertes par la demande pour les services complémentaires

Dans chacune des Annexes 2 (Service de réglage de tension), 3 (Service de réglage de fréquence), 6 (Service de maintien de réserve tournante) et 7 (Service de maintien de réserve arrêtée), qui fixent les tarifs de ces services complémentaires, le Transporteur propose l'ajout d'une phrase qui précise que « les ressources autres que la production » peuvent assurer ce service.

En réponse à une demande de renseignements, le Transporteur a précisé que, si le Transporteur reçoit une demande associée à une réservation de service de transport de point à point d'utiliser des services complémentaires provenant d'une ressource autre que la production, il évaluera si cette ressource est en mesure de fournir un service comparable à celui fourni actuellement par les centrales du Producteur²⁶.

²⁵ HQT-8, doc. 6, p. 28.

²⁶ HQT-8, doc. 6, p. 43.

Une réponse subséquente précise que :

Tous les services complémentaires visés sont actuellement fournis par le Producteur, conformément aux dispositions prévues aux Tarifs et conditions et le Transporteur n'entrevoit pas actuellement de nouveaux besoins pour compléter la fourniture des services complémentaires existants²⁷.

Il est sans doute vrai que la fourniture de ces services par Hydro-Québec Production est conforme aux dispositions des *Tarifs et conditions*, mais il n'y a rien dans les *Tarifs et conditions* qui identifie HQP comme seul fournisseur. Ainsi, le Transporteur a toujours été libre de contracter avec d'autres fournisseurs de ces services. La modification proposée a simplement pour effet d'élargir le champ de fournisseurs possibles pour inclure des ressources autres que la production.

Ainsi, l'étude de la modification proposée doit traiter de deux questions distinctes :

1. Est-ce qu'un client du service de point à point qui désire fournir lui-même l'un ou l'autres des services complémentaires peut le faire par le biais des ressources autres que la production ?
2. Est-ce que des ressources autres que la production devront pouvoir offrir des services complémentaires sur une base comparable à celle qui existe pour la production, c'est-à-dire sur une base comparable à HQP ?

Notons d'abord que l'Ord. 890 traite explicitement de ces deux aspects. Au paragraphe 887, elle fait état de la demande d'Alcoa de fournir des services complémentaires pour ces propres besoins et, sous certaines conditions, de les vendre à des tiers. Au paragraphe 888, la FERC accorde ce droit mais va plus loin :

Regarding the sale of other ancillary services including energy imbalance, operating reserve and spinning reserve by load resources, we agree that such sales should be permitted when appropriate on a comparable basis to service provided by generation resources. (P888) (nos soulignés)

Cette approche est justifiée notamment en faisant référence au *Energy Policy Act of 2005*, comme suit :

Section 1252 (f) of EPAct 2005 states: "It is the policy of the United States that time-based pricing and other forms of demand response, whereby electricity customers are provided

²⁷ Ibid., p. 44.

with electricity price signals and the ability to benefit by responding to them, shall be encouraged, the deployment of such technology and devices that enable electricity customers to participate in such pricing and demand response systems shall be facilitated, and unnecessary barriers to demand response participation in energy, capacity and ancillary service markets shall be eliminated.²⁸ (nos soulignés)

Il va de soi que cette loi n'a aucune force ici. Toutefois, dans la mesure où la Régie juge que celle-ci énonce une tendance lourde dans l'industrie qui est par ailleurs cohérente avec les politiques en vigueur au Québec, elle pourra en tenir compte dans l'élaboration dans ses propres politiques réglementaires.

Quoique certaines parties aient demandé à la FERC de statuer plus généralement sur la fourniture des services complémentaires en général, celle-ci a refusé de le faire, en disant que cette question dépasse le cadre de l'instance en question, soit « to strengthen the pro forma OATT to ensure that it achieves its original purpose – remedying undue discrimination » (P892). Cela dit, la FERC note en passant que les tarifs appliqués à ces services doivent être justes et raisonnables, en fonction des normes habituelles de celle-ci. Cela implique que, si des services complémentaires étaient disponibles à moindre coût, les transporteurs américains auraient l'obligation de les étudier.

À notre connaissance, la Régie ne s'est jamais penchée sur la fourniture des services complémentaires. Existe-t-il une raison qui justifie que ces services soient fournis au Transporteur uniquement par Hydro-Québec Production ? HQT devrait-il ouvrir son processus d'acquisition des services complémentaires à d'autres fournisseurs, y compris ceux offrant des services fournis pas des ressources autres que la production ? Si oui, comment ces acquisitions devraient-elles être choisies et gérées ?

Les réponses à ces questions dépassent certainement le cadre de la présente audience. Toutefois, pour donner substance à la modification proposée, qui autrement risque de n'avoir aucun effet réel, il serait souhaitable que la Régie étudie cette question lors de la prochaine cause tarifaire.

²⁸ Ordonnance 890, note 544, p. 517-518.

8 Le processus de planification du réseau

8.1 Contexte

Le nouveau OATT *pro forma* qui accompagne les Ordonnances inclut un appendice K qui présente le processus de planification du transporteur. Cette description doit contenir suffisamment de détails pour permettre aux clients de comprendre :

1. le processus de consultation
2. les procédures d'avis et la fréquence anticipée des rencontres
3. la méthodologie, les critères et les processus utilisés pour développer les plans de transport
4. la méthode de divulgation des critères, prémisses et données qui sous-tendent la planification du réseau
5. Les obligations et les méthodes pour permettre aux clients de soumettre des données au transporteur
6. le processus de règlement des différends
7. les procédures du transporteur pour étudier des ajouts de nature économique visant la congestion ou l'intégration de nouvelles ressources
8. les procédures ou principes pertinents de répartition des coûts²⁹.

Le Transporteur est d'avis que ces exigences visent principalement à combler la déficience d'investissements en infrastructure de transport aux États-Unis³⁰. Étant donné le cadre réglementaire au Québec et le niveau adéquat d'investissement ainsi que l'absence de congestion, il est d'avis qu'il n'y a pas lieu de joindre un processus de planification à ses *Tarifs et conditions*.³¹ Il considère que « la situation au Québec est très différente de la situation aux États-Unis qui a conduit la FERC à imposer l'adoption d'un appendice K³². De plus,

²⁹ Order 890, *pro forma*, Attachment K, Original Sheets 162 and 163.

³⁰ HQT-1, doc. 1, p. 13.

³¹ *Ibid.*, p. 15.

³² HQT-8, doc. 6, p. 18.

Le Transporteur est d'avis que le cadre réglementaire en vigueur au Québec ainsi que les caractéristiques physiques, économiques et organisationnelles en place au Québec dissipent les préoccupations à l'égard de la discrimination induite dans la planification du réseau de transport soulevées au paragraphe 435³³. (nos soulignés)

Le Transporteur soutient également que l'absence d'un appendice K « n'affecte pas le respect de l'exigence de réciprocité³⁴ ». Soulignons que cette réponse semble contredire celles citées à la page 6 ci-dessus. Il serait souhaitable que le Transporteur clarifie dès le début de l'audience ce qu'il entend par « l'exigence de réciprocité ».

8.2 Les objectifs visés par la FERC

Au paragraphe 425 de l'Ord. 890, la FERC explique que l'absence de coordination, ouverture et transparence créent des occasions de discrimination induite³⁵. Le Transporteur explique sa compréhension de ce passage comme suit³⁶ :

R. 6.3 Le Transporteur comprend bien la remarque de la FERC dans le contexte américain et en résume la portée aux pages 13 et 14 de la pièce HQT-1, Document 1. La présence de plusieurs transporteurs dans une interconnexion aux prises avec de la congestion et des zones de prix variables peut en effet créer des situations où des divergences d'intérêts économiques sont susceptibles de créer des risques potentiels de discrimination. Ceux qui tirent des bénéfices d'une situation de congestion peuvent souhaiter faire échouer les projets d'investissements en transport. Face à une telle situation, une coordination ouverte et mieux encadrée est un moyen qui peut réduire les risques de discrimination et surtout favoriser la réalisation de projets d'investissements en transport lorsque la carence d'infrastructure de transport crée de trop grandes disparités de prix entre les consommateurs. Toutefois, tel qu'exposé dans sa preuve (pièce HQT-1, Document 1, pages 14 et suivantes), la situation au Québec est fort différente et ne nécessite pas le remède proposé par la FERC.

Il est également d'avis que « le cadre réglementaire en vigueur au Québec ainsi que les caractéristiques physiques, économiques et organisationnelles en place au Québec dissipent » ces préoccupations³⁷.

³³ Ibid.

³⁴ HQT-8, doc. 3, p. 6.

³⁵ « Taken together, this lack of coordination, openness, and transparency results in opportunities for undue discrimination in transmission planning. Without adequate coordination and open participation, market participants have no means to determine whether the plan developed by the transmission provider in isolation is unduly discriminatory. »

³⁶ HQT-8, doc. 6, p. 18.

L'interprétation du Transporteur est donc que la FERC se préoccupe surtout des situations où, en « présence de plusieurs transporteurs dans une interconnexion aux prises avec de la congestion et des zones de prix variables », « ceux qui tirent des bénéfices d'une situation de congestion peuvent souhaiter faire échouer les projets d'investissements en transport. »

Il s'agit, à notre avis, d'une interprétation erronée de l'Ordonnance 890. Lu ensemble, cette section indique clairement que la discrimination en question n'est pas du tout celle d'un transporteur qui veut faire échouer des projets de transport qui risquent de réduire les bénéfices qu'il tire d'une situation de congestion, **mais plutôt la discrimination en faveur des ventes d'électricité d'une entité affiliée**, comme le démontrent les passages soulignés des paragraphes 422 à 424 :

422. We do not believe that the existing pro forma OATT is sufficient in an era of increasing transmission congestion and the need for significant new transmission investment. We cannot rely on the self-interest of transmission providers to expand the grid in a nondiscriminatory manner. Although many transmission providers have an incentive to expand the grid to meet their state-imposed obligations to serve, they can have a disincentive to remedy transmission congestion **when doing so reduces the value of their generation or otherwise stimulates new entry or greater competition in their area.** For example, a transmission provider does not have an incentive to relieve local congestion that restricts the output of a competing merchant generator **if doing so will make the transmission provider's own generation less competitive.** A transmission provider also does not have an incentive to increase the import or export capacity of its transmission system if doing so would allow cheaper power to displace its higher cost generation or otherwise make new entry more profitable by facilitating exports.

423. As the Commission explained in Order No. 888, “[i]t is in the economic self-interest of transmission monopolists, particularly those with high-cost generation assets, to deny transmission or to offer transmission on a basis that is inferior to that which they provide themselves.” [note omitted] The court agreed on review of Order No. 888, noting in TAPS v. FERC that “[u]tilities that own or control transmission facilities naturally wish to maximize profit. The transmission-owning utilities thus can be expected to act in their own interest to maintain their monopoly and to use that position to retain or expand the market share for their own generated electricity, even if they do so at the expense of lower-cost generation companies and consumers.” [note omitted] The Supreme Court in New York v. FERC similarly explained that “public utilities retain ownership of the transmission lines that must be used by their competitors to deliver electric energy to wholesale and retail customers. The utilities' control of transmission facilities gives them the power either to refuse to deliver energy produced by competitors or to deliver competitors' power on terms and conditions less favorable than those they apply to their own transmissions.” [note omitted]

³⁷ Ibid.

424. The existing pro forma OATT does not counteract these incentives in the planning area because there are no clear criteria regarding the transmission provider's planning obligation. Although the pro forma OATT contains a general obligation to plan for the needs of their network customers and to expand their systems to provide service to point- to-point customers, there is no requirement that the overall transmission planning process be open to customers, competitors, and state commissions. [note omitted] Rather, transmission providers may develop transmission plans with limited or no input from customers or other stakeholders. There also is no requirement that the key assumptions and data that underlie transmission plans be made available to customers.

425. Taken together, this lack of coordination, openness, and transparency results in opportunities for undue discrimination in transmission planning. Without adequate coordination and open participation, market participants have no means to determine whether the plan developed by the transmission provider in isolation is unduly discriminatory. This means that disputes over access and discrimination occur primarily after-the-fact because there is insufficient coordination and transparency between transmission providers and their customers for purposes of planning.³⁸ The Commission has a duty to prevent undue discrimination in the rates, terms, and conditions of public utility transmission service and, therefore, an obligation to remedy these transmission planning deficiencies. (nos emphases)

Vu de cette façon, il devient évident que **le cadre réglementaire en vigueur au Québec ainsi que les caractéristiques physiques, économiques et organisationnelles en place au Québec ne dissipent aucunement les préoccupations d'une discrimination indue.** Au contraire, les incitatifs pour le Transporteur de discriminer indûment pour avantager les divisions marchandes de sa société-mère demeurent réels, tel que décrits par la Cour d'appel et par la Cour suprême des Etats-Unis au paragraphe 423 cité ci-dessus.

Ainsi, les arguments présentés par le Transporteur ne réduisent en rien la force de la conclusion principale de la FERC :

Commission Determination

435. In order to limit the opportunities for undue discrimination described above and in the NOPR, and to ensure that comparable transmission service is provided by all public utility transmission providers, including RTOs and ISOs, the Commission concludes that it is necessary to amend the existing pro forma OATT to require coordinated, open, and transparent transmission planning on both a local and regional level. ... (nos soulignés)

³⁸ In our discussion of enforcement issues at section V. E of this Final Rule, we note specific situations in which transmission providers have agreed to resolve staff allegations that they engaged in OATT violations involving transactions with affiliates. While these specific situations may not directly relate to discrimination in planning, they nevertheless document the continuing incentive of transmission providers to favor themselves and their affiliates in the provision of transmission service.

Il se peut, bien sûr, que les exigences précises que la FERC a énoncé pour l'Appendice K puissent être modifiées pour refléter le cas particulier du Québec, avec une structure institutionnelle et un cadre réglementaire très différents de ceux des États-Unis. Toutefois, à notre avis, l'analyse que fait la FERC sur les possibilités de discrimination qui découlent d'un processus de planification qui n'est ni ouvert ni transparent est très pertinente à notre contexte.

Nous recommandons donc à la Régie d'entreprendre un débat entre le Transporteur, ses clients et les autres parties intéressées sur la forme que devrait prendre un processus de planification ouvert et transparent, tel que l'exige la FERC pour les transporteurs sous sa compétence.

Dans les prochaines sous-sections, nous examineront les éléments principaux de cette exigence.

8.2.1 Coordination

La FERC exige la tenue de rencontres de planification entre les transporteurs, leurs transporteurs avoisinants, les autorités des États, leurs clients et d'autres *stakeholders*, sans en préciser la forme ni la fréquence. L'objectif explicite est d'ouvrir les lignes de communication afin d'éliminer la possibilité de discrimination induite.

a. Coordination

445. In the NOPR, the Commission proposed that transmission providers must meet with all of their transmission customers and interconnected neighbors to develop a transmission plan on a nondiscriminatory basis. ...

Commission Determination

451. The Commission adopts the coordination principle proposed in the NOPR. Commenters overwhelmingly desire flexibility as to the coordination principle, and as such, we will not prescribe the requirements for coordination, such as the minimum number of meetings to be required each year, the scope of the meetings, the notice requirements, the format, and any other features. We will allow transmission providers, with the input of their customers and other stakeholders, to craft coordination requirements that work for those transmission providers and their customers and other stakeholders.

452. We emphasize that the purpose of the coordination requirement is to eliminate the potential for undue discrimination in planning by opening appropriate lines of communication between transmission providers, their transmission-providing neighbors, affected state authorities, customers, and other stakeholders. Rigid and formal meeting procedures may be one way to accomplish this goal, but there may be other ways as well. For example, a transmission provider could meet this requirement by facilitating the formation of a permanent planning committee made up of itself, its neighboring transmission

providers, affected state authorities, customers, and other stakeholders. Such a planning committee could develop its own means of communication, which may or may not emphasize formal meeting procedures. We are more concerned with the substance of coordination than its form.

8.2.2 Ouverture

La FERC se prononce clairement en faveur d'une approche ouverte et inclusive pour le processus de planification du réseau de transport, tout en soulignant l'importance de développer, encore une fois en collaboration avec les parties intéressées, des mécanismes adéquats pour protéger la confidentialité commerciale et les préoccupations liées à la sécurité nationale. Elle mentionne notamment les ententes de confidentialité et l'accès à l'information protégée par des mots de passe comme des moyens utiles à considérer à cette fin.

Commission Determination

460. The Commission adopts the NOPR's proposal and will require that transmission planning meetings be open to all affected parties including, but not limited to, all transmission and interconnection customers, state commissions and other stakeholders. We recognize that it may be appropriate in certain circumstances, such as a particular meeting of a subregional group, to limit participation to a relevant subset of these entities. We emphasize, however, that the overall development of the transmission plan and the planning process must remain open. We agree with the concerns of some commenters that safeguards must be put in place to ensure that confidentiality and CEII concerns are adequately addressed in transmission planning activities. Accordingly, we will require that transmission providers, in consultation with affected parties, develop mechanisms, such as confidentiality agreements and password-protected access to information, in order to manage confidentiality and CEII concerns.

8.2.3 La transparence

Tel que mentionné plus haut, la FERC requiert que les transporteurs divulguent à l'ensemble de leurs clients ainsi qu'aux autres parties intéressées les critères, prémisses et données qui soutiennent leur planification, ainsi que des informations à jour sur les différents ajouts et modifications ainsi que les plans et études en relation avec eux.

La FERC a également statué que, lorsque des ressources autres que la production peuvent fournir des fonctions étudiées dans le cadre du processus de planification, comme par exemple les services complémentaires, les fournisseurs potentiels de tels services devraient pouvoir participer à ce processus au même titre que les autres clients et parties intéressées.

Commission Determination

471. The Commission adopts the NOPR's proposal and will require transmission providers to disclose to all customers and other stakeholders the basic criteria, assumptions, and data that underlie their transmission system plans. In addition, transmission providers will be required to reduce to writing and make available the basic methodology, criteria, and processes they use to develop their transmission plans, including how they treat retail native loads, in order to ensure that standards are consistently applied. This information should enable customers, other stakeholders, or an independent third party to replicate the results of planning studies and thereby reduce the incidence of after-the-fact disputes regarding whether planning has been conducted in an unduly discriminatory fashion. We note, however, that transmission providers cannot be expected to fulfill these planning obligations unless non-public utility transmission providers that participate in the planning process make similar information available and, for the reasons set forth above, we fully expect that they will do so. We believe that the same safeguards developed as discussed above regarding the openness principle, such as confidentiality agreements and password protected access to information, will adequately protect against inappropriate disclosure of confidential information or CEII.

472. The Commission also requires that transmission providers make available information regarding the status of upgrades identified in their transmission plans in addition to the underlying plans and related studies. It is important that the Commission, stakeholders, neighboring transmission providers, and affected state authorities have ready access to this information in order to facilitate coordination and oversight. To the extent any such information is confidential or consists of CEII, the transmission provider can implement the safeguards suggested above.

...

479. Finally, several commenters assert that demand response resources should be considered in transmission planning. [note omitted] Some commenters note that certain regions currently are in the process of incorporating demand response into their transmission planning processes. [note omitted]Demand resources currently provide ancillary services in some regions, and this capability is in under development in some others.[note 273³⁹] We therefore find that, where demand resources are capable of providing the functions assessed in a transmission planning process, and can be relied upon on a long-term basis, they should be permitted to participate in that process on a comparable basis. [note omitted] This is consistent with EPCRA 2005 section 1223.

³⁹ See *Staff Report: Assessment of Demand Response & Advanced Metering* at 97-100 (Docket Number AD-06-2-000) (Demand Response Report), available at http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/demandresponse.pdf#xml=http://search.atomz.com/search/pdfhelper.tk?sp_o=1,100000,0.

8.2.4 Échanges d'information

Dans le NOPR, la FERC avait proposé que les clients du service de transport aient à soumettre des renseignements sur leurs besoins futurs. Elle a aussi proposé que les participants du marché aient l'occasion de prendre connaissance et de commenter des versions préliminaires du plan de transport.

Finalement, la FERC précise au paragraphe 488 que l'objectif est de fournir aux clients et aux parties intéressées la possibilité de participer avec les transporteurs au processus de planification, et non seulement d'avoir accès aux informations de base.

d. Information Exchange

480. In the NOPR, the Commission proposed that network transmission customers be required to submit information on their projected loads and resources on a comparable basis (e.g., planning horizon and format) as used by transmission providers in planning for their native load. The Commission further proposed that point-to-point customers be required to submit any projections they have of a need for service over that planning horizon and at what receipt and delivery points. The Commission sought comment on whether specific requirements should be adopted for this information exchange. [note omitted] The Commission also stated that transmission providers must allow market participants the opportunity to review and comment on draft transmission plans.

...

Commission Determination

486. The Commission adopts the information exchange principle as to both network and point-to-point transmission customers. Accordingly, we will require transmission providers, in consultation with their customers and other stakeholders, to develop guidelines and a schedule for the submittal of information. In order for the Final Rule's planning process to be as open and transparent as possible, the information collected by transmission providers to provide transmission service to their native load customers must be transparent and, to that end, equivalent information must be provided by transmission customers to ensure effective planning and comparability. We clarify that the information must be made available at regular intervals to be identified in advance. Information exchanged should be a continual process, the frequency of which should be addressed in the transmission provider's compliance filing required by the Final Rule. However, we expect that the frequency and planning horizon will be consistent with ERO requirements.

487. We also believe that it is appropriate to require point-to-point customers to submit any projections they have of a need for service over the planning horizon and at what receipt and delivery points. We believe that any good faith projections of a need for service, even though they may not yet be subject to a transmission reservation, may be useful in transmission planning as they may, for example, provide planners with likely scenarios for new generation

development. If the point-to-point customers do not submit such projections, then the transmission provider cannot later be faulted for failing to consider planning scenarios that might have taken into account reasonable projections of future system uses that were not the subject of specific service requests. To the extent applicable, transmission customers also should provide information on existing and planned demand resources and their impacts on demand and peak demand. In addition, stakeholders should provide proposed demand response resources if they wish to have them considered in the development of the transmission plan.

488. Lastly, in response to the concerns of some commenters, we emphasize that the transmission planning required by this Final Rule is not intended, as discussed earlier, to be limited to the mere exchange of information and then review of transmission provider plans after the fact. The transmission planning required by this Final Rule is intended to provide transmission customers and other stakeholders a meaningful opportunity to engage in planning along with their transmission providers. At the same time, we emphasize that this information exchange relates to planning, not other studies performed in response to interconnection or transmission service requests.

8.2.5 Comparabilité

La FERC exige des transporteurs que leurs propres intérêts (et, implicitement, ceux de leurs entités affiliées) soient traités sur un plan d'égalité avec ceux de leurs clients. Elle exige notamment que, lorsque approprié, les ressources autres que la production soient traitées sur un pied d'égalité avec les ressources traditionnelles.

Commission Determination

494. The Commission adopts the NOPR's proposal as to the comparability principle and will require the transmission provider, after considering the data and comments supplied by customers and other stakeholders, to develop a transmission system plan that (1) meets the specific service requests of its transmission customers and (2) otherwise treats similarly-situated customers (e.g., network and retail native load) comparably in transmission system planning. [note omitted] Further, we agree with commenters that customer demand resources should be considered on a comparable basis to the service provided by comparable generation resources where appropriate.

495. We are specifically requiring a comparability principle to address concerns, such as those raised by commenters, that transmission providers continue to plan their transmission systems such that their own interests are addressed without regard to, or ahead of, the interests of their customers. Comparability requires that the interests of transmission providers and their similarly-situated customers be treated on a comparable basis. In response to the concerns expressed by several commenters, we emphasize that similarly-situated customers must be treated on a comparable basis, not that each and every transmission customer should be treated the same. [note omitted].

8.3 Observations

Déjà dans notre rapport d'expertise en R-3401-98, présenté en février 2001, nous avons soulevé la problématique de la participation des parties intéressées dans les processus de planification, en résumant les pratiques déjà en place à l'époque dans plusieurs juridictions (California, Alberta, PJM, New England et New York)⁴⁰. Dans chacune de ces juridictions, il existait déjà un processus de planification ouvert, à différents degrés, à la participation des parties intéressées.

L'extrait suivant résume ces processus :

10.3.2. Stakeholder involvement in transmission planning processes

While formal procedures to evaluate non-transmission alternatives are not universal, it is standard practice for the transmission planning process to include interested parties other than the utility, and transmission plans and related documents are treated as public documents. Thus:

- in California, each utility prepares its own transmission plan in close coordination with the Cal-ISO staff and interested electric market participants;¹⁵⁴
- in Alberta, transmission issues are debated at the Transmission Planning Committee, which is open to all stakeholders;¹⁵⁵
- in the PJM region, the Transmission Expansion Advisory Committee includes environmental and consumer advocacy groups, as noted above;

⁴⁰ Raphals, Bradford et Disher, voir note 1, pages 71 à 81.

- In New England, the Transmission Expansion Planning Process is conducted by ISO-NE (which in turn is under the direction of an independent board without ties to market participants), together with the transmission owners. The resulting five-year NEPOOL Transmission Plan lists projects which have received NEPOOL review and approval, as well as those which have not. Other stakeholders can comment on the draft Plan through the NEPOOL Reliability Committee, one of three standing committees that provide for interaction between ISO-NE and market participant stakeholders. Additional stakeholder input can be provided on a less formal basis through the ISO's Advisory Committee, that is open to public interest groups and state agency representatives;
- In New York, the Transmission Planning Advisory Subcommittee, which provides guidance to the NYISO transmission planning staff, is open to members and eligible customers of the ISO; others may participate as guests. The New York ISO publishes an annual long-term Transmission Plan, and maintains a constantly updated "transmission and interconnection study queue" on its website

(<http://www.nyiso.com/services/planning.html>), listing all the studies that have been requested of the ISO for potential upgrades, additions and interconnections.

¹⁵² ESBI Alberta Ltd, *Alberta Interconnected Electric System: Transmission Development Plan 2000-2009*, December 1999, p. 5.

¹⁵³ ESBI Alberta Ltd., *Transmission Development Plan 2000-2010*, p. 15.

¹⁵⁴ PG&E, *Electric Transmission Grid Expansion Plan for the Years 2001-2005*, p. 3.

¹⁵⁵ ESBI Alberta Ltd., *Transmission Development Plan 2000-2010*, p. 6.

Cet extrait démontre que les processus ouverts et transparents qu'exige maintenant la FERC de l'ensemble des transporteurs sous sa compétence faisait déjà partie, en grande mesure, des pratiques des transporteurs les plus avancés. Ce qui est nouveau, dans l'Ord. 890, c'est la détermination qu'un tel processus est essentiel pour éviter la discrimination indue.

À notre avis, un processus similaire à celui requis par la FERC comporterait des bénéfices réels au régime de réglementation du service de transport au Québec.

9 Recommendations

À COMPLÉTER