

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

**PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL**

Demande relative à la modification des tarifs et conditions de transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2009

NO : R-3669-2008, Phase 2

Phase 2

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

-et-

ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING S.E.C.,

Intervenante

**PLAN D'ARGUMENTATION
DE ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING S.E.C.
(« EBM »)
PLANIFICATION**

TABLE DES MATIÈRES

I.	INTRODUCTION.....	3
II.	LES OBJECTIFS DE L'ORDONANCE 890 DE LA FERC.....	4
	A) Remédier la discrimination induite.....	4
	B) Augmenter la transparence en matière de planification.....	6
	C) La question du manque d'investissement et la congestion à la lumière de l'ordonnance 890.....	11
III.	LE PROCESSUS DE PLANIFICATION ACTUEL N'EST PAS OUVERT, COORDONNÉ ET TRANSPARENT.....	17
	A) La nécessité de fournir une annexe K.....	17
	B) Le processus de planification ne rencontre pas les exigences de la FERC.....	18
	a) La coordination, l'ouverture et la transparence.....	20
	La coordination.....	20
	L'ouverture.....	31
	La transparence.....	32
	b) Les autres exigences de l'annexe K.....	35
	c) Certains éléments additionnels concernant le processus actuel de planification.....	37
	d) Les caractéristiques québécoises applicables.....	42
	e) Les avantages d'un processus de planification ouvert, coordonné et transparent.....	47
IV.	LA QUESTION JURIDICTIONNELLE ET LA RÉCIPROCITÉ.....	51
	A) La position soumise en plaidoirie.....	51
	B) La position soumise dans le cadre de la cause tarifaire.....	52
V.	CONCLUSION.....	64
	ANNEXE A.....	65
	A) Critique de la position de monsieur Rose à l'effet que l'annexe K ne ferait pas partie des obligations de réciprocité.....	65

I. INTRODUCTION

1. La FERC, par son ordonnance 890¹, impose une réforme majeure en matière de planification de réseau de transport qui se traduit par l'ajout d'une nouvelle annexe K au *pro forma* OATT;
2. Cette réforme occupe une place centrale de l'ordonnance 890;
3. Malgré l'importance et la nécessité d'une telle réforme par l'ajout d'une annexe K, le Transporteur a refusé d'entériner ce changement et vous demande de ne pas y donner suite, puisque ce changement aurait été requis uniquement en réponse aux problèmes de l'industrie du transport aux États-Unis;
4. Le Transporteur soumet que ses processus de planification présentement en place rencontreraient déjà les exigences de la FERC et qu'en présence d'un « équivalent fonctionnel », nul besoin de changer un système qui fonctionnerait adéquatement;
5. Le Transporteur, selon nous, de par sa preuve et avant le bénéfice de l'argumentation qui a été livrée, arguait que cette réforme ne s'appliquait tout simplement pas à lui puisque la FERC n'a pas juridiction à l'égard d'un transporteur étranger;
6. Nous entendons vous démontrer que :
 - l'adoption d'une réforme en matière de planification n'est pas liée uniquement aux problèmes d'investissement ou de congestion aux États-Unis. Au contraire, cette réforme découle de l'objectif principal de toute l'ordonnance 890 (l'ordonnance initiale et celles qui l'ont suivies), soit de remédier à la discrimination induite et le Transporteur ne peut décider d'ignorer cette réalité;
 - les processus de planification actuels du Transporteur ne rencontrent pas les exigences formulées par la FERC et n'offrent pas les caractéristiques requises afin de démontrer qu'il est ouvert, coordonné et transparent en fonction du sens donné à cette expression dans l'ordonnance 890;
 - il y a des avantages indéniables à plus d'ouverture, de transparence et de coordination et la Régie doit considérer cet aspect dans le contexte de l'exercice de ses fonctions de conciliation de « l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité » et « d'équité au plan individuel et collectif » (article 5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, LR.Q. c. R-6.01) (la « Loi »). La Régie doit également considérer cette question à la lumière de l'article 49 4^o de la Loi portant sur la modification du tarif qui est de « favoriser des mesures ou des mécanismes incitatifs afin d'améliorer la performance du transporteur d'électricité [...] et la satisfaction des besoins des consommateurs. » Ici, de façon très majoritaire, la clientèle (la charge locale et le point à point) requiert le changement proposé, soit l'adoption d'une annexe K;
 - « l'argument juridictionnel » du Transporteur est sans fondement, compte tenu du principe de la réciprocité;

¹ B-73- HQT- 5, document 1 (nous référerons de façon générique à l'ordonnance 890 de la FERC).

II. LES OBJECTIFS DE L'ORDONNANCE 890 DE LA FERC

A) Remédier la discrimination induite

7. L'objectif principal de l'ordonnance 890 de la FERC est de s'assurer que les services de transport offerts soient justes et raisonnables et de prévenir les situations de discrimination induite et de traitement préférentiel en matière de service de transport;
8. À la pièce C-6-91 qui est le document intitulé « *Fact Sheet* », les objectifs premiers de l'ordonnance 890 de la FERC y sont décrits. Notre expert, monsieur Marshall, reprenait ceux-ci dans son rapport de la façon suivante² :

« The general purpose of Order 890 and the follow up re-hearing Orders 890-A and 890-B is "amending the regulations and the pro forma open access transmission tariff adopted in Order Nos. 888 and 889 to ensure that transmission services are provided on a basis that is just, reasonable and not unduly discriminatory or preferential." More specifically the changes in each of the Orders are designed to:

(1) strengthen the pro forma OATT to ensure that it achieves its original purpose of remedying undue discrimination;

(2) provide greater specificity to reduce opportunities for undue discrimination and facilitate the Commission's enforcement; and

(3) increase transparency in the rule applicable to planning and use of the transmission system. »

(Nos soulignés)

9. Monsieur Marshall réfère à cet objectif principal dans son témoignage en chef³ :

« So, again, if we look at the objectives of the FERC orders, and we looked at these yesterday in the presentation on Schedules 4 and 5, the key point again is that the Orders 890 were a process amending the regulations under Order 888 and on a basis for just and reasonable and not unduly discrimination. »

(Nos soulignés)

10. Monsieur Roach confirme également cet objectif principal dans le cadre de son réinterrogatoire⁴ :

« Q. 278 So, Mr. Roach, I would like to refer you to the fact sheet that was filed in this proceeding, being exhibit C-6.91.

R. I have it.

Q.279 I would like you to look at the question of the purpose of the Final Rule and tell me, to your understanding, what is the purpose of the Final Rule?

² Pièce C-6-52, p. 3.

³ N.S. 19 avril 2011, témoignage en chef de M. Marshall, p. 130, l. 9 à l. 16.

⁴ N.S. 11 mai 2011, contre-interrogatoire de M. Roach par Me Hivon, p. 218, l. 22 à la p. 219, l. 22 et p. 228, l. 23 à la p. 229, l. 18.

R. It's as stated here, which is... just to quote this, to strengthen the *pro forma* OATT to ensure that it achieves its original purpose of remedying undue discrimination.

And the next two bullets really say pretty much the same thing about provide greater specificity in the *pro forma* OATT to reduce opportunities for the exercise of undue discrimination, make undue discrimination easier to detect and facilitate the Commission's enforcement.

And then the final is to increase transparency in the rules applicable to planning and the use of the transmission system. It's as you expect, FERC consistently speaks in terms of taking action to eliminate undue discrimination.

(...)

Q. 287 So, Mr. Roach, to your knowledge, do Orders 890-C and D refer to the notion of undue discrimination?

R. They do. Consistently, as I mentioned, FERC drives its orders with eliminating discrimination. So you'll see, even in the summary, documents that have been provided here, but the summary that leads into these orders that FERC talks in terms of ensuring that transmission services are provided on a basis that is just, reasonable and not unduly discriminatory.

And again, in 890-D, in order on clarification in the first paragraph, the Commission speaks in terms of the Commission issued Order 890 addressing and remedying opportunities for undue discrimination under the *pro forma* OATT.

So, it's a topic that again motivates most of what FERC has done in terms of open access and orders like 890. »

(Nos soulignés)

11. Monsieur Roach confirme à nouveau sa position lors de son contre-interrogatoire⁵ :

Q.335 And if I come back to the discussion we had a minute ago with respect to what prompted FERC to choose this specific measure in particular, you would still not agree that congestion and under investments are part of the problems that FERC is trying to cure?

R. I don't agree that that's their primary motive. I think the front part of this, the first page gives you their primary motive. Even in your, what you quoted, he said remedy, it says:

« *Remedy increasing transmission congestion on a non-Discriminatory basis.* »

I think FERC consistently goes after this non-discrimination.

But again, as I've said several times, the results of non-discrimination can be inadequate transmission and it can be congestion, but the motive is to eliminate undue discrimination. »

(Nos soulignés)

⁵ N.S. 9 mai 2011, contre-interrogatoire de M. Roach par Me Hivon, p. 210, l. 4 à p. 211, l. 2.

12. Le Transporteur reconnaît l'objectif initial de l'ordonnance 890 de la FERC qui est de remédier à la discrimination indue⁶ :

« Le 16 février 2007, cette dernière a publié l'ordonnance no 890, qui a modifié ses règlements et le tarif *pro forma* afin, entre autres, de le raffermir pour qu'il atteigne son objectif initial de remédier à la discrimination indue, et d'offrir des règles plus explicites pour réduire les occasions de discrimination. »

(Nos soulignés)

13. Notons aussi les passages suivants de la décision *Big Rivers Electric Corporation*⁷ (« *Big Rivers* ») :

« 4. In Order No. 890, the Commission reformed the *pro forma* OATT to clarify and expand the obligations of transmission providers to ensure that transmission service is provided on a non-discriminatory basis. Among other things, Order No. 890 amended the *pro forma* OATT to require greater consistency and transparency in the calculation of available transfer capability (ATC), open and coordinated planning of transmission systems and the standardization of charges for generator and energy imbalance services. The Commission also revised various policies governing network resources, rollover rights and reassignments of transmission capacity.

(...)

44. In order to satisfy the coordination principle, transmission providers must provide customers and other stakeholders the opportunity to participate fully in the planning process. The purpose of the coordination requirement, as stated in Order No. 890, 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. The planning process must provide for the timely and meaningful input and participation of customers and other stakeholders regarding the development of transmission plans, allowing customers and other stakeholders to participate in the early stages of development. In its planning process, each transmission provider must clearly identify the details of how its planning process will be coordinated with interested parties. »

(Nos soulignés)

B) Augmenter la transparence en matière de planification

14. Il s'agit de l'un des sous-objectifs fondamentaux des ordonnances 890 et suivantes de la FERC tel qu'il appert de la pièce C-6-91 et de l'ordonnance 890 de la FERC en vue de réduire les situations potentielles de discrimination;
15. Un des changements majeurs requis pour répondre à l'exigence d'une planification plus ouverte et transparente est sans contredit l'ajout d'une nouvelle annexe K aux Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec (les« Tarifs »);

⁶ Pièce HQT-1, document 1, p. 9.

⁷ *Big Rivers Electric Corporation*, 128 FERC 61, 264 (Onglet #1).

16. Monsieur Marshall décrit ce changement majeur dans son rapport⁸ :

« A major new requirement under the FERC Orders is for the Transmission Provider to establish a coordinated, open and transparent transmission planning process with participation by its transmission customers, neighbouring systems, regulators and other interested parties.

The planning process is to be documented as an attachment to the Transmission Provider's Tariff (Attachment K in the Pro Forma) and must satisfy nine principles detailed by FERC - coordination, openness, transparency, information exchange, comparability, dispute resolution, regional participation, economic planning studies, and cost allocation for new projects. »

17. Monsieur Roach explique de la façon suivante cette nouvelle exigence dans son rapport⁹ :

« 82. By way of background, in its most recent Orders reforming its requirements for Open Access Transmission Tariffs or OATTs, the FERC substantially deepened the requirements for transmission planning. In particular, the FERC amended its *pro forma* OATT to require a "coordinated, open, and transparent" planning process on both a local and regional level. Further, FERC required that this planning process be delineated in an Attachment K and that this Attachment K address nine planning principles, the top three of which were coordination, openness, and transparency. »

(Nos soulignés)

18. Monsieur Marshall témoigne au sujet de l'objectif de transparence en matière de planification et explique ce qui a amené la FERC à exiger l'adoption d'une annexe K en réponse au besoin d'une plus grande ouverture et transparence en matière de planification¹⁰ :

« The first two specific objectives we talked about more yesterday, strengthening the *pro forma*, providing greater specificity, today, this presentation deals with the third objective of increasing transparency and the rule applicable to planning.

So, we actually look at the requirements for - next slide here – for a coordinated, open, transparent transmission planning process that's to be adopted in Attachment K, as Dr. Roach has stated.

In Order 888, FERC - a little bit of background - FERC set out requirements in Order 888 for transmission planning, that utilities engage in joint planning, but it didn't lay out detailed specific obligations. And in the years since 1996, you know, FERC became concerned about the level of planning and issues that were raised in its orders about potential economic self-interest of transmission monopolists who might want to use their system to maximize gain for their utility and the lack of clear criteria regarding transmission providers planning obligation, that there weren't the specific details in Order 888 and that there was no requirement in Order 888, you know, that the overall planning process be open to customers, competitors, State Commissions, stakeholders of all kinds.

⁸ Pièce C-6-52, p. 5.

⁹ Pièce C-6-56, p. 42.

¹⁰ N.S. 19 avril 2011, témoignage en chef de M. Marshall, p. 130, l. 17 à la p. 132, l. 3.

And so, they required in Order 890 that a process be documented in Attachment K, as you've heard Dr. Roach, you know, itemize. »

(Nos soulignés)

19. Notre expert monsieur Marshall explique également dans son rapport les éléments précurseurs à l'adoption d'une nouvelle annexe K ayant pour but de pallier au manque de transparence, d'ouverture et de planification en matière de service de transport¹¹ :

« FERC is concerned in Order 890 paragraph 423 about the "economic self interest of transmission monopolists" who "naturally wish to maximize their profit." These 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." These incentives may cause a utility "to refuse to deliver energy produced by competitors or to deliver it on terms and conditions less favorable than those they apply to their own transmissions."

FERC noted that the pre Order 890 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. 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." (Order 890 P. 424)

Also, transmission providers may develop transmission plans with limited or no input from customers or other stakeholders. FERC expresses its view in Order 890 at Paragraph 425 that "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." »

(Nos soulignés)

20. Le paragraphe 425 de l'ordonnance 890 de la FERC continue de la façon suivante :

« 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. 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 soulignés
et emphase ajoutée)

¹¹ Pièce C-6-52, p. 6.

21. Au paragraphe 435 de l'ordonnance 890, la Commission conclut :

« **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. We disagree with commenters arguing either that we lack jurisdiction to require coordinated transmission planning or that we have not established a basis for such a requirement. The Commission has broad authority to remedy undue discrimination by ensuring that transmission providers plan for the needs of their customers on a comparable basis. That fundamental requirement was adopted in Order No. 888 and the reforms adopted herein should ensure that it will be implemented properly. Further, we explained in detail above why undue discrimination remains a concern in the planning area and why the existing OATT is insufficient to address that concern. »

(Nos soulignés)

22. L'ordonnance 890-A¹² vient préciser l'ordonnance précédente et confirmer que la coordination ouverte, transparente et coordonnée par le biais de l'adoption d'une annexe K est requise pour réduire les risques de discrimination induite à la base de l'ordonnance 890 de la FERC. On peut lire ce qui suit au paragraphe 171 de cette ordonnance :

« 171. The Commission affirms the decision in Order No. 890 to amend the pro forma OATT to require coordinated, open and transparent transmission planning on both a local and regional level. Although the Commission encouraged utilities to engage in joint planning in Order No. 888-A, it placed no affirmative obligation on transmission providers to coordinate with their customers in transmission planning or otherwise publish the criteria, assumptions, or data underlying their transmission plans, nor were transmission providers required to coordinate planning activities with other transmission providers in their region. This lack of clear criteria regarding planning obligations has created opportunities for undue discrimination by transmission monopolists with an incentive to deny transmission or offer transmission on an inferior basis. »

(Nos soulignés)

23. L'expert retenu par NLH retient les mêmes objectifs de l'ordonnance 890 de la FERC en matière de planification¹³ :

« Q. WHAT IS THE RATIONALE FOR REFORMING THE TRANSMISSION PLANNING PROCESS?

A. Reform of the planning process under Order 890 is based on the recognition that despite general requirements to plan the transmission network to meet the needs of all transmission customers, transmission providers had adverse incentives to use the planning process to their own competitive advantage. Order 890 states the rationale for initially launching the reform:

¹² Pièce B-73- HQT-6, document 1 (nous référerons de façon générique à l'ordonnance 890-A).

¹³ Pièce C-13-24, p. 13.

In order to provide for more comparable open access transmission service, limit the potential for undue discrimination and anticompetitive conduct, and satisfy its statutory responsibilities under section 217 of the FPA [concerning infrastructure], the [FERC] proposed to amend the pro forma OATT to require coordinated, open, and transparent transmission planning on both a local and regional level (Order at ¶426).

Indeed, this rationale remained intact as FERC reached its conclusions:

In order to limit the opportunities for undue discrimination... and to ensure that comparable transmission service is provided by all public utility transmission providers, including RTOs and ISOs, [FERC] 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 (Order at ¶435). »

24. L'expert retenu par RNCREQ et UC retient aussi les mêmes objectifs¹⁴ :

« 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 :

(...)

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 induite**. 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 États-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)

¹⁴ Pièce C-2-23, p. 29 et 31.

C) La question du manque d'investissement et la congestion à la lumière de l'ordonnance 890

25. Selon le Transporteur, la raison principale justifiant l'adoption d'une annexe K est le manque d'investissement et le problème de congestion aux États-Unis;
26. Le Transporteur soumet qu'il n'y a donc pas lieu d'adopter une annexe K au Québec en l'absence de tels problèmes;
27. En prenant cette approche, le Transporteur évacue et dénature toute la problématique fort sérieuse du risque de la discrimination induite et de l'importance d'offrir un processus de planification ouvert, coordonné et transparent en incluant les participants de marché, ce qui est à l'origine même des ordonnances 890 et suivantes de la FERC;
28. L'expert du Transporteur monsieur Rose reconnaît cet objectif bien qu'il le considère comme n'étant pas l'objectif principal à l'origine du changement majeur requis en matière de planification¹⁵ :
- « The second reason was FERC's view that inadequate planning might facilitate discrimination by transmission providers. As a consequence, prices could rise and grid infrastructure investment could be too low. »
29. À notre avis, monsieur Rose n'a soumis aucun extrait pertinent de l'ordonnance 890 de la FERC pour justifier que les problèmes liés au manque d'investissement étaient la raison principale justifiant l'adoption d'une annexe K;
30. Dans sa présentation en chef, monsieur Rose souligne d'autres extraits de l'ordonnance 890 de la FERC pour mettre de l'emphase sur la question de l'investissement et de la congestion aux États-Unis. Il y a lieu de remettre en contexte certains de ces extraits;
31. Par exemple, dans sa présentation, l'expert monsieur Rose cite le paragraphe 3 de l'ordonnance 890¹⁶ :
- « 3.
[...] ...These deficiencies are serious, given the substantial need for new infrastructure in this Nation. We act today to remedy these deficiencies by requiring transmission providers to open their transmission planning process to customers [...] »
32. Voyons le début et la fin de cette citation qui est bien différente de ce que laissait prétendre monsieur Rose. Le Transporteur y a référé en argumentation avec une lecture différente de la nôtre;

¹⁵ Pièce B-110, HQT-12, document 1, p. 23, l. 11 à l. 14; N.S. 22 octobre 2010, contre-interrogatoire de M. Rose par Me Hamelin, p. 112, l. 17 à p. 115, l. 8.

¹⁶ Pièce B-163, p. 12.

33. Les quelques paragraphes qui précèdent cet extrait (paragraphe 3 de l'ordonnance 890 de la FERC) réfèrent clairement à l'objectif premier qui est au cœur de l'ordonnance 890 de la FERC, soit celui de remédier à la discrimination induite, « *to remedy undue discrimination* », comme on peut le lire ci-après et les « *deficiencies* » portent sur l'absence de coordination et de transparence en matière de planification avec les clients de service de transport dans le contexte de l'OATT d'avant la réforme recherchée :

« I. Introduction

1. This Final Rule addresses and remedies opportunities for undue discrimination under the pro forma Open Access Transmission Tariff (OATT) adopted in 1996 by Order No. 888. This landmark rulemaking fostered greater competition in wholesale power markets by reducing barriers to entry in the provision of transmission service. In the ten years since Order No. 888, however, the Commission has found that the OATT contains flaws that undermine realizing its core objective of remedying undue discrimination. In the Notice of Proposed Rulemaking (NOPR) issued on May 19, 2006, the Commission proposed to remedy those flaws. After receiving approximately 6,500 pages of comments from close to 300 parties, we now take final action. We highlight below the most critical reforms being adopted today.

2. First, the Final Rule will increase nondiscriminatory access to the grid by eliminating the wide discretion that transmission providers currently have in calculating available transfer capability (ATC).

(...)

3. Second, the Final Rule will increase the ability of customers to access new generating resources and promote efficient utilization of transmission by requiring an open, transparent, and coordinated transmission planning process. Transmission planning is a critical function under the pro forma OATT because it is the means by which customers consider and access new sources of energy and have an opportunity to explore the feasibility of non-transmission alternatives. Despite this, the existing pro forma OATT provides limited guidance regarding how transmission customers are treated in the planning process and provides them very little information on how transmission plans are developed. These deficiencies are serious, given the substantial need for new infrastructure in this Nation. We act today to remedy these deficiencies by requiring transmission providers to open their transmission planning process to customers, coordinate with customers regarding future system plans, and share necessary planning information with customers. »

(Nos soulignés)

34. Dans sa présentation (pièce B-163), monsieur Rose cite aussi des extraits des paragraphes 52 et 58 de l'ordonnance 890 de la FERC pour tenter de démontrer que les problèmes d'investissement et de congestion expliquent les changements requis en matière de planification;
35. Avant de commenter ces extraits, comme nous l'avons fait pour le paragraphe 3, il y a lieu de revoir le début de l'ordonnance 890 où l'on explique pourquoi la réforme est nécessaire et requise;

36. Or, sous la section « *III. Need for Reform of Order No. 888 A. Opportunities for Undue Discrimination Continue to Exist* » de l'ordonnance 890 de la FERC, il est très intéressant de noter les extraits suivants qui donnent un éclairage fort pertinent à tout ce débat :

« 26. Although Order No. 888 has been successful in many important respects, the need for reform of the Order No. 888 pro forma OATT has been apparent for some time. In 1999, the Commission held, in adopting Order No. 2000, that the pro forma OATT could not fully remedy undue discrimination because transmission providers retained both the incentive and the ability to discriminate against third parties, particularly in areas where the pro forma OATT left the transmission provider with significant discretion. The Commission made a similar finding in Order No. 2003, holding that opportunities for undue discrimination continue to exist in areas where the pro forma OATT leaves transmission providers with substantial discretion. The NOPR reaffirmed these findings, preliminarily concluding that opportunities for undue discrimination continue to exist in the provision of open access transmission service. The Commission therefore proposed a number of reforms to the pro forma OATT to address the opportunities and incentives transmission providers have to unduly discriminate.”

(...)

Commission Determination

39. The Commission concludes that reforms are needed to address deficiencies in the pro forma OATT that have become apparent since 1996, by limiting remaining opportunities for undue discrimination. As the Commission found in Order No. 888, it is in the economic self-interest of transmission monopolists, particularly those with highcost generation assets, to deny transmission or to offer transmission on a basis that is inferior to that which they provide to themselves. Such an incentive can lead to unduly discriminatory behavior against third parties, particularly if public utilities have unnecessarily broad discretion in the application of their tariffs. This discretion also can create problems for transmission providers seeking to comply with our regulations in good faith because so many issues are left for their interpretation, thereby increasing the possibility of disputes with transmission customers and enforcement actions by the Commission. Transmission customers also have found ways to use the tariffs to their own advantage, particularly in the scheduling and queuing processes.

40. As some commenters note, opportunities for undue discrimination persist, particularly in areas where the pro forma OATT leaves the transmission provider with substantial discretion. The Commission has a responsibility under section 206 of the FPA to remedy undue discrimination.

(...)

41. We disagree with commenters who assert that the Commission is relying on unsubstantiated allegations of discriminatory conduct to justify OATT reform. The courts have made clear that the Commission need not make specific factual findings of discrimination in order to promulgate a generic rule to eliminate undue discrimination.

(...)

Even transmission providers have acknowledged that there is a continuing perception that there is the opportunity for them to unduly discriminate against their competitors and, accordingly, they state their support for our reform effort.

Moreover, it is undisputed that the existing pro forma OATT provides wide discretion in implementing some of its basic requirements, such as the assessment of whether sufficient ATC exists to grant third party access to the grid and the manner in which new facilities are planned to satisfy third party needs. This wide discretion, when coupled with a transmission provider's incentive to discriminate, creates opportunities for discrimination under the pro forma OATT. We have an obligation under section 206 to remedy that discrimination.

42. It is thus clear to us that, notwithstanding the Commission's efforts in Order No. 888, opportunities to engage in undue discrimination can and will persist unless the existing pro forma OATT is reformed. We therefore exercise our broad remedial authority today to limit these remaining opportunities for undue discrimination. The Commission concludes that any additional costs incurred by transmission providers to implement the reforms required in this Final Rule are fully justified by the need to ensure open, transparent and non-discriminatory access to transmission service. We also believe it is appropriate to adopt these reforms by rulemaking, rather than rely on complaints filed by transmission customers or other parties. Case-by-case application of the reforms adopted in this Final Rule would be inappropriate since the most fundamental problems addressed here arise from deficiencies in the pro forma OATT itself, not simply the implementation of the pro forma OATT by a few transmission providers. »

(Nos soulignés)

37. Sous la section « *B. Lack of Transparency Undermines Confidence in Open Access and Impedes Enforcement of Open Access Requirements* » de la même ordonnance, la Commission conclut au paragraphe 51 :

« Commission Determination

51. The Commission concludes that inadequate transparency requirements, combined with inadequate compliance with existing OASIS regulations, increases the opportunities for undue discrimination under the pro forma OATT and makes instances of undue discrimination more difficult to detect. We find that the reforms we adopt in this Final Rule will improve transparency in the OATT, reduce opportunities for undue discrimination, and increase our ability to detect undue discrimination. »

(Nos soulignés)

38. Nous retenons de ces extraits que ce qui sous-tend le besoin pour la réforme est la problématique réelle et évidente de discrimination induite dans le tarif (« *pro forma OATT* ») requérant des modifications au texte même de l'OATT;
39. Si l'on revient maintenant aux paragraphes 52 et 58 de l'ordonnance 890 cités par monsieur Rose sous la section « *C. Congestion and Inadequate Infrastructure Development Impede Customers' Use of the Grid* » et que l'on analyse le reste de l'ordonnance, on constate ce qui suit;

40. Tout d'abord, nous attirons l'attention de la Régie quant aux passages non cités par l'expert mais repris en partie par le Transporteur en argumentation en ce qui concerne le paragraphe 52 :

« 52. The Commission noted in the NOPR that the ability and incentive to discriminate increases as the transmission system becomes more congested. The Commission observed that the pro forma OATT contained only minimal requirements regarding transmission planning, which have proven to be inadequate as the Nation faces insufficient transmission investment in many areas. The Commission preliminarily concluded that the inadequacy of the existing obligation to conduct transmission system planning, coupled with the lack of transparency surrounding system planning generally, required reform of the pro forma OATT to ensure that transmission infrastructure is constructed on a nondiscriminatory basis and is otherwise sufficient to support reliable and economic service to all eligible customers. The Commission therefore proposed to require public utilities to engage in an open and transparent planning process at both the local and regional levels. »

(Nos soulignés)

41. Ainsi, contrairement à ce que prétend le Transporteur, la discrimination induite n'est pas uniquement une conséquence ou une résultante des problèmes d'investissement ou de congestion mais est surtout une problématique qui peut être accentuée lorsqu'il y a des problèmes d'investissement ou de congestion tel qu'il appert des extraits suivants :

« **Commission Determination**

57. The Commission concludes that reforms are needed to ensure that transmission infrastructure is evaluated, and if needed, constructed on a nondiscriminatory basis and is otherwise sufficient to support reliable and economic service to all eligible customers. As noted above, vertically-integrated utilities do not have an incentive to expand the grid to accommodate new entries or to facilitate the dispatch of more efficient competitors. Despite this, the existing pro forma OATT contains very few requirements regarding how transmission planning should be conducted to ensure that undue discrimination does not occur.

58. Our concern over this flaw is heightened by the critical need for new transmission infrastructure in this Nation. (...)

(...)

61. The decline in transmission investment and increase in transmission congestion underscore our concerns over inadequate planning provisions of the existing pro forma OATT. The existing pro forma OATT, as indicated above, contains very little specificity regarding how transmission planning should be conducted, how customers' needs are incorporated into that process, and what information is publicly available regarding the marginal costs.(...) Under this assumption, consumer costs declined by \$157 million per year. In the second step, DOE calculated the increase in congestion costs under the assumption that generators bid above their marginal operating costs when supplies are tight and additional electricity cannot be imported. The price spikes were assumed to occur during hours when at least one transmission link into a sub-region was congested and demand was greater than 90 percent of peak demand. When prices spike an additional \$50 per MWh (above the price predicted when generators bid their marginal operating cost) during these periods, congestion

costs nearly double to \$300 million. These inadequacies are sufficiently severe, standing alone, to merit reform of the OATT. However, they are of even greater concern given the current state of the transmission grid. With inadequate levels of investment in the grid and increasing transmission congestion, customers' ability to access alternatives to the transmission provider's resources is limited. It is therefore imperative for the Commission to ensure that the planning process under each transmission provider's OATT is sufficient to prevent undue discrimination and transparent enough to detect any remaining instances of undue discrimination. We have done so in the reforms adopted and explained in section V.B. »

(Nos soulignés)

42. En fait, nous estimons que c'est plutôt le manque de coordination, d'ouverture et de transparence en matière de planification qui risque de créer des situations de discrimination tel qu'expliqué plus haut et c'est cet aspect de la problématique que l'on tente de résoudre par l'ajout d'une annexe K. Nous allons revoir ceci lorsque nous adresserons chacun des 9 principes de l'annexe K;
43. Cette problématique de manque d'ouverture, de transparence et de coordination en matière de planification est bien réelle au Québec et se doit aussi d'être adressée et ce, même si on considérait, pour les fins de la discussion uniquement et sans admission aucune, qu'il y a au Québec absence de problèmes d'investissement ou de congestion;
44. Dans l'extrait suivant de l'ordonnance 890-A de la FERC, l'on voit que la démonstration de nouveaux investissements ne répond pas automatiquement à la problématique de planification soulevée :

« 173. The fact that transmission providers, such as Southern, have undertaken some transmission investment in recent years does not mean that planning reform is not needed. Southern does not challenge the fundamental conclusion that it is in the economic self-interest of transmission monopolists to discriminate in the provision of service and, in turn, in planning-related activities. The ability of generators to participate in requests for proposals for generation service does not adequately respond to the need for a coordinated, open, and transparent transmission planning process that considers the needs of all customers as well as the transmission provider itself. The planning process adopted in Order No. 890 is designed to enhance the ability of all customers to make long-term firm service commitments by allowing them to participate in the transmission provider's planning activities. »

(Nos soulignés)

45. D'ailleurs, comme l'a mentionné notre expert monsieur Roach dans son rapport, l'adoption d'une annexe K n'est pas une exigence conditionnelle¹⁷ :

« 98. Mr. Rose then launches into a lengthy discussion attempting to show that HQT does not suffer from these problems. It is not constructive to respond to this discussion because it has no bearing on whether the FERC would require an Attachment K from HQT. It has no bearing because the FERC's Order 890 did not say, 'if a utility suffers from any of these problems, then that utility must show that it has a transmission planning process consistent with this Order by providing an Attachment K. That is, in no way has Mr. Rose shown that the

¹⁷ Pièce C-6-56, pp. 49 et 50.

FERC stated the requirement for an Attachment K as a *conditional* requirement. Rather, the FERC set for all applicable utilities the requirement for an Attachment K which substantially conforms with or is superior to that in the *pro forma* OATT. »

III. LE PROCESSUS DE PLANIFICATION ACTUEL N'EST PAS OUVERT, COORDONNÉ ET TRANSPARENT

A) La nécessité de fournir une annexe K

46. Le Transporteur refuse d'appliquer le principe de la planification ouverte, transparente et coordonnée et a soumis une page blanche en guise d'annexe K;
47. Pourtant l'ordonnance 890 de la FERC est claire. Le processus de planification se doit d'être documenté;

« 437. Accordingly, each public utility transmission provider is required to submit, as part of a compliance filing in this proceeding, a proposal for a coordinated and regional planning process that complies with the planning principles and other requirements in this Final Rule. In the alternative, a transmission provider (including an RTO or an ISO, as discussed below), may make a compliance filing in this proceeding describing its existing coordinated and regional planning process, including the appropriate language in its tariff, and show that this existing process is consistent with or superior to the requirements in this Final Rule. Under either of these approaches, the process must be documented as an attachment to the transmission provider's OATT. »

(Nos soulignés)

48. Notre expert monsieur Roach mentionne le défaut du Transporteur de soumettre, à tout le moins, une description de son processus de planification aux Tarifs¹⁸ :

« 103. I agree that this could be the right line of argument – Mr. Rose and HQT should have an Attachment K which substantially conforms to or is superior to that in the *pro forma* OATT. Obviously, to meet this FERC standard, HQT would first have to have a written Attachment K rather than a blank page. And what would need to be written in HQT's Attachment K would be a compelling argument that HQT's planning process addresses all nine of the principles the FERC set in the 890 Orders for a utility's transmission planning. »

49. Aussi, notre expert monsieur Marshall explique le niveau de détails requis à l'annexe K, tel qu'il appert du paragraphe 602 de l'ordonnance 890 de la FERC¹⁹ :

« This became Attachment K in the *pro forma* OATT and as stated at paragraph 602 "the transmission planning attachment to a transmission provider's OATT must include sufficient detail to enable transmission customers to understand the transmission provider's planning process. This new attachment must therefore include:

a) the process for consulting with customers and neighboring transmission providers;

¹⁸ Pièce C-6-56, p. 52.

¹⁹ Pièce C-6-52, pp. 6 et 7.

- b) the notice procedures and anticipated frequency of meetings or planning related communications;
- c) a written description of the methodology, criteria, and processes used to develop transmission plans;
- d) the method of disclosure of transmission plans and related studies and the criteria, assumptions and data underlying those plans and studies;
- e) the obligations of and methods for customers to submit data to the transmission provider;
- f) the dispute resolution process;
- g) the transmission provider's study procedures for economic upgrades to address congestion or the integration of new resources; and
- h) the relevant cost allocation procedures or principles. »

50. Soulignons que la très grande majorité des intervenants sont d'avis que le Transporteur devrait inclure une annexe K dans les tarifs²⁰;

B) Le processus de planification ne rencontre pas les exigences de la FERC

51. Le processus de planification du Transporteur ne respecte pas les 9 principes développés par la FERC qui doivent faire partie de l'annexe K;

52. Au paragraphe 181 de l'ordonnance 890-A, la FERC reprend les 9 principes requis en matière de planification :

« 2. Planning Principles

181. The Commission identified nine planning principles in Order No. 890 that must be satisfied for a transmission provider's planning process to be considered compliant with that order. These nine planning principles are:

- (1) Coordination – the process for consulting with transmission customers and neighboring transmission providers;
- (2) Openness – planning meetings must be open to all affected parties;
- (3) Transparency – access must be provided to the methodology, criteria, and processes used to develop transmission plans;
- (4) Information Exchange – the obligations of and methods for customers to submit data to transmission providers must be described;
- (5) Comparability – transmission plans must meet the specific service requests of transmission customers and otherwise treat similarly-situated customers (e.g., network and retail native load) comparably in transmission system planning;

²⁰ Pièce C-4-21, p. 12; N.S. 14 avril 2011, témoignage de M. Dagenais, pp. 114 et 115; pièce C-2-23, pp. 37 et 41; N.S. 16 février 2011, témoignage en chef de M. Raphals, pp. 23, 44, 45, 53 et 54; pièce C-10-47, pp. ix et 49, recommandation #20; pièce C-13-24, p. 26.

(6) Dispute Resolution – an alternative dispute resolution process to address both procedural and substantive planning issues must be included;

(7) Regional Participation – there must be a process for coordinating with interconnected systems;

(8) Economic Planning Studies – study procedures must be provided for economic upgrades to address congestion or the integration of new resources, both locally and regionally; and

(9) Cost Allocation – a process must be included for allocating costs of new facilities that do not fit under existing rate structures, such as regional projects. »

53. Le Transporteur avait le fardeau de démontrer que son processus de planification respecte chacun de ces principes et que celui-ci « *substantially conforms with or is superior* » à l'OATT *pro forma* de la FERC. Le Transporteur ne s'est pas déchargé de son fardeau. Il n'a pas fait la démonstration qu'il rencontrait chacun d'eux. En fait, le Transporteur a surtout opté pour une description générale de l'ensemble de son processus de planification qui ne rencontre pas selon nous les exigences de la FERC en vue d'un processus de planification ouvert, coordonné et transparent;
54. Dans l'évaluation du processus actuel de planification du Transporteur, il est important de rappeler, comme le soumettait monsieur Marshall, que l'ensemble des processus décrits par le Transporteur existaient déjà aux États-Unis et que malgré tout, la FERC par les ordonnances 890 et suivantes a exigé plus de la part des transporteurs²¹ :

« Mr. Rose argues that the current processes in Québec meet or are superior to the Attachment K principles desired by FERC in Order 890. He explains in detail obligations of Hydro-Québec under Section 73 of the Act, regulatory approval processes before the Régie, ERO and NPCC processes and audits, environmental impact assessments, OATT sections dealing with Exploratory Studies and System Impact Studies and finally the Code of Conduct all as processes that are open and transparent and ensure non discriminatory treatment. It is true that these processes have a degree of transparency for projects that have been committed and are seeking approval for construction but they do not meet the principles required by FERC through Attachment K. Each of these processes (or an equivalent) already existed throughout North America since Order 888 and prior to Order 890.

(...)

Let us then examine what has been submitted in evidence and in response to the information requests relative to the nine principles set out by FERC. It is not about what formal process existed prior to Order 890 but what processes are lacking in regard to the Attachment K principles. »

55. Nous allons revoir certains de ces principes par opposition au processus de planification actuel afin de démontrer le non-respect des exigences recherchées;
56. Nous allons traiter de façon plus approfondie de la coordination, de l'ouverture et de la transparence puisqu'il s'agit des principes les plus importants de la nouvelle annexe K²²;

²¹ Pièce C-6-52, p. 10.

²² Pièce C-6-56, para. 82.

a) La coordination, l'ouverture et la transparence

La coordination

57. Les extraits pertinents de l'ordonnance 890 relatifs au principe de la coordination prévoient (la portion de la « *Commission Determination* » débutant au para. 451) :

« 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. We sought comment on specific requirements for this 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 deemed important by commenters.

(...)

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.

453. In response to the concerns of some commenters, we clarify that transmission providers are not required to meet with customers and other stakeholders that choose not to meet. Transmission providers cannot force others to meet with them. Transmission providers are, however, required to craft a process that allows for a reasonable and meaningful opportunity to meet or otherwise interact meaningfully.

(...)

454. In response to the suggestion by some commenters that we require transmission providers to allow customers to collaboratively develop transmission plans with transmission providers on a co-equal basis, we clarify that transmission planning is the tariff obligation of each transmission provider, and the pro forma OATT planning process adopted in this Final Rule is the means to see that it is carried out in a coordinated, open, and transparent manner, in order to ensure that customers are treated comparably. Therefore, the ultimate responsibility for planning remains with transmission providers. With this said, we fully intend that the planning process adopted herein provide for the timely and meaningful input and participation of customers into the development of transmission plans. This means that customers must be included at the early stages of the development of the transmission plan and not merely given an opportunity to comment on transmission plans that were developed in the first instance without their input.»

(Nos soulignés)

58. Au sujet de ce dernier paragraphe, NLH indique dans sa preuve ce qui suit et nous partageons entièrement ces propos²³ :

« This last statement is crucial – transmission planning should not be limited to an after-the-fact or ex post approval of investment projects that are previously developed by the transmission provider (alone, or, in certain cases, with his distribution affiliate); instead, transmission planning is meant to be a coordinated effort where customers are included a [sic] the early stages of the development of the transmission plan and not merely given an opportunity to comment on transmission plans that were developed in the first instance without their input. »

(Nos soulignés)

59. Ces principes sont confirmés dans l'ordonnance 890-A de la FERC :

« 182. In order to satisfy the coordination principle, transmission providers must provide stakeholders the opportunity to participate fully in the planning process. 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. The planning process must provide for the timely and meaningful input and participation of customers regarding the development of transmission plans, allowing customers to participate in the early stages of development.

Commission Determination

188. The Commission affirms the decision in Order No. 890 not to require the development of transmission plans on a co-equal basis with customers. Transmission planning is the tariff obligation of the transmission provider, and the pro forma OATT planning process adopted in Order No. 890 is the means to see that it is carried out in a coordinated, open, and transparent manner. It would not be appropriate to allow customers and others that do not bear the responsibility for tariff compliance to have coequal control over the planning process. We reiterate, however, that the planning process must provide for the timely and meaningful input and participation of all interested customers and other stakeholders in the development of transmission plans. Customers and other stakeholders therefore must have the opportunity to participate at the early stages of the development of the transmission plan, rather than merely given an opportunity to comment on transmission plans that were developed in the first instance without their input. »

(Nos soulignés)

60. Essentiellement, la FERC énonce qu'une planification coordonnée, transparente et ouverte passe obligatoirement par la participation des clients pour éviter toute situation de discrimination induite et qu'une révision après coup ou « *after the fact* » n'assure pas le niveau de protection recherchée;

²³ Pièce C-13-24, p. 4.

61. Relativement à ce principe, notre expert monsieur Roach mentionne que la FERC ne réfère pas à un quelconque nombre de parties impliquées pour adopter une annexe K²⁴ :

« Q.291 And to your knowledge, is there any language in FERC stating that to determine if a Schedule K should be applied, that one would have to verify the number, for instance, of transmission providers, the number of customers, the geography, the characteristics of the system?

R. No, there is no such thing. »

62. Relativement à ce même principe, notre expert monsieur Marshall mentionne dans son rapport²⁵ :

« Coordination – There is no mention of any process for consulting with transmission customers and neighboring transmission providers other than through hearings before the Régie or meetings with external transmission providers regarding operations and maintenance as the case may be; »

63. Contrairement à ce que prétend le Transporteur, il n'existe pas présentement de processus permettant aux clients et autres intervenants de participer en temps opportun et de façon pertinente (« *timely and meaningful input* ») à l'élaboration et au développement des plans de planification;

64. En réponse à ce principe, le Transporteur soumet qu'il se coordonne avec les autres transporteurs, le régulateur et les réseaux voisins et pour ce qui est des clients, il ajoute ce qui suit par l'entremise de son expert monsieur Rose en réponse à des demandes de renseignements²⁶ :

« 84. There are also numerous avenues for coordination with transmission customers, including investment project authorization process under Section 73 of the Act, rate cases, NPCC planning process, consultation process on environmental impact, exploratory studies, complaint process and SIS process. These avenues are discussed in more details under Section II.C.1 above. »

65. Nous allons revenir plus en détail ci-après sur ces différentes avenues mais il importe dès maintenant de souligner que les dossiers d'investissement en vertu de l'article 73 de la Loi traitant d'un dossier d'investissement précis et spécifique, n'offrent certainement pas le cadre d'intervention adéquat pour pouvoir faire une différence dans l'élaboration des plans de planification sans compter qu'une demande d'intervention en bonne et due forme doit être accordée par le Régie;

66. Par ailleurs, les dossiers tarifaires n'offrent pas non plus ce forum d'échanges dès le début du processus d'élaboration du plan de planification dont il est question ici. À nouveau, pour participer au processus tarifaire, une intervention doit être effectuée et être accordée par la Régie;

²⁴ N.S. 11 mai 2001, réinterrogatoire de M. Roach par Me Hamelin, p. 240, l. 20 à p. 241, l. 2.

²⁵ Pièce C-6-52, p. 10.

²⁶ Pièce HQT-8, document 6.1, p. 15.

67. Les témoins du Transporteur ont fait référence au fait que la planification du réseau est généralement décrite à la pièce HQT-9 qui fait partie d'une cause tarifaire. Or, selon le témoin de EBM, monsieur Cormier, ce client n'est pas invité ni ne peut participer au développement de ce document. Aussi, EBM n'est pas consulté non plus quant à la teneur ni aux sources d'information avant qu'il soit soumis comme pièce dans le cadre du dossier tarifaire²⁷;
68. Pour EBM, il n'y a pas de rencontres systématiques entre le Transporteur, les clients et les intervenants pour discuter de la planification future. Le Transporteur invoque le fait qu'il s'agit d'un processus en continu. Ce processus continu d'une cause tarifaire à une autre, tel qu'indiqué par le Transporteur, n'est pas une réponse valable au principe de coordination selon la FERC malgré ce qu'en disent les témoins du Transporteur²⁸;
69. Tel que mentionné précédemment (paragraphe 50 des présentes), la majorité des intervenants au dossier considèrent également que les processus actuels n'offrent pas ce qui est demandé afin de respecter le principe de la coordination;
70. NLH dans sa preuve indique ce qui suit à l'égard du principe de coordination qui n'est pas rencontré²⁹ :

« In paragraph 37 of his Response, Mr. Rose states that *since 2000, there is a Transmission System Planning Description as part of TransÉnergie's filing*. The term "description" is important – the fact that HQT describes its planning process to the Régie does not mean that HQT includes its customers in a "coordinated planning process"; it is yet another ex post exercise consisting of (partly) examining a plan that HQT has developed.

(...)

As evidenced by the table found in Appendix III, in the 6 rate cases mentioned in HQT-19, document 1, HQT's only customer to participate regularly in such cases was BEMI; however, this company did not participate in the first rate case, R-3401-98.

Not only is this an *ex post* process that does not involve HQT customers – it is also not a very thorough process. In the first rate case, the Régie limited the scope of its analysis of HQT's transmission planning to a forecast of the needs of HQT's clientele and planned investments with respect to potential future impacts on tariffs. This is what the Régie said in decision D-2000-102 :

[Our Translation] "After having analysed the intervenors comments, the Régie would like to clarify right away that the theme "Transmission Network Planning" should be limited to the forecasts of the needs of the clientele and planned investments, with respect to potential future impacts on tariffs, and, as a consequence, the title of this topic will be "Forecast of Needs and Planned Investments"."

²⁷ N.S. 19 avril 2011, témoignage en chef de M. Cormier, pp. 74 et 75.

²⁸ N.S. 22 octobre 2010, contre-interrogatoire du panel 3 par Me Hamelin, pp. 61 à 65.

²⁹ Pièce C-13-24, pp. 17 à 19.

[Original French version] « Après avoir analysé les commentaires des participants, la Régie tient à préciser d'emblée que le thème « *Planification du réseau de transport* » doit se limiter aux prévisions des besoins de la clientèle et investissements projetés en fonction des impacts tarifaires potentiels futurs, et en conséquence, le titre de ce thème sera « *Prévision des besoins et d'investissements projetés* ». »

71. Monsieur Bennett pour NLH témoigne aussi à l'effet suivant³⁰ :

« Here in Québec, NLH has participated in three investment approval files. So, R-3669-2009, R-3715-2009 and currently, the ongoing process with respect to R-3757-2011. We've participated in the system impact study process. We've participated in the complaint processes with HQT and the Régie as well as the rate hearing process.

And from my perspective, none of those processes, either separately or in combination, provide a meaningful engagement in the early stages of the planning process. And FERC was very clear on the importance of coordination. The customers must be included in the early stages and not nearly... excuse me, not merely given an opportunity to comment on transmission plans that were developed in the first instance without their input. »

72. L'extrait suivant du témoignage de monsieur Bennett est également fort pertinent³¹ :

« As a transmission customer, you know, meaningful participation in a transmission planning process means that there is engagement in the development of the transmission plan itself, in the study plan, engagement in the development of the base case and assumptions, and the review of the study results.

And critical access or the critical aspect rather of this process is that it should involve an exchange of information and that the process should facilitate a common understanding and provide the customer with confidence in the results of the planning process, such that the entire process is open and transparent and reduces therefore the potential for discriminatory treatment of non-affiliated transmission customers.

In terms of any planning process, I think it's fundamental that the identification of alternatives, the screening of these alternatives to ultimately identify the best option for a specific requirement is carried out and this could be achieved, you know, with a planning committee that includes customers, stakeholders and neighbouring transmission providers.

And certainly this was suggested by FERC in Order 890, that the group then could provide or offer an open or transparent forum for customers and other interested parties to review and provide feedback on planning alternatives for the transmission system.

And this process could inform stakeholders about the system, increase the transmission provider's understanding of stakeholders' perspectives on those alternatives and provide an opportunity to review the study results and to offer feedback on the planning alternatives that are proposed.

³⁰ N.S. 2 mai 2011, interrogatoire de M. Bennett par Me Turmel, p. 23, l. 12 à la p. 24, l. 6.

³¹ N.S. 2 mai 2011, interrogatoire de M. Bennett par Me Turmel, p. 27, l. 7 à la p. 29, l. 4.

And I'm not aware of any functional equivalent process here in Hydro-Québec's proposed process. »

(Nos soulignés)

73. Nous sommes d'avis que ce que la FERC suggère, c'est la mise en place d'un processus de « *stakeholdering* » ou d'un comité de planification tel que décrit plus haut dans l'extrait de la FERC et lors du témoignage de monsieur Pascal Cormier, témoin d'EBM³² :

« De plus, un autre élément qui a été apporté par le Transporteur à l'effet qu'il y a un processus de planification équivalent ou supérieur à la FERC était que les dossiers d'investissements devaient être approuvés par la Régie puis c'est un processus équivalent à un *stakeholder in process*.

Puis nous on considère que ce n'est pas équivalent ça. Actuellement, il n'existe pas de processus organisé avec des rencontres de planification avec les participants concernant la planification du réseau.

Les clients, sauf affiliés de HQT, ont fait référence à ça parce que madame Roquet a mentionné dans les notes sténo qu'il y a eu des consultations avec HQD pour certaines parties du développement du réseau de TransÉnergie. Donc, les clients ne sont pas systématiquement consultés et la preuve c'est qu'on n'a jamais été consultés.

Finalement, EBM est d'avis que le processus actuel de planification de HQT n'est pas égal ou supérieur à celui de l'annexe K du texte pro forma de la FERC.

Page suivante.

Afin d'illustrer la problématique du mode de planification actuel, je vais vous donner deux exemples de projet de développement de réseaux de HQT qu'il y a eu dans le passé. C'est les deux premiers exemples, un exemple d'un développement d'une nouvelle interconnexion et un exemple d'une probation d'un projet d'investissement lié à la réservation point-à-point. Ici on parle des documents qui ont été discutés hier, R-3715.

Finalement, je vais finir par deux portes ou enfin deux options pour améliorer le processus, à notre avis, soit un processus d'*open season* et je vais donner des exemples de *stakeholder in process* qui se fait dans les marchés voisins. »

(Nos soulignés)

74. Notre expert, monsieur Roach, est d'avis que le principe de coordination est probablement l'élément le plus essentiel et qu'il n'est pas rencontré en l'espèce³³ :

« The problem is that when Mr. Rose discusses his argument on comparability, that he points to a lot of existing features of a planning process, they have merit. I won't dispute that. But there is something absolutely essential that is missing and what's missing is that there is no opportunity for transmission customers and stakeholders to have what FERC calls, quote, timely and meaningful input to the process. That's what I see as missing.

³² N.S. 19 avril 2011, témoignage en chef de M. Cormier, pp. 74 à 76.

³³ N.S. 19 avril 2011, témoignage en chef de M. Roach, p. 124, l. 2 à la p. 125, l. 8.

You see in this quote the words « timely and meaningful input and participation of all interested customers and other stakeholders ».

You'll see too that FERC emphasizes, as did Pascal earlier, that they want these parties in early on before the transmission plan is a *fait accompli*, before it is already baked. They want the chance to hear other ideas about how the transmission system should be built out, how it should be expanded.

When I looked at Mr. Rose's argument and what he pointed to, again, what he seemed to be pointing to me was to litigation and that's not in my view what FERC had in mind. It is an open process. You're invited as a transmission customer to come in and to express your views and to really have an impact early on. »

(Nos soulignés)

75. Monsieur Roach donne les exemples de *Big Rivers* et de *Bonneville* en ce qui a trait au respect du principe de la coordination, la notion de « *stakeholding* » et les autres exigences requises à l'annexe K³⁴ :

« And one of the things that Big Rivers did was to go out of its way to talk about and to present an Attachment K. And if you were to read it, what you would see is that Big Rivers, in its argument for meeting the Attachment K requirement, it constantly refers to opportunities for early participation by stakeholders. It mentions a regional stakeholder group and that's how it justifies, that's how it shows that it meets several of the nine standards by FERC, standards such as coordination, openness, transparency and economic planning studies.

(...)

If you go to Bonneville's website, there is an Attachment K link and they will take you to Attachment K and they list the ways that customers can participate in their planning process. And I've drawn a few quotes from them. They talk, quote, about meeting specifically designed to gather input and comment. They talk about posting planning studies and supporting assumptions for those, those studies and they put that out for comment. Again, they consistently reach out and they talk about posting the BPA plan. »

(Nos soulignés)

76. Monsieur Roach soumet à juste titre qu'un processus litigieux tel que proposé par monsieur Rose avec ses exemples de dossiers d'investissements et de causes tarifaires, n'était pas ce que la FERC avait en tête lorsqu'elle réfère à la participation des intervenants dans le processus de planification³⁵ :

« 105. Moreover, a quick reading of those references reveals a fundamental deficiency – for the most part Mr. Rose is saying that stakeholders must litigate to participate in HQT's transmission planning process. This can be seen in Mr. Rose's discussion (¶29-41) of two of the key ways customers and stakeholders are permitted to participate in HQT's transmission planning process – through the Régie's review process for new transmission projects (under Section 73 of the

³⁴ N.S. 19 avril 2011, témoignage en chef de M. Roach, p. 126, l. 3 à l. 17 et p. 127, l. 2 à l. 15.

³⁵ Pièce C-6-56, pp. 53 et 54.

Act) and through HQT's periodic Rate Cases. In discussing participation in the Section 73 process, Mr. Rose states:

This process is separate from, and supplemental to tariff cases. It is a review that is open to interested persons and that allows intervenors from both inside and outside Quebec with interests in TransEnergie transmission investment. This process provided by law allows for examination of witnesses. The process is subject to public notice. Transmission investments and plans are subject to challenge by intervenors.

(...)

108. Litigation is not what the FERC had in mind when it required that the Attachment K planning process must allow for the timely and meaningful input by any and all stakeholders; and the word 'timely' clearly means prior to HQT's final decision on which transmission investment it wants to pursue. As already quoted above, the FERC stated:

We reiterate, however, that the planning process must provide for the timely and meaningful input and participation of all interested customers and other stakeholders in the development of transmission plans. Customers and other stakeholders therefore must have the opportunity to participate at the early stages of the development of the transmission plan, rather than merely given an opportunity to comment on transmission plans that were developed in the first instance without their input. »

77. Il est assez surprenant de constater que monsieur Rose semble d'avis que les éléments de coordination dont il est fait référence ci-haut auraient été préparés par les participants de marché³⁶. Cela dénote une méconnaissance du processus de planification actuel :

« Q.39 Yes. I refer you to the last sentence when... and it reads:

« 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. »

Mr. Rose, do you know if HQT has crafted coordination requirements with the input of their customers and other stakeholders?

R. Yes, my understanding is that the word « stakeholders » also refers to regulatory commissions and there is a process in place in which there is ongoing dialogue, there is a history of dialogue that involves customers, the HQT and the Régie and the stay of affairs here I think of it as the vector addition in mathematical terms of the various different opinions and ideas that have been expressed as brought together by the Régie.

Q.40 Sorry, Mr. Rose. Here, I'm referring to crafting coordination requirements. My question again is have HQT with the clients and the other interested parties crafted coordination requirements together?

³⁶ N.S. 22 octobre 2010, contre-interrogatoire de M. Rose par Me Hamelin, p. 35, l. 17 à la p. 38, l. 20.

25 R. Yes, I believe that the situation at... there is a planning process, there is coordination aspects of that. I've described that at some length as to what I see as the coordination and I believe that that's the result of work and input from various different parties as determined ultimately in the dispute resolution aspect of this by the Régie.

9 Q.41 Is there a document referring to this coordination requirement that those parties would have drafted together?

R. No, I haven't seen any document as such. I've seen a body of law and processes that reflect input from various different parties to have coordination requirements. I've summarized how I see coordination in paragraph 89 a) of responses 6.5 and 6.6. and I don't believe that it's embodied in any single document but rather reflects a body of documents.

Q.42 So, your testimony today is the fact that there is a whole planning process, complaint files, rate cases. During the understanding of that, is that this whole body of planning process has been crafted together by the clients, HQT, and the stakeholders?

3 R. Well, you know, Ma'am, I'm not just referring to the complaints. I'm also referring to the...

Q.43 But to the whole process.

R. The Act, the various different rules and stuff like that and it's true that, in the crafting, the Régie has a disproportionate weight in giving the ultimate shape and form but I think that that is my view of how... what the situation is here in Quebec, that there is a process that has been crafted through many years and so, you know, it's... In my own efforts to, if you will, map Attachment K and FERC requirements with the various different features of this system, it's a complicated process but I do see a crafting of coordination. »

(Nos soulignés)

78. Il est encore plus étonnant de voir que pour monsieur Rose un dossier tarifaire ne serait pas considéré comme un « *stakeholder meeting* » aux États-Unis mais qu'il pourrait l'être au Canada³⁷ :

« Q.44 In this quote, you refer... well, FERC refers to - maybe it will be easier if I read it:

« The Commission adopts the coordination principle proposed in the NOPR, ... overwhelming desired flexibility as to the coordination principle such as we will not describe the requirements for coordination such as the minimum number of meetings to be recorded each year, the scope of the meetings, the notice requirements, the format and any other features. »

Would you agree with me, Mr. Rose, that a rate case would not be considered a stakeholder meeting in the U.S.?

³⁷ N.S. 22 octobre 2010, contre-interrogatoire de M. Rose par Me Hamelin, p. 38, l. 21 à la p. 41, l. 13.

R. Yes, I believe in the U.S. it would not be so considered and, of course, the corollary to that is that my oft expressed view which is I believe it would constitute a meeting vis-à-vis Canada given the special situations in Canada.

Q.45 Would you believe that an investment file, Section 73 of the Act, would not be considered a stakeholder meeting in the U.S.?

R. Yes, I would agree in the similar vein that I've answered the previous question which is in the U.S. I don't think it would be considered a meeting but I believe in Canada it will qualify as a *bona fide* part of the process.

Q.46 Would you agree with me that a complaint file would not be considered a stakeholder meeting in the U.S.?

R. Yes, and my answer would be parallel to the previous two, with respect to the situation in the U.S. vis-à-vis Canada.

Q.47 And if I were to add BAPE hearings and parliamentary commissions, would your answer be the same?

R. With respect to the environmental hearings, to the extent that they're hearings, I don't think they would be considered meetings. With respect to the parliamentary review, FERC is explicitly acknowledging in its most recent decisions that public policy is now an important focus of the process and that you have to get input from... taking into account what the federal government is saying and what the State government is saying. So, any process that would allow that to happen, I think would be potentially considered a meeting or constitute an input. So, the - if I could use the term - the current modifications to Order 890 that are under consideration are suffused with public policy concerns. »

(Nos soulignés)

79. En fait, pour monsieur Rose un « *stakeholder meeting* » comporterait un élément litigieux mais moins important que dans le contexte réglementaire³⁸ :

« Q.54 Can you explain, Mr. Rose, what is the difference between, in the U.S., what is the difference between a stakeholder process and a regulatory process?

M. JUDAH ROSE :

R. A regulatory process, in my mind, involves aspects of administrative law. And the stakeholder process has some legal aspects but less.

It's not clear how dispute resolution is ultimately going to be handled as part of the stakeholder process and the extent to which, you know, legal processes will be involved.

But the general idea is there would be less legal in the stakeholder process.

Q.55 So, if I understand a portion of your answer correctly, you say that a stakeholder includes dispute resolution, that's what you just said?

³⁸ N.S. 22 octobre 2010, contre-interrogatoire de M. Rose par Me Hamelin, p. 46, l. 4 à p. 47, l. 16.

R. The stakeholder process ultimately requires, yes... you know, it's part of an entire process that requires dispute resolution. And, you know, again I'm not a lawyer but, you know, in the arbitrations that I've been in, to me, I consider them sort of legal. And you have mediations that are often done by lawyers. And the stakeholder processes themselves have a legal underpinning, that is the organization of States that are involved in the processes have constituting documents with respect to how they're constituted.

So again, I'm not a lawyer, but I stand by my previous answer which is the general idea is that it's less legal of a process. »

(Nos soulignés)

80. Avec respect, monsieur Rose ne semble pas avoir une grande connaissance des processus auxquels le Transporteur réfère pour tenter de démontrer que la planification actuelle répond aux exigences de la FERC et on ne peut donc attribuer beaucoup de valeur à son analyse comparative :

- par exemple dans la demande de renseignements HQT-8, document 6.1, il fait référence à de nombreuses reprises à l'expression « *I understand that...* », « *I am informed* », « *I am told* »;
- il n'est pas au fait que le processus de plaintes implique essentiellement 2 parties³⁹;
- monsieur Rose n'était pas certain d'avoir pris connaissance de décisions de la Régie en vertu de l'article 73 de la Loi⁴⁰ et finit par confirmer qu'il n'a pas vérifié aucune décision sous cet article à l'exception de certains extraits cités par les intervenants⁴¹;
- monsieur Rose n'était pas en mesure de dire s'il avait les pièces HQT-15 à HQT-27 pour la préparation de son rapport⁴²;
- dans son rapport, il s'en remettait essentiellement aux témoins du Transporteur⁴³ :
« More information is available from TransEnergie witnesses... »
- dans son rapport, il indique à deux reprises avoir une connaissance limitée du processus de planification⁴⁴ :
« My familiarity with the existing TransEnergie planning process is limited and I have not conducted a detailed review of the process.

(...)

³⁹ N.S. 22 octobre 2010, contre-interrogatoire de M. Rose par Me Hamelin, p. 44., l. 6 à l. 15.

⁴⁰ N.S. 22 octobre 2010, contre-interrogatoire de M. Rose par Me Hamelin, pp. 77 à 84.

⁴¹ N.S. 22 octobre 2010, contre-interrogatoire de M. Rose par Me Hamelin, p. 91.

⁴² N.S. 22 octobre 2010, contre-interrogatoire de M. Rose par Me Hamelin, pp. 109 à 110.

⁴³ Pièce B-110, HQT-12, document 1, pp. 12, 48, 50 et 51.

⁴⁴ Pièce B-110-, HQT-12, document 1, pp. 12 et 48.

I note that I have not conducted a detailed review of TransEnergie planning, and hence, I am not addressing the full range differences between the TransEnergie and U.S. systems. »

81. Pour conclure sur le sujet de la coordination, nous rappelons la position d'EBM telle qu'expliquée par monsieur Cormier⁴⁵ :

« Selon nous, le mécanisme actuel ne rencontre pas les principes énoncés par la FERC. Les dossiers réglementés n'équivalent pas un processus de planification ouvert. Il y a une certaine rigidité qu'il y a dans les processus réglementaires qu'on ne rencontre pas dans une rencontre à bâtons rompus où est-ce qu'il y a des discussions à plusieurs reprises.

D'un côté, on parle d'un processus réglementé requérant des procédures, interventions, DDR, preuves, des débats, des décisions de la Régie par opposition à des rencontres de *stakeholders*, des échanges d'informations pertinentes en temps utile avant le dépôt d'un plan de planification. »

L'ouverture

82. Ce principe rejoint le principe de la coordination puisqu'il prévoit que les rencontres de planification devraient être ouvertes à toutes les parties intéressées. On retrouve la description de ce principe aux extraits suivants de l'ordonnance 890 de la FERC :

« **b. Openness**

455. In the NOPR, the Commission proposed that transmission planning meetings must be open to all affected parties (including all transmission and interconnection customers and state authorities). The Commission also sought comment on whether there are any circumstances under which participation should be limited, for example, to address confidentiality concerns.

(...)

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. (...) »

(Nos soulignés)

83. L'ordonnance 890-A de la FERC est essentiellement au même effet :

« **b. Openness**

192. In order to satisfy the openness principle, transmission planning meetings must be open to all affected parties including, but not limited to, all transmission and interconnection customers, state commissions and other stakeholders. The Commission recognized in Order No. 890 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. The Commission emphasized, however, that the overall development of the plan must remain open.

⁴⁵ N.S. 19 avril 2011, témoignage en chef de M. Cormier, pp. 73 et 74.

(...)

Commission Determination

194. The Commission agrees with TDU Systems that the circumstances under which participation in a planning meeting is limited should be clearly described in the transmission provider's Attachment K planning process. All affected parties must be able to understand how, and when, they are able to participate in planning activities. »

(Nos soulignés)

84. Nous soumettons que ce principe n'est pas rencontré puisqu'au départ, le Transporteur ne propose même pas d'adopter un processus de rencontres avec l'ensemble des intervenants pour l'élaboration de la planification du réseau de transport;

La transparence

85. Notre expert monsieur Roach décrit ce principe de la façon suivante dans son rapport⁴⁶ :

« 113. The FERC then turned to the third principle – Transparency. In its discussion the FERC stated that “each transmission provider must describe in its planning process the method(s) it will use to disclose the criteria, assumptions and data that underlie its transmission system plans.” The FERC went on to say that “sufficient information should be made available to enable customers, other stakeholders, and independent third parties 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. »

(Nos soulignés)

86. La simple production de la pièce HQT-9 dans le contexte d'une cause tarifaire ne satisfait pas à ce principe. Aussi, tel que le mentionne monsieur Marshall, le Transporteur ne fournit aucun détail sur la méthodologie ou les données sources utilisées⁴⁷;
87. L'exemple du développement d'un projet de ligne entre la Nouvelle-Angleterre (New-Hampshire) et le Québec fournit par EBM dans le cadre de sa preuve est parlant. D'une part, il montre le processus de planification qui existe chez nos voisins en l'occurrence le « *Planning Advisory Committee* » de l'ISO-NE et d'autre part, le délai de traitement avant qu'une telle information apparaisse de façon transparente dans le cadre du processus de planification actuel du Transporteur;
88. En effet, par cet exemple, nous voulions démontrer que malgré la connaissance de ce projet par le Transporteur dès le 18 décembre 2007, la pièce HQT-9 déposée dans la cause tarifaire 2009 ne réfère aucunement à cette nouvelle interconnexion⁴⁸;
89. Ce n'est que dans les causes tarifaires 2010 et 2011 que l'on retrouve pour la première fois la mention « interconnexion Nouvelle-Angleterre » qui réfère potentiellement à cette nouvelle interconnexion;

⁴⁶ Pièce C-6-56, p. 56.

⁴⁷ Pièce C-6-52, pp. 10 et 11, section intitulée « Transparency ».

⁴⁸ Pièce C-6-104, p. 10.

90. Il appert de ce qui précède que la possibilité d'intervention dans le cadre de la cause tarifaire arrive clairement après le processus de planification, « *after the fact* » comme le dit la FERC;
91. Aussi, malgré le fait qu'il y ait 4 demandes de service de transport pour un même nouveau chemin, le Transporteur n'a procédé à aucune demande de rencontres entre les trois participants de marché impliqués pour discuter du projet de façon coordonnée et transparente⁴⁹;
92. Dans la lettre du 31 mars 2008 de Northeast Utilities System, l'on voit l'importance et la portée d'un comité de planification ainsi que l'importance de la coordination avec les participants et parties intéressées. On peut y lire⁵⁰ :

« Over the past six months NU has reached out extensively to ISO-New England and to the other stakeholders in the New England energy marketplace with the goal of promoting a common view and unified approach toward finding the best energy and environmental solutions for our region. Though it would overstate that we have established a consensus on our vision for New England's energy future, multiple stakeholders have indicated they believe we are moving in the right direction and that our portfolio of solutions (aggressive DSM, New England renewable resource development, and increased interconnectivity with Hydro-Québec) will go along way for creating appropriate bridges between our regions economic, reliability, and environmental goals. In addition to the solutions referenced in this study request, NU continues to work collaboratively with regional stakeholders on ideas and concepts that might provide additional value for consumers in the region. »

(Nos soulignés)

93. Le Transporteur infère des attentes qui ne sont pas celles formulées par EBM⁵¹ tel qu'il appert de ce qui précède et des notes sténographiques lors de la présentation de cet exemple⁵² :

« Par la suite, maintenant voici comment ce même projet a été introduit dans le processus de planification, à la Régie j'entends.

Nouvelle interconnexion et causes tarifaires. Selon les témoins d'HQT, la pièce HQT-9 déposée dans le cadre des causes tarifaires, est le document qui traite de planification et qui permet d'en débattre de façon ouverte, transparente et coordonnée. Ici, il y a les références aux notes sténo.

La pièce HQT-9 déposée dans la cause tarifaire 2009 ne semble pas mentionner ce nouveau lien qu'on appelle New Hampshire. La première fois qu'on en parle c'est dans la cause tarifaire 2010, document HQT-9 déposé au mois de juillet, le 30 juillet 2009. Donc, première mention à la Régie en juillet 2009. »

⁴⁹ Pièce C-106-104, p. 12;

⁵⁰ Pièce C-6-111, p. 3.

⁵¹ Voir argumentation du Transporteur, para. 255.

⁵² N.S. 19 avril 2011, témoignage en chef panel EBM, p. 88, l. 5 à l. 29.

94. Le point soulevé par cet exemple est donc de faire la démonstration que le processus actuel ne rencontre pas le principe de transparence, sans oublier celui de la coordination, puisque malgré la connaissance spécifique d'informations pertinentes au processus de planification, le Transporteur n'avait pas jugé utile d'y faire mention publiquement avant le 30 juillet 2009;
95. L'adoption d'une annexe K permettrait d'avoir un forum québécois approprié pour discuter de nouveaux projets tels l'ajout d'une interconnexion ou la modification à une interconnexion actuelle. Actuellement, dans le contexte de la Loi et du Tarif, un tel forum n'existe pas;
96. En effet, selon le témoignage de monsieur Clermont, la seule possibilité pour permettre à des clients du service de transport de participer au développement d'un nouveau projet est de faire une demande de service⁵³;
97. Nous référons également la Régie à la question soumise par la régisseuse madame Gervais qui réfère essentiellement à la même question⁵⁴ :

« Q.172 C'est bien, merci. Alors, ma deuxième question, ça s'adresse également au panel, je ne sais pas lequel de vous trois voudrez bien répondre.

J'ai bien entendu votre description du processus évolutif, dynamique et continu que vous avez fait ce matin et hier. Là, ce que je n'arrive pas à identifier dans votre processus c'est à quelle partie de ce processus-là je pourrais qualifier de ce que moi je connais dans une autre vie, dans le monde du gaz naturel, à un *open season*, dans le sens d'avoir une vue globale des besoins futurs et une vision de développement plus à long terme ou prochain.

J'aimerais ça que vous me situiez à quelle étape de votre processus continu finalement... et je me permets d'ajouter que suite à la dernière réponse, la dernière question de maître Hamelin, ou ce que j'en ai compris, si on regarde une demande en 2008 et ensuite on regarde la demande en 2009 et on regarde avant, je veux juste voir comment tout ça s'enchaînait, à quel moment une entité peut faire rentrer, autre que par une demande spécifique, une vision ou une idée de dire: Est-ce qu'on pourrait considérer une plus grande demande, par exemple, pour un besoin futur? Alors, je voudrais juste voir à quel moment ces idées-là dans votre processus peuvent être mises sur la table?

Je fais référence à l'*open season* au niveau du gaz parce que c'est ce qui m'est familier. J'aimerais voir qu'est-ce qui est comparable à ça dans votre processus. Si vous pouvez m'éclairer, c'est juste que je ne le vois pas. Il est peut-être là mais je ne le vois pas et j'aimerais que vous m'éclairiez là-dessus. Merci.

R. Si vous me permettez une minute pour conférer avec mes collègues.

M. SYLVAIN CLERMONT :

R. Le principe de base c'est qu'on répond à des demandes. Il n'y a pas dans les tarifs actuels, et ça a été discuté dans d'autres causes, il n'y a pas dans les tarifs actuels de provision pour un *open season*. Entre autres, avec les fins

⁵³ N.S. 22 octobre 2010, contre-interrogatoire de M. Clermont par Me Hamelin, p. 70, l. 17 à 25 à p. 71, l. 1 à 4.

⁵⁴ N.S. 22 octobre 2010, contre-interrogatoire de M. Clermont par madame la régisseuse Gervais, pp. 134 à 137.

cohérentes des ajouts, de la politique d'ajout au réseau, le cadre ne prévoit pas de mécanisme d'*open season* comme celui auquel vous faites référence et qu'on voit parfois aux États-Unis, parce qu'entre autres, le cadre, ne serait-ce que pour savoir qui paie est différent, mais au Québec, la Régie n'a pas reconnu qu'il y avait obligation ou même qu'il y avait possibilité de faire d'*open season*.

Bien, la Régie n'a pas de décision qui a dit c'est impossible d'en faire. Mais la Régie a reconnu qu'au Québec l'*open season* n'était pas un mécanisme qui était cohérent avec le cadre.

Donc, votre façon de signifier votre intérêt c'est via une demande de service ou via une demande de service en réaction à une autre demande de service. »

(Nos soulignés)

b) Les autres exigences de l'annexe K

98. Nous ferons ci-après quelques commentaires sur les autres principes applicables;

99. Au niveau du principe de l'échange d'information, au paragraphe 480 de l'ordonnance 890 de la FERC, on peut lire :

« 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. The Commission also stated that transmission providers must allow market participants the opportunity to review and comment on draft transmission plans. »

100. Aussi, au paragraphe 486, la FERC affirme :

« 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. (...) »

(Nos soulignés)

101. Au sujet de ce principe, notre expert monsieur Marshall indique⁵⁵ :

« 4. Information Exchange – The obligations of and methods for customers to submit data to transmission providers are not included in the tariff other than as a consequence of a transmission request or a system impact study request; »

⁵⁵ Pièce C-6-52, p. 11.

102. De plus, il n'existe aucun processus par lequel le Transporteur, en consultation avec les clients et autres intervenants, aurait développé un processus et des lignes directrices pour la transmission d'informations pertinentes à la planification;
103. Au niveau du principe de règlement des différends, au paragraphe 501 de l'ordonnance 890 de la FERC, il est spécifié que les transporteurs doivent développer un processus de résolution de litiges qui pourrait découler de l'adoption d'un processus de planification;
104. Contrairement à ce que pourrait prétendre le Transporteur, nous soumettons que le processus de plaintes qui existe présentement ne répond pas à cette exigence de la FERC puisqu'il est limité à l'application d'un tarif ou d'une condition de transport d'électricité⁵⁶. Il n'existe aucun processus de plaintes spécifique au sujet d'une problématique relative à la planification du réseau de transport par le Transporteur;
105. Quant au principe de la coordination régionale, nous vous référons également aux commentaires de monsieur Marshall⁵⁷;
106. Relativement au principe des études économiques, au paragraphe 542 de l'ordonnance 890 de la FERC, on peut lire :
- « 542. (...) At the outset, we wish to clarify that our primary objective in adopting this principle is to ensure that the transmission planning process encompasses more than reliability considerations. Although planning to maintain reliability is a critical priority, it is not the only one. Planning involves both reliability and economic considerations. When planning to serve native load customers, a prudent vertically integrated transmission provider will plan not only to maintain reliability, but also consider whether transmission upgrades or other investments can reduce the overall costs of serving native load. Such upgrades can, for example, reduce congestion (redispatch) costs or integrate efficient new resources (including demand resources) and new or growing loads. Thus, to represent good utility practice and provide comparable service, the transmission planning process under the pro forma OATT must consider both reliability and economic considerations. The purpose of this principle is to ensure that the latter is considered adequately in the transmission planning process. »
107. Il appert de l'ensemble du présent dossier que de telles études ne sont pas offertes par le Transporteur dans le cadre des différents processus de planification auxquels il fait référence;
108. Nous vous référons également aux commentaires suivants de notre expert monsieur Marshall⁵⁸ :
- « Economic Planning Studies – No study procedures for economic upgrades to address congestion or the integration of new resources, both locally and regionally have been provided in the evidence. The only reference is that new investments greater than \$25 million required to meet demand and maintain reliability are, according the law, subject to approval by the Régie. Also the Régie has required the policy for network upgrades (Attachment J) to be included in the tariff. »

⁵⁶ Article 12 des tarifs actuels et articles 86 et suivants de la Loi (Onglet #2).

⁵⁷ Pièce C-6-52, p. 11.

⁵⁸ Pièce C-6-52, p. 11.

109. Comme on peut le voir du projet d'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre (New Hampshire), ce genre d'étude est nécessaire dans le contexte de la planification;

110. En effet, rappelons que dans ce cas, Northeast Utilities System a effectué la demande d'étude suivante⁵⁹ :

« Accordingly, as part of the economic studies that will be undertaken by ISO-NE in accordance with Attachment K of FERC Order 890, we are formally requesting an analysis of increases to the North-South New England (Vermont and New Hampshire into Massachussets) transfer capability. We would request that this analysis study the best ways to increase the New England North-South transfer capability by 1,500-2,500 MW. »

111. Il est également important de noter qu'HQ Energy Services (U.S.) Inc. (ci-après « HQUS »), par l'entremise de son ancien président, monsieur Brosseau, a spécifiquement souscrit à cette demande de la façon suivante⁶⁰ :

« Hydro-Québec Energy Services US supports the Northeast Utilities request for the above described study in accordance with attachment K of FERC Order 890. »

c) Certains éléments additionnels concernant le processus actuel de planification

112. Tel qu'indiqué précédemment, aucun des processus de planification actuels auxquels le Transporteur réfère ne répond de façon spécifique aux principes de coordination, d'ouverture et de transparence puisqu'ils n'offrent pas aux parties intéressées et/ou aux clients du Transporteur de forum de discussions et d'échanges avant que ce dernier ne soumette les informations qu'il juge pertinentes en matière de planification;

113. Par exemple, aucun client ni intervenant du marché ne peut intervenir de quelque façon que ce soit dans le contexte de l'élaboration du plan stratégique d'Hydro-Québec qui est produit de façon unilatérale par Hydro-Québec pour fins d'approbation par l'Assemblée nationale;

114. Tel que mentionné plus haut, les clients ou les participants de marché ne peuvent également intervenir dans l'élaboration de la pièce HQT-9 (planification du réseau de transport dans le dossier R-3706-2009) et ce, même s'ils obtenaient le statut d'intervenant dans le cadre d'un dossier tarifaire;

115. La pièce HQT-9, dont un exemplaire a été produit sous la pièce HQT-20, document 1, donne manifestement peu d'information sur les investissements et mises en service projetées sur un horizon de 10 ans, tel qu'il appert notamment du tableau 7 intitulé « Investissement par catégorie à l'horizon 2019 (M\$) » à la page 21;

116. Aussi, tel que soumis par notre expert monsieur Roach, la FERC, dans l'élaboration de ses principes, n'avait clairement pas en tête un processus à caractère réglementaire ou litigieux impliquant des demandes d'intervention formelles devant un régulateur, un

⁵⁹ Pièce C-6-111, p. 1.

⁶⁰ Pièce C-6-111, p. 4.

processus de demandes de renseignements afin d'accéder à l'obtention de certaines informations et la participation active à une audience⁶¹ :

«115 The point is that, by referencing to opportunities to litigate, Mr. Rose fails to show the existing HQT planning process provides the kind of opportunity for timely and meaningful stakeholder participation which the FERC would require in Attachment K. With this failure alone, and putting aside other possible deficiencies, Mr. Rose has failed to show that the HQT transmission planning process substantially conforms with or is superior to the Attachment K of the *pro forma* OATT formed by the 890 Orders. »

117. Les dossiers d'investissements en vertu de l'article 73 de la Loi n'offrent pas non plus le forum adéquat pour participer ou encore questionner le processus de planification du Transporteur;
118. Dans le cadre de l'application de l'article 73 de la Loi et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*, R.R.Q., c. R-6.01, r.2, la Régie approuve ou refuse un projet sur la base des renseignements fournis. Ce processus ne permet pas de soumettre à l'approbation de la Régie un nouveau projet⁶²;
119. L'examen effectué par la Régie est de s'assurer du respect des exigences de nature « technico-économique » et de s'assurer de la justification du projet en fonction de ses objectifs⁶³;
120. Par ailleurs, les documents produits en liasse (pièces C-6-52 et C-6-86) émanant du dossier R-3715-2009 constituent un exemple du cadre limité de l'article 73 considéré sous l'angle du processus de planification;
121. Les dossiers d'investissements devant la Régie et sans vouloir critiquer le processus réglementaire, ne constituent pas un mécanisme approprié pour un client qui voudrait soulever que ses droits pourraient être affectés dans le cadre d'un projet spécifique d'investissement présenté à la Régie pour fins d'approbation;
122. Dans le cadre du dossier R-3715-2009, bien qu'EBM détient des conventions de service de transport sur l'interconnexion HQT-NE faisant l'objet de la demande d'investissement du Transporteur, elle n'a pas été en mesure de questionner et d'obtenir différentes informations pour s'assurer que le projet proposé allait se faire dans le respect de ses droits;
123. En effet, dans le contexte du dossier en vertu de l'article 73, la Régie, dans le cadre de la décision D-2010-051 (pièce C-6-52, #5)⁶⁴ a jugé que l'étude d'impact, l'évaluation de la disponibilité du service de transport du réseau et la gestion de la congestion sur le réseau à une période antérieure à la demande étaient toutes non pertinentes à l'examen d'un dossier d'investissement déposé en vertu de l'article 73 et a refusé les demandes de renseignements d'EBM;

⁶¹ Pièce C-6-56, p. 57.

⁶² Décisions D-2008-057 (Onglet #3), D-2009-140 (Onglet #4) et pièce C-6-53 #4, réplique d'HQT datée du 1^{er} mai 2010, p. 2.

⁶³ Décision D-2007-20 (Onglet #5), p. 4.

⁶⁴ Décision D-2010-051 (Onglet #6), para. 16, 17, 23 et 24.

124. De plus, à la lecture du rapport d'étude d'impact (pièce C-6-89), l'on constate que l'on ne prend aucunement en considération les droits de renouvellement d'EBM qui ont été depuis reconnus par la Régie dans la décision D-2010-160 (pièce C-6-73) dans l'évaluation des capacités de l'interconnexion HQT-NE jusqu'à la fin de sa vie utile décrite comme étant l'année 2036;
125. Ainsi, le processus actuel de dossiers d'investissement en vertu de l'article 73 de la Loi est clairement d'aucun recours même pour un client ayant des droits qui pourraient être affectés comme, par exemple, dans le contexte des droits de renouvellement qui ont un lien direct avec la planification du Transporteur;
126. Il existe d'ailleurs un lien important à faire entre les droits de renouvellement et la planification du réseau du Transporteur. Notre expert monsieur Roach indique à son rapport⁶⁵ :

« 80. One final point should be made about the link FERC made between the reform of Section 2.2 and the addition of Attachment K. In essence, as seen in the two quotes which follow, FERC ruled that there can be no reform of Section 2.2 (the increase to a 5-year term) unless and until the Transmission Provider successfully files an Attachment K. As documented in the next section of my Report, HQT has not filed an Attachment K.

The Commission denies rehearing of the determination to tie the effectiveness of rollover reform to the acceptance of the transmission provider's coordinated and regional planning process required under Order No. 890. As the Commission explained in Order No. 890, reforms regarding rollovers and transmission planning must proceed together because they are closely related. Under our longstanding policy, transmission service eligible for a rollover right must be set aside for rollover customers and included in transmission planning. Duke is therefore incorrect in suggesting that the Commission did not rely on our planning-related reforms when fashioning a remedy to ensure rollover policies remain just and reasonable and not unduly discriminatory.⁶⁶

With regard to TAPS' concern regarding the timing of compliance filings implementing the new rollover policies, we reiterate that the previously existing rollover provisions will remain in effect for the transmission provider until such time as the Commission accepts the transmission provider's Attachment K compliance filing. Accordingly, it is only after a transmission provider's Attachment K planning process is accepted by the Commission that the transmission provider should file the rollover reform language, and the effective date of that language should be commensurate with the date of that filing. We have revised section 2.2 of the pro forma OATT to make this clear.

(...)

As the Commission explained in Order No. 890, reforms regarding rollovers and transmission planning must proceed together because they are closely related. Under our longstanding policy, transmission service eligible for a rollover right must be set aside for rollover customers and included in transmission planning.

⁶⁵ Pièce C-6-56, p. 41.

⁶⁶ Order No. 890-A, para. 683.

(...)

Accordingly, it is only after a transmission provider's Attachment K planning process is accepted by the Commission that the transmission provider should file the rollover reform language, and the effective date of that language should be commensurate with the date of that filing. »

127. Le dossier R-3715-2009 permet également de démontrer le non-respect du principe de coordination (« *interact meaningfully* » et « *timely and meaningful input* »), de même que le non-respect du principe de transparence (« *disclose to all customers basic criteria, assumptions data that underlie the plans* »);
128. Le Transporteur soulève que peu de clients participent à ce processus⁶⁷. Cet état de fait est dû à n'en pas douter au cadre restreint et limité d'intervention possible en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement;
129. À ce sujet, l'intervenante NLH indique ce qui suit⁶⁸ :
- « NLH's contention here is not that HQT customers are physically prevented from intervening in these files, but that they are not interested to do so because true transmission planning does not take place in these files. This is also a consequence of the intervenors' role in such files and the scope allowed for their interventions. In Régie files, intervenors are [sic] required to limit their interventions to the approval of the project(s) in question; they are not meant to interact meaningfully with regards to transmission planning. »
130. Le Transporteur aussi a fait référence à l'article 12 A.5 des Tarifs portant sur les études exploratoires;
131. Or, à la lecture même de l'article 12 A.5 des Tarifs, l'on constate qu'il s'agit d'une demande de nature privée par un client qui veut essentiellement évaluer la faisabilité d'un raccordement à un projet de centrales. Ce processus n'a pas pour objet de permettre des échanges ou la communication d'information à d'autres clients ou parties intéressés en matière de planification du réseau de transport dans son sens large;
132. Le témoin de NLH, monsieur Bennett, indique ce qui suit au sujet de la portée des études exploratoires⁶⁹ :

« R. If I recall, and I don't have the Tariff in front of me, but if I recall, that was for integration of new resources here in this system and I don't understand that that process is inclusive and includes other interested stakeholders and other customers following the other principles that are identified by FERC in the Order. So, if I can have a moment, I will just take a look at the Tariff section. Yes, I see...

11H00

Q.138 So, you have looked at the article?

R. Yes, I have.

⁶⁷ Argumentation, thème 3, para. 168.

⁶⁸ Pièce C-13-24, p. 11.

⁶⁹ N.S. 4 mai 2011, contre-interrogatoire de M. Bennett par Me Hivon, p. 91, l. 7 à p. 92, l. 4.

Q.139 And can you identify to us where in this section it is mentioned that it is only for integration of a resource?

R. My notion is that the first sentence prior to the request to connect to a generating station, I would say that that's a local resource, a generating station on the transmission provider system, that's my interpretation of that sentence. »

133. Pour ce qui est du processus d'intervention auprès du BAPE, il y a lieu de rappeler qu'il concerne essentiellement des questions relatives à l'environnement et non pas spécifiquement à la planification;

134. En effet, l'article 6.3 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, L.R.Q. c. Q-2, mentionne ce qui suit :

« **6.3.** Le Bureau a pour fonctions d'enquêter sur toute question relative à la qualité de l'environnement que lui soumet le ministre et de faire rapport à ce dernier de ses constatations ainsi que de l'analyse qu'il en a faite.

Il doit tenir des audiences publiques dans les cas où le ministre le requiert.

Cependant, le Bureau ne peut enquêter dans le cadre de la procédure d'évaluation et d'examen prévue aux sections II et III du chapitre II.

Sauf dans le cadre de l'application de l'article 31.3, le ministre publie un avis à la *Gazette officielle du Québec* de tout mandat d'enquête qu'il confie au Bureau. »

135. L'intervenante NLH rappelle dans son mémoire la mission du BAPE⁷⁰ :

« On the BAPE's website, we also find the following mission statement for this organization :

« **Mission**

The Bureau d'audiences publiques sur l'environnement is an independent agency that reports to the Minister of Sustainable Development, Environment and Parks. Its mission is to enlighten government decision-making in a sustainable development perspective, which encompasses the biophysical, social and economic aspects. » »

136. En fonction de ce qui précède, nous réitérons la conclusion formulée par notre expert monsieur Marshall à son rapport⁷¹ :

« The Hydro-Quebec process does not meet the nine planning principles and I've detailed some of that in my evidence but, for example, I think we've heard from Mr. Cormier and Dr. Roach, there is no process for consultation and coordination with customers. There is no open planning meetings except after a project comes here before the Régie. There is no provision of models and data for transparency and there is no study procedure for overall look at economic upgrades to the system and what they can do for the whole market place. »

⁷⁰ Pièce C-13-24, p. 25.

⁷¹ N.S. 19 avril 2011, témoignage en chef de M. Marshall, p. 153, l. 12 à l. 25.

d) Les caractéristiques québécoises applicables

137. Le Transporteur plaide l'existence de caractéristiques particulières en ce qui a trait au réseau du Transporteur pour justifier sa position à l'effet qu'une annexe K ne devrait pas être requise au Québec⁷²;
138. De façon plus spécifique, le Transporteur met de l'emphase sur le fait qu'il est le seul transporteur majeur au Québec agissant à l'intérieur de sa propre Interconnexion et que son affilié Hydro-Québec Distribution a le monopole de l'alimentation de la charge locale à l'exception de certains territoires desservis par des réseaux municipaux ou privés d'électricité pour justifier sa position de ne pas adopter d'annexe K;
139. Contrairement à ce que prétend le Transporteur, c'est justement cette situation monopolistique que la FERC avait en tête lorsqu'elle a émis les ordonnances 888 et 890 et suivantes afin de remédier aux situations de discrimination induite. Nous rappelons à ce sujet le paragraphe 423 de l'ordonnance 890 de la FERC⁷³, passage qui a d'ailleurs été cité par notre expert monsieur Marshall dans son rapport :

« 423. As the Commission explained in Order No. 888, “it 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.” 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.” 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. »

140. Le paragraphe 173 de l'ordonnance 890-A de la FERC réfère aussi spécifiquement à cette problématique :

« 173. The fact that transmission providers, such as Southern, have undertaken some transmission investment in recent years does not mean that planning reform is not needed. Southern does not challenge the fundamental conclusion that it is in the economic self-interest of transmission monopolists to discriminate in the provision of service and, in turn, in planning-related activities. »

(Nos soulignés)

⁷² Argumentation du Transporteur, para. 84 à 106.

⁷³ Pièce C-6-52.

141. La situation monopolistique au Québec milite justement en faveur de l'adoption d'une annexe K en vue de permettre une planification ouverte, coordonnée et transparente. Nos témoins y ont fait référence à plusieurs reprises :

– Témoignage en chef de monsieur Marshall⁷⁴ :

« Well, the point is should the few market players here in Quebec be ignored? Should they be considered? You know, and I will submit that openness and transparency is important here and it may be more important when you have a large monopolistic market like Quebec that's dominated by one very large player. »

(Nos soulignés)

– Contre-interrogatoire de monsieur Cormier⁷⁵ :

« R. Oui, oui, effectivement, c'est cohérent avec ma compréhension. Le 890 est une... c'est un renforcement de l'ordonnance 888. Quand on lit les trois objectifs, on parle de renforcer... je vais chercher la référence exacte si vous me donnez un instant. Vous allez excuser mon anglais, il y a un mot que j'ai de la misère à prononcer, là:

« To strenghten the pro forma OATT, to ensure that it achieves its original purpose of remedying *undue discrimination.* »

Quand on parle de *undue discrimination*, ça fait référence à ce que je disais, d'avoir des entités intégrées verticalement.

« Deuxièmement, to provide greater specificity in the pro forma OATT to reduce opportunities for the exercise of undue discrimination, make undue discrimination easier to detect and facilitate the commission enforcement. »

Et finalement:

« To increase transparency in the rule application to planning and use of *transmission system.* »

Q.408 O.K.

R. Donc, c'est tout... ma compréhension puis comme économiste, ça me semblait évident, c'est il y avait des monopoles qui avaient un contrôle, un pouvoir de marché puis il y a eu une volonté de briser ce pouvoir de marché là. »

(Nos soulignés)

– Contre-interrogatoire de monsieur Cormier⁷⁶ :

« R. Bien sûr il y a le fait que c'est une *Interconnection* avec un grand « I », on s'entend. Il y a des liens HVDC non synchronisé avec les réseaux voisins, c'est une différence technique. Mais il faut avoir en tête notre intervention dans cette partie-là du dossier est intimement liée au fait qu'il y a un joueur, j'ai peut-être

⁷⁴ N.S. 19 avril 2011, témoignage en chef de M. Marshall, p. 150 l.1 à l. 8.

⁷⁵ N.S. 20 avril 2011, contre-interrogatoire de M. Cormier par Me Hivon, p. 227 l. 15 à p. 229, l. 8.

⁷⁶ N.S. 20 avril 2011, contre-interrogatoire de M. Cormier par Me Hivon, p. 251, l. 11 à p. 252, l. 3.

utilisé le terme « monopole », mais qui a une dominance de marché. Puis, ce joueur-là se trouve à être l'affilié de la même compagnie que le Transporteur. D'où l'importance d'avoir une vigie doublement importante pour l'accessibilité du réseau. On veut s'assurer que le Transporteur traite la totalité de ses clients point à point sur un même pied d'égalité, incluant sur la planification. »

(Nos soulignés)

– Réinterrogatoire de monsieur Roach⁷⁷ :

« Q.292 I now refer you to certain of the questions put to you with respect to the characteristics of the HQ system and it's in the same examination of Monday at page 133 and following.

And I'm not asking you to read the whole portion on that, but essentially there was reference to certain characteristics like of the HQ system such as one major transmission provider, one regulator, the Interconnection with the big I, the fact that it's a *réseau asynchrone* and so on.

Do you believe that those facts should be considered by the Régie in order to determine to include or not an Attachment K in its OATT?

R. No, I don't think so for the same reason FERC doesn't have a conditional requirement. I will note that one of those characteristics makes me even more interested in promoting an Attachment K, a planning process and that is the single transmission provider. In other words, here we have a transmission monopoly. So, I would think that opening the system would be of even more interest to the Régie. »

(Nos soulignés)

142. Par ailleurs, les caractéristiques spécifiques du réseau tel que son caractère asynchrone⁷⁸ ne permettent pas de mettre de côté les principes de coordination, d'ouverture et transparence. À ce sujet, monsieur Marshall indique⁷⁹ :

« The other point of Mr. Rose that the characteristic of the Hydro-Quebec system is a single synchronized interconnection, you know, means that it's better coordinated.

Well, the fact that it's a single interconnection in my mind is irrelevant. The coordinated open planning still should be required and will improve the situation for customers inside that interconnection and it certainly is required for increased interconnections to neighbouring systems. »

143. Le Transporteur soulève aussi que le Québec ne souffre d'aucun problème d'investissement comme cela pourrait être le cas aux États-Unis et que pour cette raison, l'adoption d'une annexe K n'est pas nécessaire;

144. Sans revenir sur les points soulevés plus haut quant aux objectifs recherchés par la FERC dans le contexte du changement majeur requis au niveau de la planification des services de transport, nous tenons à ajouter que « l'analyse comparative » offerte par le Transporteur au niveau de la question des investissements est boiteuse et contestée;

⁷⁷ N.S. 11 mai 2011, réinterrogatoire de M. Roach par Me Hamelin, p. 241, l. 3 à p. 242, l. 5.

⁷⁸ Plan d'argumentation du Transporteur, para. 90.

⁷⁹ N.S. 19 avril 2011, réinterrogatoire de monsieur Roach par Me Hamelin., p. 150, l. 9 à l. 20.

145. Avant d'expliciter ce point, nous tenons à répondre au commentaire suivant formulé dans l'argumentation du Transporteur :

« 109. Malgré ce que certains intervenants ont pu évoquer lors de l'audience, l'analyse comparative précise et étoffée des niveaux d'investissements de M. Rose n'est pas sérieusement contestée dans le présent dossier; »

146. Au sujet de « l'analyse comparative précise et étoffée des niveaux d'investissements », nous tenons à rappeler que l'expert lui-même dans son rapport indiquait ne pas avoir effectuée une révision détaillée⁸⁰ :

« **Transmission Investment** - I have not conducted a detailed review of the TransEnergie system. However, it is my understanding that the TransEnergie system has a higher \$/kW of load of investment in transmission compared to the U.S. This appears to be a superior element compared to the U.S. More information is available from TransEnergie witnesses.

(...)

Transmission Investment - Lack of transmission investment threatens economic performance as well as reliability. I have not conducted a detailed review of transmission investment. However, I note that Quebec TransEnergie will invest \$500 million per year on average to increase the transmission capacity of its system.50 This is \$26/kW of load versus \$18/kW in the U.S. for average 2006 – 2010 transmission investment. TransEnergie witnesses have additional information on this issue. »

147. Il y a lieu de comparer le niveau d'investissement en fonction des tarifs respectifs. Monsieur Marshall a expliqué lors de son témoignage que le Transporteur n'avait pas un ratio d'investissements plus élevé lorsque l'on prend en considération son tarif et qu'on le compare aux autres systèmes⁸¹ :

« R. What we have in this table is the evidence of Hydro-Quebec and we heard a number of times about the level of investment in Quebec is greater and not an issue relative to the United States. And what I'm trying to do in this table is to put that into perspective.

[Nous avons repris ci-après le tableau de la présentation]

<i>HQT Investment relative to its Tariff</i>			
(\$/kW-yr)			
	<u>HQT</u>	<u>US</u>	<u>Ratio(%)</u>
Investment (2006-10) ¹	31	18	172%
Investment (2009-13) ¹	42	22	190%
Tariff (\$/kW-yr)	72 ²	35(40) ³	206(180)%

Notes - 1 HQT DOC 36-B162 page 7
2 HQT OASIS
3 Mr Rose testimony Oct 22 page 93

⁸⁰ Pièce HQT-12, document 1, p. 12 et p. 50.

⁸¹ Pièce C-6-106, p. 9; N.S. 19 avril 2011, témoignage de M. Marshall par Me Hamelin, pp. 144 à 147.

(...)

What this shows is that the relative investment in Quebec from the system is about the same as the relative investment is in the U.S.

So, it's simply presented to try to refute the argument of Hydro-Quebec that they have superior investment. I don't agree that they have superior investment. It's the nature of the system here because they have Hydro stations that are so far away that they need more transmission investment to deliver it to customers. »

148. Monsieur Rose reconnaît que plus les distances sont longues entre la production et la charge, plus les investissements risquent d'être importants mais qu'il faudrait faire une analyse afin de déterminer si les sources de production sont concentrées dans un même endroit dans le but de vérifier s'il y a des économies d'échelle⁸²;
149. Le Transporteur n'a pas procédé à une telle analyse dans le présent dossier et l'on ne peut tirer d'inférence sur la valeur relative des investissements au Québec en comparaison avec ce qui se fait aux États-Unis, sans comparer d'une part la nature de ces investissements et d'autre part, quels sont les équipements qui font effectivement partie de la base tarifaire dans le cadre de la détermination des différents tarifs;
150. Le Transporteur soumet également que la Régie ne devrait pas conclure à l'adoption d'une annexe K puisqu'il n'y aurait pas de problématique de congestion au Québec;
151. Tel qu'indiqué plus haut, la question de la congestion n'est pas l'objectif principal considéré par la FERC pour conclure à la nécessité d'offrir un système de planification plus coordonné, ouvert et transparent;
152. L'existence de congestion ne serait pas un prérequis pour l'adoption d'une annexe K⁸³;
153. Contrairement aux représentations du procureur du Transporteur⁸⁴, il est faux de prétendre que « le Transporteur doit prévoir l'alimentation de la charge locale de manière fiable en se fiant uniquement sur les ressources produites sur son réseau »;
154. Aussi, la preuve au dossier a démontré l'existence de congestion aux points d'interconnexions⁸⁵;
155. La preuve au dossier est également à l'effet que des investissements majeurs au réseau de transport seront nécessaires au cours des prochaines années de l'ordre de 5,4 G\$, ce qui démontre l'incapacité dans l'état actuel du réseau de pouvoir répondre à la charge futur et le besoin certain d'une coordination et d'une transparence dans la mise en œuvre de ces ajouts futurs au réseau⁸⁶;
156. En terminant, au paragraphe 135 de l'argumentation du Transporteur, on peut lire :

⁸² N.S. 22 octobre 2010, contre-interrogatoire de monsieur Rose par Me Hamelin, p. 92.

⁸³ L'expertise de monsieur Roach est à l'effet que l'adoption d'une annexe K n'est pas une exigence conditionnelle, para. 86, 99 et 100 (pièce C-6-56); N.S. 2 mai 2011, témoignage en chef de M. Bennett, p. 22; N.S. 4 mai 2011, contre-interrogatoire de monsieur Bennet par Me Hivon, pp. 77 et 94.

⁸⁴ N.S. 26 juin 2011, plaidoiries du Transporteur Me Hivon, p. 133.

⁸⁵ N.S. 19 avril 2011, témoignage en chef de M. Marshall, pp. 147 à 149.

⁸⁶ N.S. 19 avril 2011, témoignage en chef de M. Cormier, pp. 113 à 115.

« 135. Malgré ce que certains intervenants ont pu évoquer lors de l'audience, l'analyse comparative précise et étoffée des différences en matière de congestion entre la situation prévalant aux États-Unis et au Québec, présentée par M. Rose, n'est pas sérieusement contestée dans le présent dossier; »

157. Or, tout comme pour ce qui est des investissements, monsieur Rose dans son rapport mentionne ne pas avoir effectué de « *detailed review* »⁸⁷;
158. Dans notre preuve, nous avons référé à certaines entités qui avaient adopté une annexe K;
159. Nous avons référé aux cas de *Big Rivers*⁸⁸ et *Bonneville*⁸⁹ pour démontrer que des « *non public utilities* » peuvent être tenus d'adopter une annexe K en vertu du principe de la réciprocité;
160. Nous avons également fait référence aux cas de la Colombie-Britannique et du Nouveau-Brunswick⁹⁰ afin de démontrer que même des « *foreign utilities* » considèrent l'application d'une annexe K;

e) Les avantages d'un processus de planification ouvert, coordonné et transparent

161. Tel que vu précédemment, il y a des avantages évidents à offrir une planification ouverte, coordonnée et transparente. L'exemple du développement de projets majeurs tel l'ajout d'une nouvelle ligne d'interconnexion est des plus important;
162. Aussi, l'expert du Transporteur soumet que le processus de planification peut effectivement être amélioré;
163. Sur le sujet de la planification, il y a lieu de noter que l'expert du Transporteur affirme que le processus actuel peut être amélioré⁹¹ :

« Q.174 Merci. Alors, je vais poursuivre avec ma question pour monsieur Rose.

Mr. Rose, you've heard the explanation and I wanted to know your view on would an open season be the equivalent of what - and I want you to educate me on this if it's not the case - but could we compare the open seasons to the purpose of 25 the Appendix K?

R. You know what, Madam, when I think of open season, I think about it in two ways. The one that was referred to which is someone is proposing a transmission line and they're trying to get someone to buy and sign contracts to use the line, as a necessary precondition to get the financing.

But it is also possible that, and this is not the typical situation, you could have an open season where you ask people to make proposals for meeting the needs of the system and to see whether or not they have any vision or any particular projects that they would like to propose.

⁸⁷ Pièce HQT-12, document 1, pp. 12 et 51.

⁸⁸ Pièce C-6-56, para. 95.

⁸⁹ Pièce C-6-52, p. 16.

⁹⁰ Pièce C-6-52, p. 16.

⁹¹ N.S. 22 octobre 2010, questions posées à M. Rose par Mme. Gervais (régisseur), p. 138, l. 17 à p. 141, l. 4.

And I'm not familiar with... nothing jumps to mind as an example of that but, you know, I certainly think it's reasonable to be thinking all the time about how the process can be improved.

And that's an idea that, you know, should be considered along with other ideas as to part of the continuous improvement process here in Quebec.

25 Q.175 So, could I think that the purpose of Appendix K would be equivalent to an open season? Would serve the same purpose?

R. In Appendix K there is a question as to, you know, what the plan should be, what should be the policies that should be guiding the overall process and what are the specifics of how you would implement that process. So, you know, I... so that there is a relationship, I wouldn't say they're exactly the same, there is a relationship between the two. I have always thought that here that there was the opportunity to present a vision in the context of the various different activity that you have as to what your vision is. One vision would be other people pay for transmission lines and I don't have to, except for a *pro rata* based on my load.

Or, you know, there's a whole bunch of different visions that you might have and I was thinking that they could be presented at various different points.

For example, when the company comes forward and says: Here is my five or 10-year plan, it seems to me that's a perfect time to raise in front of the Régie that type of concern. But it may be useful to broaden the scope of the review and vision in, you know, vision proposal process. »

(Nos soulignés)

164. Tel que mentionné au début, nous soumettons que la Régie dans le cadre de l'exercice de ses fonctions doit prendre en considération les articles suivants de la Loi :

« **5.** Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

(...)

49. Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel, la Régie doit notamment:

1° établir la base de tarification du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité ou d'un réseau de distribution de gaz naturel ainsi que des dépenses non amorties de recherche et de développement et de mise en marché, des programmes commerciaux, des frais de premier établissement et du fonds de roulement requis pour l'exploitation de ces réseaux;

2° déterminer les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service notamment, pour tout tarif, les dépenses afférentes aux programmes commerciaux, et pour un tarif de transport d'électricité, celles afférentes aux contrats de service de transport conclus avec

une autre entreprise dans le but de permettre au transporteur d'électricité d'utiliser son propre réseau de transport;

3° permettre un rendement raisonnable sur la base de tarification;

4° favoriser des mesures ou des mécanismes incitatifs afin d'améliorer la performance du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel et la satisfaction des besoins des consommateurs;

5° s'assurer du respect des ratios financiers;

6° tenir compte des coûts de service, des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs et, pour un tarif de gaz naturel, de la concurrence entre les formes d'énergie et de l'équité entre les classes de tarifs;

7° s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables;

8° tenir compte des prévisions de vente;

9° tenir compte de la qualité de la prestation du service;

10° tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret;

11° maintenir, sous réserve d'un décret du gouvernement à l'effet contraire, l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport d'électricité.

Lorsqu'elle fixe un tarif de livraison de gaz naturel, la Régie doit également tenir compte du montant total annuel qu'un distributeur de gaz naturel doit allouer à l'efficacité énergétique et aux nouvelles technologies énergétiques.

La Régie peut, pour un consommateur ou une catégorie de consommateurs, fixer un tarif afin de financer les économies d'énergie non rentables pour un distributeur de gaz naturel mais rentables pour ce consommateur ou cette catégorie de consommateurs.

Elle peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée. »

165. Le Transporteur soumet que l'adoption d'une annexe K pourrait être un « dangereux précédent » et on vous met en garde contre « l'érosion de votre compétence ». Il s'agit d'expressions lourdes de sens et surprenantes de la part du Transporteur;
166. En fait, ce que ne dit pas le Transporteur c'est qu'il considère dangereux que sa stratégie en matière de planification de réseaux soit remise en question;
167. Nous estimons que la Régie a devant elle tous les éléments pour lui permettre d'exercer sa compétence et de juger de l'opportunité d'adopter une annexe K comme nous vous le soumettons;

168. Il y a lieu de s'interroger quant aux raisons véritables du Transporteur justifiant son refus d'adhérer à un processus de planification qui serait transparent, ouvert et coordonné et ce, surtout lorsque l'on constate qu'à peu près tous les intervenants au présent dossier suggèrent l'adoption d'une annexe K et font la démonstration des avantages de ce processus. Pourquoi être à l'encontre de plus d'ouverture, de transparence et de coordination? Notre expert, monsieur Roach, rappelait en fin d'audience les avantages d'un système ouvert⁹² :

« I think... you know, I think, we think about these processes as preventing bad things, but I did want to make the point because it's important that this open process and other stakeholder processes can have benefits, they can do positive things.

One of them is simply bringing in new ideas. I mentioned yesterday where we were advising the SPP board on about a billion dollars of investment. That all came up through a stakeholder process, ideas on what to build, how much it would cost, how to analyze it. All those ideas came up. So, that's one benefit.

And the other final thing I wanted to mention, is another benefit is that these stakeholder processes can minimize litigation. Three weeks ago, I was speaking to the Board, the Board meeting for SPP and the President of SPP stood up and he was giving a summary of what is the President's report and the thing that caught my ear so much is he said one of the things of which he was most proud is that in five years, SPP had had to make over 1,000, I think it was 1,100 filings at FERC and yet out of all of those filings, there had only been like 80 protests and only one time, one time did it go to hearing.

So, he was enthused by that, you know, and it caught my ear because I believe that stakeholder processes, like that Attachment K process, can truly help, it can minimize litigation, it can bring the parties together. »

(Nos soulignés)

169. De plus, EBM attire l'attention de la Régie à la décision *Big Rivers* citée par l'expert monsieur Roach dans son rapport (pièce C-6-56) au paragraphe 95;
170. Dans cette décision, la FERC a analysé en détail l'annexe K proposée par *Big Rivers*, une « *non-public utility* » non régie par la FERC, afin de s'assurer que cette annexe rencontrait les neuf critères établis par l'ordonnance 890;
171. Malgré le fait que cette annexe contenait un texte détaillé semblant répondre adéquatement aux neuf principes de la FERC, cette dernière a jugé non satisfaisante l'annexe K soumise par *Big Rivers* et lui a ordonné d'y apporter plusieurs modifications;
172. En terminant, il nous apparaît évident que favoriser une plus grande communication permettrait effectivement un allègement du processus réglementaire⁹³;

« À notre avis, il n'y a aucun désavantage à avoir plus de concertation entre les différents intervenants pour le vivre dans d'autres juridictions. Je peux vous dire que c'est un mode de transfert d'information très efficace. Dans certains dossiers

⁹² N.S. 11 mai 2011, réinterrogatoire de M. Roach par Me Hamelin, p. 242, l. 6 à p. 243, l. 17.

⁹³ N.S. 19 avril 2011, témoignage en chef de M. Cormier, p. 73, l. 5 à l. 19.

à la Régie en coordonnateur de la fiabilité, j'ai eu un bon exemple de ça où est-ce qu'il y a eu de la consultation avant de présenter à la Régie.

En fait, ça pourrait être l'allégement réglementaire en ce qui a trait à ce qui est le temps d'audience qui est associé à ça. »

IV. LA QUESTION JURIDICTIONNELLE ET LA RÉCIPROCITÉ

A) La position soumise en plaidoirie

173. Dans un premier temps, EBM désire attirer l'attention de la Régie quant aux extraits ci-dessous qui illustrent très bien la position du Transporteur sur la question de la réciprocité :

« LE PRÉSIDENT :

La Régie évidemment se réserve la possibilité à la toute fin de poser des questions, mais dans ce cas-ci j'en aurais une à vous adresser sur les questions de réciprocité.

Me MARIE-CHRISTINE HIVON :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Si j'ai bien compris ce que vous avez exposé en vertu de l'article 6 du tarif pro forma TransÉnergie qui a des affiliés qui font affaires aux États-Unis, entre guillemets, fait sien un peu l'obligation qu'a l'affilié de pouvoir démontrer qu'il satisfait aux exigences de réciprocité.

Dans le deuxième cas pour ce qui est de l'article 211A du « Federal Power Act », ça ne s'appliquerait pas en vertu de la disposition comme tel à un « foreign public utilities », mais que pour le « market base rate authorization », encore là comme pour l'article 6 du pro forma, ici vous faites vôtre l'obligation qu'a votre affilié envers ses activités aux États-Unis ou pour ses activités de commerce aux États-Unis. Ça la façon dont je le résume est correcte?

Me MARIE-CHRISTINE HIVON :

Oui, en fait, Monsieur le Président, vous avez raison de conclure que selon le Transporteur la proposition de modification qui vous est faite qui n'inclut pas un Appendice K, selon le Transporteur respecte ces conditions-là de réciprocité qui sont prévues, qui sont des démonstrations que son affilié aurait à faire.

Donc selon nous ça rencontre ces critères- là mis de l'avant par la FERC et que ce soit réglementaire ou contractuel. Ceci dit, nous ne sommes pas représentant de HQ-US et nous ne sommes pas devant la FERC aujourd'hui pour débattre spécifiquement de cette question-là, mais les concepts de réciprocité tel que nous les comprenons, le Transporteur en est conscient et est soucieux de présenter à la Régie une proposition de modifications qui selon lui respecte ces conditions-là.

LE PRÉSIDENT :

Merci. »

(Nos soulignés)

174. EBM comprend de l'extrait ci-dessus que le Transporteur « fait sien » l'obligation qu'a HQUS de satisfaire aux exigences de la réciprocité tant en vertu de l'article 6 des Tarifs qu'en vertu du « *market-based rate* ». Le Transporteur reconnaît donc par le fait même, selon nous, que son affilié pourrait avoir à répondre de la non-adoption d'une annexe K en vertu du principe de la réciprocité;
175. EBM constate que la position du Transporteur, quant à la question de la réciprocité, a évolué au cours du processus de cette tarification. La position du Transporteur sur la question de la réciprocité était loin d'être claire et certains intervenants l'ont mentionné dans leur preuve⁹⁴ :

« ~~10-111.1~~ **La réciprocité**

Les réponses fournies par HQT à nos demandes de renseignements semblent indiquer que celui-ci ne bénéficie d'aucun droit de réciprocité auprès de la FERC. ~~Elles~~ Toutefois, les représentations d'HQ Energy Services (U.S.) Inc. devant la FERC semblent indiquer le contraire. Les réponses du Transporteur semblent également ~~impliquer~~ suggérer que le ~~Transporteur~~ celui-ci n'est pas préoccupé par l'acceptabilité de ses *Tarifs et conditions* aux yeux de la FERC. Notons par ailleurs que ni Hydro-Québec Production ni aucune de ses filiales ne se sont présentées à titre d'observateur ni de participant dans la présente audience.

Il est décevant de constater que, plus que deux ans après le dépôt de la requête R-3669-08, cette confusion demeure. Nous espérons que le Transporteur clarifiera ses positions en audience. »

B) La position soumise dans le cadre de la cause tarifaire

176. En effet, un des arguments initialement soulevés par le Transporteur pour justifier sa position de ne pas ajouter une annexe K aux Tarifs est que celle-ci ne faisait pas partie des obligations générales de réciprocité imposées par la FERC. Le Transporteur soumettait que l'obligation de réciprocité ne s'appliquait pas aux entités qui ne sont pas sous la juridiction de la FERC et qui ne possèdent pas d'actifs de transport aux États-Unis;
177. Le Transporteur a tenté d'avancer cet argument par le biais de leur expert, monsieur Judah Rose, qui indique dans son rapport ce qui suit⁹⁵ :

« TransEnergie is not regulated by the U.S. FERC; it is regulated by the Quebec Régie de l'énergie ("Régie"). However, TransEnergie must provide transmission access equal to or superior to transmission access its affiliated entities receive in the U.S. if TransEnergie and its affiliates want to use open access transmission systems in the U.S.; this is referred to as the reciprocity requirement. It is my understanding that transmission planning with Attachment K is not part of the

⁹⁴ Pièce C-3-58, pp. 87 et 88.

⁹⁵ Pièce HQT-12, document 1, p. 6.

reciprocity requirements for non-jurisdictional utilities not owning transmission assets in the U.S. »

(Nos soulignés)

178. Monsieur Rose indique également à la page 18 de son rapport ce qui suit :

« TransEnergie is not a jurisdictional utility. It is not regulated by FERC. There is no requirement for a filing of Attachment K. However, there must be an open access tariff in place in order for TransEnergie and its affiliates to participate in open access in the U.S. It is my understanding that Attachment K transmission planning is not part of the reciprocity requirements for non-jurisdictional utilities not owning transmission assets in the U.S. »

(Nos soulignés)

179. La position prise par monsieur Rose est d'autant plus étrange puisqu'il a fait l'admission suivante dans son rapport⁹⁶ :

« However, TransEnergie must provide transmission access equal to or superior to transmission access its affiliated entities receive in the U.S. if TransEnergie and its affiliates want to use open access transmission systems in the U.S.; this is referred to as the reciprocity requirement. »;

(Nos soulignés)

180. Nous prenons aussi acte de l'admission suivante qui se retrouve à la page 18 du rapport de ce même expert : « However, there must be an open access tariff in place in order for TransEnergie and its affiliates to participate in open access in the U.S. »;

181. Monsieur Rose reconnaissait donc l'existence de l'obligation de réciprocité à l'égard du Transporteur et l'importance pour ce dernier d'offrir à ses clients l'accès ouvert et non discriminatoire à son réseau afin de permettre à son affilié, en l'occurrence HQUS de pouvoir avoir accès aux marchés des États-Unis;

182. De plus, monsieur Rose s'est contredit en contre-interrogatoire et a reconnu que le processus de planification faisait partie des obligations de réciprocité :

« Q.

(...)

Mr. Rose, based on that statement, do you agree that transmission planning process is therefore part of the reciprocity requirements based on that statement?

R. All of my opinions on what this constituted in the reciprocity requirements relates to the various different orders, including the one you mentioned, and Order 697, various different statements with respect to reciprocity.

I don't think there's any doubt in my mind that as part of demonstrating that you have comparable non-discriminatory access to competitors, that is you being Hydro-Quebec, you have to have a planning process that is consistent with those

⁹⁶ Pièce B-110, p. 6, l. 14 à l. 17.

goals. As I've indicated, I believe that you do but that doesn't require you to adhere to every legal document, every case, every line-by-line, section-by-section aspect of American law which is very dynamic. And Attachment K is not required *per se*.

Q.29 Okay. I'm not at if it's required or not, I'm only at the principles. Based on your answer, I understand that, in fact, transmission planning process is part of reciprocity requirements, isn't that correct?

R. Yes. »

183. Compte tenu de la position soumise en plaidoirie à l'effet que le Transporteur reconnaissait les obligations de réciprocité, nous n'aborderons pas dans cette section la critique que nous nous apprêtons à faire en réponse à l'argument soulevé par l'expert du Transporteur voulant que l'annexe K ne ferait pas partie des obligations de réciprocité. Nous soumettons ces réflexions à titre d'annexe A du présent plan d'argumentation. La Régie pourra constater à la lecture de cette annexe que la preuve est claire à l'effet que l'exigence d'adopter une annexe K fait partie des obligations de réciprocité;
184. Le Transporteur avait d'ailleurs reconnu l'importance des exigences de réciprocité dans le présent dossier en contre-interrogatoire⁹⁷ :

« Q.39 O.K. Vous êtes d'accord avec moi quand même que la réciprocité, l'article 6, c'est un peu un principe fort du texte de l'OATT?

R. Ce dont il est question ici, ce n'est pas des exigences de réciprocité. Ce dont il est question ici à l'article 6 c'est d'étendre sa portée, de clarifier certains éléments en y intégrant des références à un organisme de transport régional, à un exploitant de réseau autonome ou à un organisme de transport autorisé par la Commission. Donc, c'est que de ça qu'il est question ici.

Q.40 Oui, je comprends, et vous pourriez probablement à chaque article découper et dire: « On regarde toujours l'article dans un silo. » Mais je vous demande, si c'est possible, vous êtes la chef commercialisation chez HQT, chef affaires réglementaires où quand même... alors, j'essaie de bien comprendre. Si on s'élève un peu, généralement, la réciprocité, est-ce que c'est un, au-delà de l'article 6, est-ce que c'est un principe important pour le reste du texte de l'OATT?

R. O.K., juste pour clarifier, je suis chef commercialisation et gouvernance, pas aux affaires réglementaires.

Q.41 O.K.

R. Et l'autre élément, sur la question de l'article 6, comme je vous dis, ça existe depuis déjà le début, vous étiez là probablement bien avant moi, donc vous savez que cet article-là est présent depuis le début, donc ce n'est pas nouveau, c'est quelque chose qui est là. Et si vous me demandez si les exigences de réciprocité sont importantes pour le Transporteur, la réponse est oui. »

(Nos soulignés)

⁹⁷ N.S. 18 octobre 2010, contre-interrogatoire du panel 1 par Me Turmel, p. 60, l. 10 à p. 61, l. 25; N.S. 18 octobre 2010, contre-interrogatoire de M. Clermont par Me Sicard, p. 93, l.3 à p. 94, l. 18;

185. Notre expert monsieur Marshall mentionne que les principes de réciprocité de la FERC s'appliquent tant dans le contexte du Nouveau-Brunswick que du Québec⁹⁸ :

« Q.13 In your opinion and in your understanding of the reciprocity condition, as it is perceived and interpreted in New Brunswick by NBSO, are you of the opinion that this interpretation and understanding should be the same in Québec?

R. Yes.

Q.14 And it should be applied the same way, what New Brunswick does should be applied the same way as to what TransÉnergie should be doing?

R. It's not necessarily what New Brunswick does. It's what FERC requires in Order 697 and it's in response to the requirements of FERC to enable and support market participants in New Brunswick to be able to get the power marketing authorizations in the United States that NBSO is changing and updating its tariff.

And I think that that precedent applies here as well because FERC in its Orders clearly says, it's interested in reciprocity for transmission into and out of Canada. That's specified in... even in the Order of accepting Hydro-Québec US' application for its authorization, the Order in 2005 clearly has those words written right into the Order that they want reciprocity into and out of Canada for competitors.

So, the precedent in my view isn't about what New Brunswick is doing. It's what is FERC requiring. »

(Nos soulignés)

186. Au Québec, cette question de réciprocité est loin d'être nouvelle. Elle remonte à l'ordonnance 888 de la FERC concrétisant l'ouverture du marché de gros et des réseaux de transport aux États-Unis et l'adoption par le gouvernement du Québec du principe du libre transit d'électricité de gros sur le réseau de transport d'Hydro-Québec;

187. La Régie expliquait ce qui suit dans la décision D-2002-95⁹⁹ :

« CONTEXTE ENERGÉTIQUE NORD-AMÉRICAIN »

La preuve dans ce dossier tarifaire démontre clairement que les activités du transporteur d'électricité s'inscrivent dans un contexte énergétique nord-américain en pleine évolution. Des changements importants ont suivi l'adoption aux États-Unis, au cours de la dernière décennie, de plusieurs mesures législatives, dont l'EPAct de 1992 qui agit notamment comme catalyseur de la concurrence dans le commerce de l'électricité de gros;

Afin de donner suite au mandat qui lui est confié dans l'EPAct, la FERC émet, en avril 1996, les Ordonnances 888 et 889 qui visent à concrétiser l'ouverture du marché de gros et des réseaux de transport. Depuis l'adoption de ces Ordonnances et des autres qui ont suivi, dont l'Ordonnance 888-A émise en 1997, les entités qui désirent faire affaires sur le marché de gros américain doivent offrir des services comparables à ceux reçus, et un accès non discriminatoire à leur réseau de transport;

⁹⁸ N.S. 11 mai 2011, contre-interrogatoire de monsieur Marshall par Me Hivon, p. 15, l. 14 à p.16, l. 21.

⁹⁹ Décision D-2002-95 (Onglet #7), p. 15.

Secteur électrique québécois

Le secteur de l'électricité québécois connaît également des changements. En 1995, le gouvernement du Québec organise un débat public sur l'énergie qui mène à la formulation de la « *Politique énergétique* » publiée par le gouvernement du Québec à l'automne 1996.

Pour Hydro-Québec, cette nouvelle « *Politique énergétique* » souligne notamment qu' : « *En raison du patrimoine qu'elle contrôle, de la compétence qu'elle a accumulée, Hydro-Québec constitue l'atout principal sur lequel le Québec peut compter dans le mouvement de déréglementation et de restructuration que connaît le secteur électrique nord-américain.* » La « *Politique énergétique* » affirme que la restructuration des marchés de l'électricité représente pour Hydro-Québec, et donc pour la collectivité québécoise, à la fois une occasion à saisir et un défi à relever;

La « *Politique énergétique* » a également conduit à la création de la Régie de l'énergie par l'adoption de la Loi 50, le 23 décembre 1996;

Le 11 décembre 1996, le gouvernement du Québec approuve, par le décret 1559-96, le principe du libre transit d'électricité de gros sur le réseau de transport d'Hydro-Québec. De plus, le 5 mars 1997, le gouvernement approuve, par le décret 276-97, le Règlement 659 d'Hydro-Québec qui établit notamment les tarifs de transport. Le contrat de service de transport d'Hydro-Québec, qui se retrouve à l'annexe A du Règlement 653, entre en vigueur le 1^{er} mai 1997 et par le fait même concrétise l'ouverture du réseau de transport d'Hydro-Québec au transit de gros;

Les décrets 1559-96 et 276-97 du gouvernement font état de l'intention pour Hydro-Québec de se prévaloir des conditions du nouveau cadre réglementaire afin de profiter de nouvelles occasions de vente aux États-Unis; »

(Nos soulignés)

188. Dans cette même décision, la Régie mentionnait¹⁰⁰ :

« Hydro-Québec a appliqué intégralement les éléments de la séparation fonctionnelle telle que préconisée par la FERC dans ses Ordonnances précédentes. La FERC a reconnu qu'Hydro-Québec avait mis en place les mesures nécessaires afin d'assurer une séparation fonctionnelle adéquate en émettant à H.Q. Energy Services, en novembre 1997, une licence lui donnant l'autorisation de vendre directement de l'électricité aux États-Unis. Depuis, cette licence n'a pas été révoquée et aucune plainte n'a été formulée à la Régie ou à la FERC. »

189. Le Transporteur référerait aussi à cet historique et au contexte de l'adoption des Tarifs¹⁰¹ :

« Le 24 avril 1996, à la suite de l'adoption en 1992 de l'*Energy Policy Act* par le Congrès américain, la FERC rend l'ordonnance n° 888, qui concrétise l'ouverture du marché de gros et des réseaux de transport aux États-Unis. Cette ordonnance prescrit, dans le tarif *pro forma* qui y est joint, les modalités tarifaires minimales pour offrir un service de transport non discriminatoire. L'ordonnance n° 888-A est venue par la suite confirmer l'obligation de réciprocité, en termes

¹⁰⁰ D-2002-95 (Onglet #7), p. 24.

¹⁰¹ Pièce HQT-1, document 1 révisé, p. 7.

d'accès aux réseaux de transport et au marché de gros, pour les entités étrangères qui désirent faire affaire sur le marché américain de gros.

Le 24 avril 1996, la FERC publie également l'ordonnance n° 889. Celle-ci complète la précédente et oblige entre autres les transporteurs à utiliser un système de réservations de capacité de transport en temps réel (*Open Access Same-Time Information System*, ou OASIS), afin de fournir le même accès aux renseignements sur le transport à tous les clients existants et éventuels.

Parallèlement, comme le souligne la Régie dans sa décision D-2002-95, le secteur de l'électricité québécois connaît aussi des changements. La *Politique énergétique* publiée par le gouvernement à l'automne 1996 affirme que la restructuration des marchés aux États-Unis représente pour Hydro-Québec, et donc pour la collectivité québécoise, une occasion à saisir. La stratégie énergétique subséquente, rendue publique en mai 2006, appuie cette constatation.

Le 11 décembre 1996, le gouvernement du Québec approuve, par le décret 1559-96, le principe du libre transit d'électricité de gros sur le réseau de transport d'Hydro-Québec. Le 5 mars 1997, le gouvernement approuve, par le décret 276-97, le Règlement 659 d'Hydro-Québec qui établit notamment les tarifs du service de transport. Le contrat du service de transport qui y est joint en annexe A entre en vigueur le 1er mai 1997 et concrétise l'ouverture du réseau de transport d'Hydro-Québec au transit de gros. Ce règlement a été abrogé à la suite de l'approbation, par la Régie, du texte des *Tarifs et conditions*, en vigueur depuis le 1er janvier 2001, conformément à sa décision D-2002-95 et aux décisions complémentaires rendues par la suite, particulièrement la décision D-2003-12 du 16 janvier 2003 approuvant le texte final des *Tarifs et conditions*. Modifié par la suite à quelques reprises, le texte des *Tarifs et conditions* actuellement en vigueur fait suite aux décisions D-2009-015 et D-2009-023 récemment rendues par la Régie.

Ce texte, et notamment son caractère réciproque et non discriminatoire, soutend depuis 1997 les activités d'Hydro-Québec et encadre plus particulièrement celles du Transporteur. Il est largement similaire au tarif *pro forma* joint à l'ordonnance n° 888 de la FERC. Le 16 février 2007, cette dernière a publié l'ordonnance n° 890, qui a modifié ses règlements et le tarif *pro forma* afin, entre autres, de le raffermir pour qu'il atteigne son objectif initial de remédier à la discrimination induite, et d'offrir des règles plus explicites pour réduire les occasions de discrimination. »

(Nos soulignés)

190. Il est intéressant de noter que le Transporteur indiquait ce qui suit pour justifier les modifications souhaitées à l'article 6 des Tarifs sous la rubrique « Description et justification de la modification »¹⁰² :

« Dès 1997, l'exigence de réciprocité est intégrée au Contrat du service de transport d'Hydro-Québec pour l'accessibilité à son réseau, prédécesseur des *Tarifs et conditions*. Hydro-Québec offre depuis sur cette base l'accès non discriminatoire à son réseau. La Régie reconnaît, dans sa décision D-2002-95, l'importance de l'exigence de réciprocité, pierre angulaire de la réglementation des activités de transport en Amérique du Nord. De son côté, la FERC réitère dans l'ordonnance no 890 que l'exigence de réciprocité s'applique aux entités

¹⁰² Pièce HQT-2, document 2, p. 1 de 2.

étrangères faisant affaires aux États-Unis. Ainsi, elle s'assure que ces dernières continuent d'être traitées non moins favorablement que celles situées aux États-Unis, mais qui échappent à sa compétence. Enfin, le Transporteur entend continuer à offrir l'accès non discriminatoire à ses clients et juge primordial d'harmoniser l'article 6 de ses Tarifs et conditions avec l'article correspondant du tarif pro forma de la FERC, pour refléter l'évolution du marché. »

(Nos soulignés)

191. À l'exception de cet extrait, le Transporteur dans le cadre du présent dossier avait, de façon surprenante, toujours abordé du bout des lèvres la question de la réciprocité et l'intérêt réel, véritable et non-négligeable d'offrir un accès ouvert et non discriminatoire à son réseau par le biais de Tarifs conformes aux ordonnances de la FERC pour permettre à HQUS de continuer d'accéder aux marchés des États-Unis. Nous croyons que cette réticence à présenter les objectifs recherchés de façon ouverte vient notamment de la position adoptée par le Transporteur quant à la non-application d'une annexe K;
192. D'ailleurs, contrairement à ce que nous allons voir plus loin, le Transporteur dans le dossier R-3401-98, était, cette fois-là, assez transparent quant à la nécessité d'adopter des Tarifs conformes à ce qui était requis de la FERC pour permettre à son affilié HQUS de faire affaires aux États-Unis et de maintenir son « *market-based rate authorization* », tel qu'on peut le lire¹⁰³ :

« 1.1 L'adoption du Contrat du service de transport d'Hydro-Québec pour l'accessibilité à son réseau »

Le 11 décembre 1996, le gouvernement du Québec approuvait le principe du libre transit d'électricité de gros sur le réseau de transport d'Hydro-Québec. Cette ouverture du réseau de transport constituait la première étape du processus visant à faire pleinement participer Hydro-Québec aux occasions d'affaires offertes par la déréglementation du marché de gros de l'électricité aux États-Unis.

Le *Contrat du service de transport d'Hydro-Québec pour l'accessibilité à son réseau* (le *Contrat*) – aussi connu comme étant le règlement no 659 d'Hydro-Québec –, fut approuvé par le décret 276-97 du 5 mars 1997 et entra en vigueur le 1er mai 1997. L'adoption du Contrat, qui concrétisait l'ouverture de son réseau de transport, était un des éléments essentiels à l'appui de la demande qu'Hydro-Québec a déposée auprès de la Federal Energy Regulatory Commission américaine (la FERC), pour l'obtention d'un statut de négociant sur le marché de gros de l'électricité aux États-Unis.

Pour l'élaboration du *Contrat*, Hydro-Québec a adapté au contexte québécois, dans la mesure du possible, le contrat type (*Pro Forma Open Access Transmission Tariff*) que la FERC avait elle-même publié dans son ordonnance no 888 du 24 avril 1996.

Trois ans après son adoption, compte tenu des changements législatifs et réglementaires au Québec, ainsi que de l'expérience acquise, il est opportun d'apporter certaines modifications au *Contrat*, pour l'actualiser et en améliorer l'adaptation au contexte québécois. »

¹⁰³ Pièce HQT-11, document 1, p. 2; pièce C-6-107 du présent dossier.

(Nos soulignés)

193. Il nous apparaît évident de ce qui précède que l'objectif visé était alors et demeure toujours d'avoir des Tarifs conformes aux exigences de la FERC afin d'offrir un véritable accès ouvert et non discriminatoire au réseau de transport du Transporteur, permettant ainsi à Hydro-Québec via son affilié HQUS de conserver son statut de négociant dans le but de vendre de l'électricité sur les marchés de gros aux États-Unis;
194. D'ailleurs, l'importance pour Hydro-Québec d'avoir des tarifs conformes aux exigences de la FERC afin de permettre à son affilié HQUS de conserver son statut de négociant aux États-Unis est discuté dans la décision suivante¹⁰⁴ :

« Transmission Market Power

Energy Alliance argues that an open access transmission tariff is not necessary for Hydro Quebec because its transmission facilities are located in Canada. In support, Energy Alliance explains that Hydro-Quebec's facilities are beyond the scope of the Commission's jurisdiction and the Commission cannot - - or at least should not - - do indirectly (through market-based rate conditioning) what it cannot do directly. Energy Alliance argues that because Hydro-Quebec's monopoly in Quebec is comprehensive, there are no utilities in Quebec that would request transmission service in Quebec. Energy Alliance states that, to the extent non-Quebec utilities seek transmission service, they would do so by way of negotiated transmission agreements consistent with Canadian law.

We disagree that Hydro-Quebec's facilities are irrelevant to our analysis. The fact that these transmission facilities are located in Canada does not diminish the possibility that Energy Alliance's competitors may require transmission service from Hydro-Quebec to reach United States markets. The Commission's concern is not transmission service to serve Canadian loads – it is transmission to serve United States loads. Entities may wish to locate in Canada, but sell to United States utilities, or entities may wish to market Canadian power in the United States, and they may require Hydra Quebec's transmission service in order to do so.

For this reason, we find that Energy Alliance's request also has failed to meet the Commission's transmission market power criterion. We are respectful of the fact that we do not have jurisdiction over Hydro-Quebec and are amenable to a variety of approaches to deal with this problem. However, in order to meet our concern, Energy Alliance must demonstrate that Hydro-Quebec offers non-discriminatory wholesale access to its transmission system that can be used by competitors of Energy Alliance. »

195. Cette importance d'avoir des tarifs conformes aux exigences de la FERC a d'ailleurs été rappelée par la FERC dans la décision *British Columbia Power Exchange Corporation*¹⁰⁵;

¹⁰⁴ *Energy Alliance Partnership*, 73 FERC 61,099 (Onglet #8).

¹⁰⁵ 78 FERC 61,024 (Onglet #9).

196. Rappelons que dans cette décision, la FERC a refusé d'octroyer un « *market-based rate authorization* » à *British Columbia Power Exchange Corporation* puisque son affiliée, *British Columbia Hydro and Power Authority* (« BC Hydro ») n'avait pas donné d'explications suffisantes à la FERC quant à l'absence d'un tarif copié sur le tarif *pro forma* de l'ordonnance 888 de la FERC ou d'un tarif similaire ou supérieure à ce dernier;
197. Soulignons que le tarif de BC Hydro avait été adopté par la BCUC et, bien qu'EBM ne conteste pas le principe de déférence de la FERC envers les organismes de régulations économiques étrangers, il appert que la FERC a refusé la délivrance d'un « *market-based rates* » à *British Columbia Power Exchange Corporation*;
198. Relativement à cette décision, nous vous référons au témoignage de monsieur Raphals¹⁰⁶ :

« Q.437 Et peut-être dernière question, est-ce que tout tarif ouvert et non discriminatoire établi par la Régie suite à une audience publique, est-ce que nécessairement une telle décision n'aurait pas pour effet d'être.... jugée comme rencontrant les exigences nécessairement *de facto* ou si vous pensez que ça dépendrait de la teneur d'une décision que rendrait éventuellement la Régie? Autrement dit...

R. Je ne suis pas certain de comprendre la question.

Q.438 Autrement dit, une décision qui résulte d'un processus en audience publique où différentes propositions sont examinées, la Régie tranche sur les propositions qu'elle retient, est-ce que *de facto*, le résultat d'une telle audience publique faisant l'objet d'une décision de la Régie ne rencontrerait pas nécessairement les exigences de la FERC quant à un OATT comparable, puis comparable ne veut pas dire identique?

R. Je comprends la question.

Q.439 Et est-ce que la FERC ne ferait pas... ne ferait pas preuve de déférence très grande, à ce moment-là, à une décision comme cela?

R. Je pense avoir traité cette question dans mes commentaires sur les questions de déférence. Et la FERC est très claire sur la déférence qu'elle donne au régulateur sur les transporteurs qui ne sont pas sous sa juridiction, il n'y a aucun problème là-dessus. Mais ici, c'est une question fondamentale pour la FERC et maintenant je vais mentionner la citation de l'ordonnance 888 qui est finalement la base de tout ça et c'est juste en introduction où elle part de ses décisions antérieures. C'est sous le titre « *The Commission's Comparability Standard* ». Elle avait déjà décidé avant que:

« An open access tariff that did not provide for services comparable to those that the transmission owner provided itself was unduly discriminatory and competitive. »

Alors, la FERC a des critères très précis qui est surtout la comparaison entre une égalité entre le service de transport et les termes et conditions offerts à ces affiliés versus les autres.

¹⁰⁶ N.S. 18 février 2011, contre-interrogatoire de M. Raphals par M. Carrier, pp. 201 à 206.

Et, premièrement, la Régie peut... la Régie a plein... ce n'est pas nécessairement ça qui va guider la décision de la Régie. Alors, si j'étais un commissaire de la FERC, le fait que la Régie décide que les Tarifs et conditions sont bien adaptés à son réseau, ne veut pas nécessairement le convaincre que leur propre *standard of comparability* a été realize.

Et en fait, nous avons déjà un cas exactement comme ça, qui est le tarif de Powerex qui a été refusé justement... je l'ai quelque part là, je l'ai cité. Au début de toute cette histoire, en 1997, quand Hydro-Québec avait adopté le règlement 652, qui était un *open access tariff*, mais différent du *pro forma*. Et à la même époque, Powerex avait adopté un tarif de transport *open access*, mais encore une fois différent du *pro forma*, qui, à ma connaissance, était dûment approuvé par le BC Utilities Commission. Et Powerex a fait application pour un *power marketer authorization* et la demande a été refusée. Elle a été refusée parce que:

« Powerex has not provided any explanation as to why BC Hydro did not adopt the final rule pro forma tariff or a tariff that is *consistent with or superior to the final rule tariff*. Nor has it otherwise persuaded us that its transmission and power sales arrangements mitigate market power. »

Alors, même avec ce tarif, ils auraient pu peut-être plaider toutes les raisons qui justifient et ils auraient pu avoir leur permis avec ce tarif-là. Mais le simple fait que le BCUC l'avait adopté n'était pas adéquat pour la FERC.

Et il y a même un autre bas de page dans la même décision qui dit:

« Although BC Hydro's tariffs are regulated by the British Columbia Utilities Commission, there is no separate independent entity *administering the tariffs*. »

Et je pense qu'ils font référence à comme un ISO.

« Thus, the arrangements presented here are far less expensive in scope than the arrangements the Commission cited with approval in TransAlta. »

199. Dans son témoignage, monsieur Raphals fait référence à la décision *TransAlta Enterprises Corporation*, citée par le Transporteur¹⁰⁷. EBM soumet à la Régie qu'elle partage l'avis de monsieur Raphals à l'effet que dans cette affaire *TransAlta* a démontré à la FERC qu'elle n'était pas en conflit d'intérêt et qu'un système de « *power pool* » avait été instauré en Alberta;
200. EBM soumet à la Régie que les arguments du Transporteur à l'effet que son processus de planification est un « équivalent fonctionnel » ne ressemblent en rien aux « arrangements » dont il est fait référence dans la décision *TransAlta*. Nous faisons ici référence à l'absence de système de type « *power pool* » et d'entité indépendante, de l'utilité verticalement intégrée responsable de l'application des tarifs :

« TransAlta explains that the electric utility industry in the Province of Alberta, Canada recently has been restructured. A newly- created entity, Grid Company of Alberta (Alberta Gridco), now administers a single system transmission tariff

¹⁰⁷ Argumentation du Transporteur, para. 301.

governing service over virtually all transmission facilities in the Province, including those owned and operated by Utilities. Utilities has no day-to-day control over Alberta Gridco' administration of the tariff. Also, the rates, terms and conditions of the tariff are regulated by the Alberta Energy and Utilities Board (Alberta Board) .

In addition, a mandatory power pool in Alberta (Alberta Power Pool) requires electric utilities to buy and sell all energy through the pool by means of competitive bidding. Buyers within Alberta (on-system customers) pay Alberta Gridco a postage stamp network transmission charge and an ancillary service charge. Sellers pay an interconnection charge for any new generating unit. Companies located outside the Province that transact with the Alberta Power Pool pay a tie line transmission charge.

These arrangements are sufficient for a foreign utility affiliate of a United States marketer to address the market power concerns raised by the Commission in *Energy Alliance*, supra, and to meet the general principles of transmission comparability in Order No. 888. »

201. Au soutien de son rapport d'expert, monsieur Philip Raphals pour le RNCREQ et UC a produit 3 annexes qu'il convient de rappeler¹⁰⁸;
202. La première annexe est une lettre du 18 juin 2008¹⁰⁹ de madame Isabelle Courville alors présidente du Transporteur adressée au président de HQUS dans laquelle cette dernière confirme que le Transporteur est à adapter les Tarifs conformément aux ordonnances 890 et 890-A de la FERC. Il est très intéressant de noter qu'au 2^e paragraphe de cette lettre le Transporteur reconnaît l'importance que revêtent ces modifications pour permettre à HQUS de maintenir son « *market-based rate authorization* » en ces termes :

« TransÉnergie understands that its OATT is relied upon by HQUS and Cedars Rapids Transmission Company Limited « CRT », both wholly-owned subsidiaries of Hydro-Québec, to mitigate any transmission market power concerns arising from HQUS' and CRT's affiliation with TransÉnergie under their respective market-based rate authorizations is issued by FERC. »
203. La deuxième annexe est une lettre du 26 juin 2008¹¹⁰ signée par les procureurs de HQUS et son vice-président à l'attention de la FERC transmettant l'analyse suivante intitulée « *Updated Market Power Analysis and Order No. 697 Compliance Filing* » pour démontrer qu'HQUS respectait toujours les exigences requises pour conserver son « *market-based rate authorization* »;
204. Dans ce même document, on réfère à la question de la propriété des actifs de transport à la page 7. Nous notons le commentaire suivant :

« The transmission assets of HQUS' TransÉnergie and CRT affiliates are all located in Quebec and as noted above, are subject to the terms and conditions of Commission approved OATTs. These tariffs assure open and non-discriminatory access to all suppliers within Canada seeking to deliver power to U.S. markets over or through TransÉnergie CRT transmission facilities.»

¹⁰⁸ Pièce C-3-58.

¹⁰⁹ Pièce C-13-24, p. 93.

¹¹⁰ Pièce C-13-24, p. 93.

(Nos soulignés)

205. En note infrapaginale sous cet extrait, on voit ce qui suit :

« ¹⁶TransEnergie and CRT have notified HQUS that they have undertaken a review of their respective OATTs regarding compliance with the requirements of Order No. 890 in the context of reciprocity tariffs filed by a Canadian transmission owner, all of whose transmission assets are subject to regulation by the Quebec regulator. See letters from TransEnergie and CRT to HQUS, dated June 18, 2008, attached hereto as Attachment D. The letters state that subject to approval by the Quebec regulator, TransEnergie and CRT will undertake any needed revisions to their filed OATTs to assure continuing compliance with the Commission's reciprocity requirements. »

(Nos soulignés)

206. À la lumière de ce qui précède, il appert que les modifications aux Tarifs afin de respecter les ordonnances 890 et suivantes de la FERC sont essentielles pour la démonstration requise par HQUS à l'égard de l'existence d'un accès ouvert et non discriminatoire au réseau du Transporteur dans le but de maintenir son autorisation de « *market-based rate* » aux États-Unis;

207. L'extrait de cette même lettre qui se retrouve à la fin de la page 7 et au début de la page 8 confirme ce qui précède :

« In Order no. 697, the Commission affirmed its long-standing policy that [w]ith regard to vertical market power and, in particular, transmission market power, the Commission continues the current policy under which an open access transmission tariff (OATT) is deemed to mitigate a seller's transmission market power. HQUS submits that the TransEnergie and CRT OATTs continue to provide open and non-discriminatory access to all suppliers within Canada seeking to deliver power to U.S. markets over and through TransEnergie and CRT transmission facilities. Thus, HQUS satisfies the vertical prong of the market power test with respect to its affiliates' ownership of transmission.»

(Nos soulignés)

208. L'annexe 3¹¹¹ réfère à une lettre adressée à la FERC par les procureurs de HQUS et son vice-président datée du 14 juin 2010 où HQUS tient la Commission informée des récents développements dont les démarches du Transporteur afin de faire approuver par la Régie les modifications aux Tarifs « *to reflect the requirements of Order Nos 890...* »;

209. À la fin de la page 4, on peut lire :

« The existing TransEnergie and CRT OATTs continue to mitigate any vertical market power concerns related to HQUS' indirect affiliation with TransEnergie and CRT. TransEnergie and CRT will update the reciprocity OATTs as soon as the Régie acts on the proposed amendments. HQUS submits that it continues to satisfy all of the commission's requirements for market-based rate authorization. »

(Nos soulignés)

¹¹¹ Pièce C-3-58, p. 93.

210. Il appert clairement de ce qui précède que les modifications des Tarifs pour se conformer aux ordonnances 890 et suivantes de la FERC recherchées par le Transporteur dans le présent dossier ont notamment pour objet de permettre à son affiliée HQUS de maintenir son « *market-based rate authorization* »;

V. CONCLUSION

211. Pour conclure, EBM soumet à la Régie que le Transporteur ne respecte pas les exigences décrites aux ordonnances 890 et suivantes de la FERC. En effet, le Transporteur ne dépose aucune annexe K dans la présente cause tarifaire. De plus, EBM soumet à la Régie que le processus de planification tel que décrit par le Transporteur n'est pas un « équivalent fonctionnel » à l'annexe K décrite à l'OATT *pro forma* de la FERC. Conséquemment, nous soumettons à la Régie que le processus de planification du Transporteur ne peut être considéré comme un processus similaire ou supérieure « *substantially conforms with or superior* » du tarif *pro forma* de la FERC.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

Montréal, le 4 juillet 2011

GOWLING LAFLEUR HENDERSON, S.E.N.C.R.L., s.r.l.
Procureurs de l'intervenante **ÉNERGIE BROOKFIELD**
MAREKTING S.E.C.

ANNEXE A

A) Critique de la position de monsieur Rose à l'effet que l'annexe K ne ferait pas partie des obligations de réciprocité

Cette conclusion n'est pas appuyée par les ordonnances de la FERC

1. L'argument à l'effet que l'annexe K ne fait pas partie des obligations de réciprocité n'est pas fondé. Monsieur Rose ne réfère à aucun extrait spécifique d'ordonnances de la FERC qui pourrait justifier cette position. Comme on le verra ci-après et tel que confirmé par nos experts, les ordonnances de la FERC sont en fait à l'effet contraire;
2. En demande de renseignements, nous avons demandé à l'expert ce qui justifiait sa position et celui-ci a répondu ce qui suit¹¹² :

« R3.8R

I am not a lawyer and therefore am not qualified to give a legal opinion on the subject of reciprocity. However, as already stated in paragraph 7 of my response to questions 6.5 and 6.6 of RNCREQ and UC ("July 13, 2010 Response"), it is my opinion that TransÉnergie is not a jurisdictional U.S. utility, and is not required to solve planning and policy problems that exist in the U.S. but not in Quebec (I also refer you to paragraphs 85, 86, 88, 93 and 94 of my July 13, 2010 Response). The information upon which I base this opinion includes my experience and my general understanding of FERC's jurisdiction and orders, including FERC Orders 888 and 890 and associated documents (such as NOI of September 16, 2005, NOPR, 888-A, 890-A, 890-B, FERC clarifying Order 888, Reciprocity condition dated May 16, 1997, FERC regulations including Section 35.28, Federal Power Act including Section 211A, Energy Policy Act of 2005 including Section 1231, Attachment K filings, Pro Forma OATT, Commissioner Statements, NERC and Reliability standards). I also describe some of this information in my July 13, 2010 Response in paragraph 72 (see footnote 37) and paragraph 88. I also refer you to FERC Order 888-A Part 2, page 32, note 354, where FERC specifically mentions: "In recent cases involving the mitigation of transmission market power of Canadian utilities that are affiliates of power marketers that seek to sell power at market based rates in the United States, the Commission has explicitly acknowledged the sovereign authority of Canadian governments over Canadian entities and has said that we will be "amenable to a variety of approaches" for foreign utilities to mitigate transmission market power". I was also informed by TransÉnergie that it considers that Attachment K is not part of the reciprocity requirement. »

(Nos soulignés)

3. Cette réponse ne permet aucunement de comprendre le raisonnement de l'expert qui pourrait justifier la conclusion de son rapport à l'effet que l'annexe K ne ferait pas partie des obligations de réciprocité qui, nous le réitérons, n'est soutenu par aucun extrait spécifique dans toute la documentation ci-haut citée;

¹¹² Pièce HQT-29, document 3, pp. 7 et 8.

4. Nous retenons de cette réponse 3 éléments qui ont un impact sur la crédibilité de l'expert monsieur Rose :
- monsieur Rose indique qu'il n'a pas les qualifications requises pour émettre une opinion juridique en matière de réciprocité « *I am not a lawyer and therefore am not qualified to give a legal opinion on the subject of reciprocity* »;
 - cette conclusion provient essentiellement de son expérience et de sa compréhension générale des ordonnances et de la juridiction de la FERC;
 - pour émettre cette opinion, il a pris en considération la position du Transporteur à l'effet que ce dernier considérait que l'annexe K ne faisait pas partie de l'obligation de réciprocité « *I was also informed by TransÉnergie that it considers that Attachment K is not part of the reciprocity requirement* »¹¹³;

5. L'affirmation de monsieur Rose est contredite par nos experts;

Selon nos experts, l'annexe K fait partie de l'obligation de réciprocité

6. Il ne fait aucun doute, selon nous, que les questions de la planification ouverte et l'importance d'avoir une annexe K font clairement partie intégrante de l'obligation de réciprocité;
7. Tant l'expert monsieur William Marshall que l'expert monsieur Craig Roach confirment l'application de l'obligation de réciprocité à Hydro-Québec, soit celle d'offrir un accès non discriminatoire à son réseau. Selon ces deux experts et contrairement à l'affirmation de monsieur Rose, l'existence d'un processus de planification qui répond aux principes de l'annexe K fait clairement partie de l'obligation de réciprocité;
8. Monsieur Marshall dans son rapport mentionne ce qui suit¹¹⁴ :

« The planning process requirement applies to all jurisdictional Transmission Providers, all transmission owning members of ISOs and RTOs and, through the retention of the reciprocity language in the Order 888 pro forma OATT, also applies to non jurisdictional transmission providers (including those located in foreign countries) that take advantage of open access due to improved planning. »

9. Monsieur Marshall ajoute¹¹⁵ :

« Utilities in the United States that are governed under the Federal Power Act (FPA) are subject to FERC regulatory authority under sections 205 and 206 of the FPA and are referred to by FERC as public utilities. Non public utilities are defined by footnote 111 of Order 890 as entities that "*are not FPA public utilities and therefore are not subject to the Commission's jurisdiction under sections 205 and 206 of the FPA.*" These are sometimes also referred to as "non-jurisdictional utilities" and include foreign transmission providers as well as US nonpublic utilities such as federal power authorities and electric cooperatives.

¹¹³ N.S. 20 octobre 2010, contre-interrogatoire de M. Rose par Me Sicard, pp. 15 et 16.

¹¹⁴ Pièce C-6-52, p. 5.

¹¹⁵ Pièce C-6-52, pp. 12 et 13.

“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 non-public 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.” (Order 890 Paragraph 162)

“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.” (Order 890 Paragraph 163)

“The NOPR proposed to retain the existing reciprocity policy as applied to foreign utilities doing business in the United States, which we adopted pursuant to sections 205 and 206 of the FPA. By maintaining the same reciprocity requirement for these foreign utilities as for domestic, non-public utilities, the Commission stated that it would ensure that foreign entities will continue to be treated no less favorably than domestic, non-public utilities.” (Order 890 paragraph 167)

(...)

At paragraph 191 Order 890 states “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 nonpublic 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 that these reciprocity requirements apply equally to all non-public utility transmission providers, including those located in foreign countries.**” The bold underline was added for emphasis.

The key points in paragraph 191 are that reciprocity is required and that a foreign transmission provider (like HQT and NBSO) only meets the reciprocity requirement when its tariff has provisions that **“substantially conform or are superior to the revised pro forma OATT”**. The bold underline was added for emphasis. »

(Nos soulignés)

10. Monsieur Roach, dans son rapport, cite également le paragraphe 167 de l'ordonnance 890 de la FERC pour faire l'affirmation suivante¹¹⁶ :

« 93. Even a brief review of relevant FERC Orders contradicts Mr. Rose's opinion. In its 890 Orders the FERC made it clear that it retained the existing reciprocity policy as applied to foreign utilities doing business in the U.S. and that its intent was to assure that these foreign utilities are treated no better or worse than domestic non-public utilities (the term non-public means utilities that are not subject to FERC jurisdiction.) »

11. Ces deux experts citent également différents paragraphes des ordonnances de la FERC pour appuyer leur position à l'effet que le principe de la planification ouverte, coordonnée et transparente fait partie de l'obligation de réciprocité et qu'il s'applique au Transporteur. Tout d'abord, monsieur Marshall mentionne¹¹⁷ :

« At paragraph 441 of Order 890 the Commission stated that it "also expects all non-public utility transmission providers to participate in the planning processes required by this Final Rule" and "that reciprocity dictates that non-public utility transmission providers that take advantage of open access due to improved planning should be subject to the same requirements as jurisdictional transmission providers." Although not stated explicitly here in paragraph 441, the clear reference in the last line of paragraph 191 indicates that the expectation in paragraph 141 also includes foreign non jurisdictional transmission providers like HQT and NBSO.

In Order 890-A at paragraph 214 the Commission states "With regard to non-public utility transmission providers, we reiterate our expectation of participation in the planning processes established pursuant to Order No. 890 consistent with their reciprocity obligations. Reciprocity dictates that non-public utility transmission providers that take advantage of open access due to improved planning should be subject to the same requirements as jurisdictional providers. A non-public utility transmission provider with reciprocity obligations that declines to adopt a planning process that complies with Order No. 890 therefore may not be considered to be providing reciprocal transmission service and may be at risk of being denied open access transmission services by a public utility transmission provider." The bold underline was added for emphasis.

Finally in its June 2010 NOPR, FERC reiterates the need for non-jurisdictional utilities to comply with the transmission planning principles to meet the reciprocity requirement.

"Reciprocity dictates that non-public utility transmission providers that take advantage of open access, including improved regional transmission planning and cost allocation, should be subject to the same requirements as public utility transmission providers". (NOPR Paragraph 43)

"The Commission proposes that transmission providers that are not public utilities would have to adopt the requirements of this Proposed Rule as a condition of maintaining the status of their safe harbor tariff

¹¹⁶ Pièce C-6-56, p. 47.

¹¹⁷ Pièce C-6-52, p. 13.

or otherwise satisfying the reciprocity requirement of Order No. 888”.
(NOPR Paragraph 181)

In summary, the position of FERC is that provision of, and participation in, a coordinated, open and transparent planning process, which meets the principles and objectives outlined in Attachment K of the pro forma OATT, is a reciprocal requirement of all non jurisdictional transmission providers. If no such planning process is implemented then Affiliates and Market Participants of HQT run the risk of being denied open transmission access to United States markets and also potentially to Canadian markets in Ontario and New Brunswick. »

(Nos soulignés)

12. Monsieur Roach cite aussi le paragraphe 214 de l’ordonnance 890-A qui démontre clairement que les exigences relatives au processus de planification en vertu des ordonnances 890 et suivantes font partie de l’obligation de réciprocité des « *non-public utilities* »;

13. Monsieur Roach réfère également à la décision de *Big Rivers* et indique¹¹⁸ :

« 95. An Order issued by the FERC in September 2009 further documents the nature of the reciprocity agreement for non-public utilities. The non-public utility involved is the Big Rivers Electric Corporation (Big Rivers). Big Rivers filed explicitly to ask FERC to find that, in general, its OATT “satisfies the Commission’s comparability standards and is an acceptable reciprocity tariff”, and, in particular, that its “Attachment K for the transmission planning process satisfies the requirements of Order No. 890.” The FERC went on to approve, with conditions, Big Rivers’ OATT because it “substantially conforms or is superior to the requirements of the *pro forma* OATT.” Again, the Big Rivers Order explicitly supports the view that Attachment K is, indeed, required for non-public utilities to meet reciprocity requirements. Further, the Big Rivers Order reveals FERC’s standard for judging Attachment K – a proposed Attachment K must substantially conform with or be superior to the Attachment K in the *pro forma* OATT. »

14. À l’audience, monsieur Roach résume sa position de la façon suivante¹¹⁹ :

« The first of his arguments is that an Attachment K is not required under reciprocity. We asked but Mr. Rose did not provide any specific citation to FERC documents. There is no place that he pointed where FERC has said: This isn’t part of the reciprocity agreement. Indeed, if you look at FERC precedent, I think it’s very clear that Attachment K is certainly a part of the reciprocity requirement.

And let me show on the next slide one of the quotes.

Now, this is out of Order 890A. It refers to something called non-public utilities and what that means to FERC is it’s utilities that are not under FERC’s direct jurisdiction.

You’ll see that they go on to say that this planning requirement is in fact something that non-public utilities will have to live up to if they are seeking reciprocity. They go on to discuss that there is a risk of not being seen as living up to the reciprocity. If they don’t adopt that planning process and the risk is that these utilities who were outside FERC’s jurisdiction, that they would not be able

¹¹⁸ Pièce C-6-56, p. 48.

¹¹⁹ N.S. 19 avril 2011, témoignage en chef de M. Roach, p. 120, l. 1 à p. 122, l. 1.

to enjoy the benefits of Open Access Transmission on other territories if they do not reciprocate.

So, to me, it's quite clear that Attachment K is part of the reciprocity requirement for these non-jurisdictional, non-public utilities.

If we could have the next slide, please.

The second point I want to make with this quote is that this term « non-public utilities » includes foreign utilities, like HQT or HQT's affiliates.

Again, and FERC even goes out of its way to say in this quote that what it's attempting to do is to place on an equal footing, non-public utilities in the United States and foreign non-public utilities. So, I think FERC has spoken clearly here that the Attachment K, that planning process requirement is indeed something that would apply to entities like HQ or HQT's affiliates. »

(Nos soulignés)

La question de l'article 211A du Federal Power Act

15. Cette disposition ne trouve pas application en l'espèce;
16. Notre expert M. Marshall a clairement indiqué que la FERC dans son ordonnance 697 avait jugé que cette disposition du *Federal Power Act* n'était pas pertinente dans l'évaluation du respect de l'obligation de réciprocité pour les entités étrangères¹²⁰;
17. En effet, l'ordonnance 697 de la FERC prévoit ce qui suit¹²¹ :

« Commission Determination

1007. We will continue to require a seller seeking market-based rate authority that is a foreign utility or is affiliated with a foreign utility to affirmatively demonstrate that any owned or affiliated transmission is offered on a non-discriminatory basis that can be used by competitors of the seller or its affiliate to reach United States markets. Accordingly, we reject Powerex's suggestion that the Commission should presume that foreign transmitting utilities are providing comparable and not unduly discriminatory or preferential transmission service unless this presumption is rebutted. The Commission did not propose to implement section 211A of the FPA in Order No. 890 and section 211A is not relevant to the Commission's analysis for purposes of granting or denying market-based rate authority.

1008. We will codify in § 35.37(d) of the Commission's regulations the requirement that a market-based rate seller affiliated with a foreign utility, or its affiliate, that owns, controls, or operates transmission facilities outside of the United States and is interconnected with the United States must demonstrate that comparable, non-discriminatory access is offered on those facilities so that competitors of the seller may reach United States markets. »

(Nos soulignés)

¹²⁰ N.S. 11 mai 2011, réinterrogatoire de M. Marshall par Me Hamelin, p. 209, l. 18 à la p. 212, l. 4.

¹²¹ Pièce C-6-112.