

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS  
D'ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING INC.  
(« EBMI »)**



**1 CONTRE-EXPERTISE DE JUDAH ROSE**

2 1. **Référence :** Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 2, ligne 22 à page 3,  
3 ligne 2 :

**4 Préambule :**

5 « Q. WHAT TYPE OF WORK DO YOU TYPICALLY PERFORM?

6 A. I have extensive experience in assessing transmission and wholesale  
7 electric power issues including regulatory developments, potential  
8 transmission investments, transmission congestion, power pricing, and  
9 costs and benefits of transmission rule changes. »

10 (Our underlining)

**11 Demandes :**

12 1.1 Have you done other specific mandates pertaining to FERC order 890 and  
13 following?

**14 R1.1**

15 Le Transporteur s'objecte à cette demande. La demande n'est pas de la  
16 nature d'une demande de renseignements et relève d'un voir dire ou du  
17 contre-interrogatoire.

**18 R1.1R**

19 Yes.

20 1.2 If yes, please provide a list of said mandates with a description of same.

**21 R1.2**

22 Le Transporteur s'objecte à cette demande. La demande n'est pas de la  
23 nature d'une demande de renseignements et relève d'un voir dire ou du  
24 contre-interrogatoire.

**25 R1.2R**

26 I refer to my revised resume, filed as Exhibit HQT-29, Document 3.3 for a  
27 list of public mandates. This does not include confidential consulting  
28 projects I was also retained to perform. I also refer to my response to  
29 question 1.3 below.

30 1.3 In said list, please indicate specifically if you have done any mandates  
31 pertaining to Attachment K.

**32 R1.3**

33 Le Transporteur s'objecte à cette demande. La demande n'est pas de la  
34 nature d'une demande de renseignements et relève d'un voir dire ou du  
35 contre-interrogatoire.

1 [R1.3R](#)

2 [Yes. I refer to public mandates received from Plains and Eastern](#)  
3 [CleanLine, LLC for testimonies in Oklahoma and Arkansas, contained in](#)  
4 [my revised resume, filed as Exhibit HQT-29, Document 3.3, p. 2 and](#)  
5 [testimony items 1 and 4. This does not include confidential consulting](#)  
6 [projects I was also retained to perform.](#)

7 2. **Référence :** Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 3, lignes 14 à 17 :

8 **Préambule :**

9 « Q. WHAT SPECIFIC EXPERT TESTIMONY EXPERIENCE IN THE  
10 POWER SECTOR DO YOU HAVE?

11 A. I have testified before or made presentations to the U.S. Federal  
12 Energy Regulatory Commission, an international arbitration tribunal,  
13 federal courts, »

14 **Demandes :**

15 2.1 Please provide a list of the presentations done before the U.S. Federal Energy  
16 Regulatory Commission.

17 **R2.1**

18 Le Transporteur s'objecte à cette demande. La demande n'est pas de la  
19 nature d'une demande de renseignements et relève d'un voir dire ou du  
20 contre-interrogatoire.

21 [R2.1R](#)

22 [I refer to my revised resume, filed as Exhibit HQT-29, Document 3.3, at](#)  
23 [p. 6 and testimony items 3, 4, 5, 6, 8 and 9 and p. 7, testimony item 3.](#)

24 2.2 Please indicate if you have done any other presentations pertaining to the  
25 requirement of Attachment K.

26 **R2.2**

27 Le Transporteur s'objecte à cette demande. La demande n'est pas de la  
28 nature d'une demande de renseignements et relève d'un voir dire ou du  
29 contre-interrogatoire.

30 [R2.2R](#)

31 [I refer to my response to question 1.3, above.](#)

- 1 3. **Références :** i) Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 6, lignes 3 à 20 :  
2 ii) Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 17, ligne 23 à  
3 page 18, ligne 12 :

4 **Préambule :**

5 i) « Q. PLEASE SUMMARIZE YOUR TESTIMONY.

6 A. Attachment K is part of the amended pro forma Open Access  
7 Transmission Tariff (OATT) specified in the U.S. Federal Energy  
8 Regulatory Commission's (FERC) Order 890. Attachment K contains  
9 transmission planning requirements for U.S. transmission providers  
10 subject to FERC jurisdiction. Canadian transmission providers are  
11 not required to file Attachment K with FERC and none have.  
12 Canadian utilities have planning processes filed with their own  
13 regulators. In the case of British Columbia, its open access tariff filed  
14 with its regulator has planning directly related to Attachment K.

15 TransÉnergie is not regulated by the U.S. FERC; it is regulated by  
16 the Quebec Régie de l'énergie ("Régie"). However, TransÉnergie  
17 must provide transmission access equal to or superior to  
18 transmission access its affiliated entities receive in the U.S. if  
19 TransÉnergie and its affiliates want to use open access transmission  
20 systems in the U.S.; this is referred to as the reciprocity requirement.  
21 It is my understanding that transmission planning with Attachment K  
22 is not part of the reciprocity requirements for non-jurisdictional  
23 utilities not owning transmission assets in the U.S. »

24 ii) «Q. HOW DOES RECIPROCITY FIT IN?

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

32 Q. WHAT HAS BEEN THE RESPONSE OF CANADIAN UTILITIES TO  
33 ATTACHMENT K?

34 A. No Canadian utility has filed an Attachment K. New Brunswick has  
35 filed a brief Attachment K that at best addresses one area; I do not  
36 believe it is even close to being in compliance with Attachment K  
37 (see Exhibit JLR-4). »

38 (Our underlining)

39 **Demandes :**

40 3.1 You mention that no Canadian transmission providers are required to file  
41 Attachment K with FERC. Have you considered for the purpose of your report

1 if any Canadian transmission providers were required to file an Attachment K  
2 with their own regulatory bodies as opposed to FERC?

3 **R3.1**

4 Yes, there are cases of utilities filing documents labeled “Attachment K”  
5 with their own regulators, but I have not considered for the purpose of my  
6 July 3, 2009 Testimony whether or not these filings were required by the  
7 regulatory body.

8 3.2 Have any Canadian utilities filed an Attachment K or a similar requirement  
9 with their own regulators? Please provide a list of said Canadian utilities and  
10 the docket file numbers before each specific regulators.

11 **R3.2**

12 I refer to pages 18 and 19 of my July 3<sup>rd</sup>, 2009 Testimony.

13 3.3 What are the “planning processes” that were filed by Canadian utilities with  
14 their own regulators? Please describe in more details for each Canadian  
15 utilities said planning processes and refer, as the case may be, to specific  
16 docket file numbers in each instances.

17 **R3.3**

18 Le Transporteur s’objecte à cette demande. La demande n’est pas de la  
19 nature d’une demande de renseignements. De plus, la demande vise à  
20 obtenir une information publique qui est accessible à l’intervenant.

21 **R3.3R**

22 I refer to the British Columbia Transmission Corporation’s (BCTC)  
23 planning process with an Attachment K. The process is described in the  
24 BCTC Application to Amend the Open Access Transmission Tariff (OATT)  
25 submitted to the British Columbia Utilities Commission on  
26 November 21, 2008, available at :  
27 [http://transmission.bchydro.com/regulatory\\_filings/tariff/tariff\\_applications](http://transmission.bchydro.com/regulatory_filings/tariff/tariff_applications_filings/current_tariff/Application+to+Amend+the+Open+Access+Transmission+Tariff+%28OATT%29.htm)  
28 [\\_filings/current\\_tariff/Application+to+Amend+the+Open+Access+Transmi](http://transmission.bchydro.com/regulatory_filings/tariff/tariff_applications_filings/current_tariff/Application+to+Amend+the+Open+Access+Transmission+Tariff+%28OATT%29.htm)  
29 [ssion+Tariff+%28OATT%29.htm](http://transmission.bchydro.com/regulatory_filings/tariff/tariff_applications_filings/current_tariff/Application+to+Amend+the+Open+Access+Transmission+Tariff+%28OATT%29.htm).

30 It appears that BCTC’s planning process is adapted to and reflects its  
31 particular context ( page 19, lines 2-4) :

32 « BCTC proposes to modify or not to adopt some particular reforms of  
33 Order No 890, where this is warranted by BCTC’s particular context or  
34 past decisions of the Commission. »

35 Its planning process reflects its specific context. It provides a four phase  
36 process including exchange of information, study plan development for  
37 growth capital projects, technical review and transmission plan  
38 development. I also refer to New Brunswick Attachment K, which  
39 contains a limited planning process only addressing the issue of cost  
40 allocation.

1 3.4 Please provide a copy of British Columbia's and New-Brunswick's Attachment  
2 K that you are referring to in your report.

3 **R3.4**

4 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande vise à obtenir un  
5 document public qui est accessible à l'intervenant.

6 R3.4R

7 For British-Columbia, I refer to my response 3.3, above. The New  
8 Brunswick System Operator's Open Access Transmission Tariff Effective  
9 May 1, 2005 (Revised to reflect all EUB Decisions up to and including the  
10 Decision of November 26 2008) is available at :  
11 <http://www.nbso.ca/Public/en/op/transmission/tariff.aspx>.

12 3.5 Please provide copy of any other Canadian provinces Attachment K filings or  
13 other similar planning process requirement filed before Canadian regulators.

14 **R3.5**

15 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande vise à obtenir un  
16 document public qui est accessible à l'intervenant.

17 3.6 Why do you believe certain Canadian utilities have incorporated Attachment K  
18 to their OATTs?

19 **R3.6**

20 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande n'est pas de la  
21 nature d'une demande de renseignements. De plus, la demande ne porte  
22 pas sur le contenu du rapport de l'expert mandaté par le Transporteur.  
23 Enfin, la demande porte sur une information inconnue et s'adresse à  
24 des tiers.

25 3.7 What are the names of TransÉnergie « affiliated entities » that you are  
26 referring to in the above extracts?

27 **R3.7**

28 HQ Energy Services (U.S.).

29 3.8 Please explain the information you used in your report to state that  
30 transmission planning with Attachment K is not part of the reciprocity  
31 requirements?

32 **R3.8**

33 I refer to my response to question 1 prepared by Dr. Robert A. Sinclair of  
34 NLH's request for information.

35 R3.8R

36 I am not a lawyer and therefore am not qualified to give a legal opinion on  
37 the subject of reciprocity. However, as already stated in paragraph 7 of

1 [my Response to questions 6.5 and 6.6 of RNCREQ and UC \(“July 13,](#)  
2 [2010 Response”\)](#), it is my opinion that TransÉnergie is not a jurisdictional  
3 [U.S. utility, and is not required to solve planning and policy problems that](#)  
4 [exist in the U.S. but not in Quebec \(I also refer you to paragraphs 85, 86,](#)  
5 [88, 93 and 94 of my July 13, 2010 Response\). The information upon](#)  
6 [which I base this opinion includes my experience and my general](#)  
7 [understanding of FERC’s jurisdiction and orders, including FERC Orders](#)  
8 [888 and 890 and associated documents \(such as NOI of September 16,](#)  
9 [2005, NOPR, 888-A, 890-A, 890-B, FERC clarifying Order 888,](#)  
10 [Reciprocity condition dated May 16, 1997, FERC regulations including](#)  
11 [Section 35.28, Federal Power Act including Section 211A, Energy Policy](#)  
12 [Act of 2005 including Section 1231, Attachment K filings, Pro Forma](#)  
13 [OATT, Commissioner Statements, NERC and Reliability standards\).I also](#)  
14 [describe some of this information in my July 13, 2010 Response in](#)  
15 [paragraph 72 \(see footnote 37\) and paragraph 88. I also refer you to](#)  
16 [FERC Order 888-A Part 2, page 32, note 354, where FERC specifically](#)  
17 [mentions: “In recent cases involving the mitigation of transmission market](#)  
18 [power of Canadian utilities that are affiliates of power marketers that seek](#)  
19 [to sell power at market based rates in the United States, the Commission](#)  
20 [has explicitly acknowledged the sovereign authority of Canadian](#)  
21 [governments over Canadian entities and has said that we will be](#)  
22 [“amenable to a variety of approaches” for foreign utilities to mitigate](#)  
23 [transmission market power”. I was also informed by TransÉnergie that it](#)  
24 [considers that Attachment K is not part of the reciprocity requirement.](#)

25 3.9 On what basis do you believe that HQT is filing all the proposed amendments  
26 to its OATT as shown in exhibits HQT-2, Document 2 and HQT-2, Document  
27 2, revised?

28 **R3.9**

29 TransÉnergie’s representatives would be best placed to answer this  
30 question, if the Régie allows the question.

31 For the purpose of the following questions (3.10 to 3.12), please consider Hydro-  
32 Québec as including all of its divisions i.e. HQP, HQT, HQD and any affiliated entities.

33 3.10 Have you verified if Hydro-Québec has done any filings with FERC with  
34 respect to its OATT? Please provide copies of any of your findings.

35 **R3.10**

36 Le Transporteur s’objecte à la demande. La demande ne porte pas sur le  
37 contenu du rapport de l’expert mandaté par le Transporteur. De plus, la  
38 demande n’est pas pertinente à l’instance. Le Transporteur souligne que  
39 la Régie a déjà accueilli l’objection du Transporteur à l’égard de questions  
40 similaires de RNCREQ et de UC : décision D-2010-080, paragraphe 53  
41 (questions 2.4.1 et 2.4.2).

1 3.11 Have you verified if Hydro-Québec has done any filings with FERC seeking  
2 from FERC the right to charge market based rate? Please provide copies of  
3 any of your findings.

4 **R3.11**

5 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande ne porte pas sur le  
6 contenu du rapport de l'expert mandaté par le Transporteur. De plus, la  
7 demande n'est pas pertinente à l'instance. Le Transporteur souligne que  
8 la Régie a déjà accueilli l'objection du Transporteur à l'égard de questions  
9 similaires de RNCREQ et de UC : décision D-2010-080, paragraphe 53  
10 (questions 2.4.1 et 2.4.2).

11 3.12 Please provide any documents that you have obtained with respect to any  
12 filings made by Hydro-Québec with FERC pertaining to its OATT or any  
13 request to charge market based rate.

14 **R3.12**

15 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande ne porte pas sur le  
16 contenu du rapport de l'expert mandaté par le Transporteur. De plus, la  
17 demande n'est pas pertinente à l'instance. Le Transporteur souligne que  
18 la Régie a déjà accueilli l'objection du Transporteur à l'égard de questions  
19 similaires de RNCREQ et de UC : décision D-2010-080, paragraphe 53  
20 (questions 2.4.1 et 2.4.2).

21 3.13 Why do you refer to the notion of “owning transmission assets in the U.S.”?  
22 Please provide any citations from FERC or any other Canadian regulators  
23 having applied this notion.

24 **R3.13**

25 Although I am not a lawyer and therefore not qualified to give a legal  
26 opinion on the subject of FERC's jurisdiction, it is my general  
27 understanding that ownership of transmission assets in the US is a  
28 condition to FERC jurisdiction over a transmission provider (“TP”).

29 3.14 Are you familiar with any specific case where a US affiliated company of a  
30 non-jurisdictional utility was authorized to use open access transmission  
31 systems in the U.S. without having a schedule K in its OATT? Please describe  
32 and provide for specific reference pertaining to same.

33 **R3.14**

34 For the purposes of my July 3, 2009 Testimony I have not verified  
35 whether, aside from HQ Energy Services (U.S.), there are US affiliated  
36 companies that use open access systems in the U.S. without their parent  
37 non-jurisdictional utility having a schedule K in their OATT.

1 With reference to the above extracts, the following requests for information are put by  
2 our expert Mr. Craig Roach from Boston Pacific Company.

3 3.15 With respect to the statement made pertaining to reciprocity that “Attachment  
4 K is not part of the reciprocity requirements for non-jurisdictional utilities not  
5 owning transmission assets in the U.S.”, please list and provide a full citation  
6 for every FERC document and any other source that you relied upon for this  
7 statement.

8 **R3.15**

9 I refer to my response to question 1 prepared by Dr. Robert A. Sinclair of  
10 NLH’s request for information.

11 [R3.15R](#)

12 [I refer to my response to question 3.8, above.](#)

13 3.16 Under what circumstance would you expect a non-jurisdictional utility to file at  
14 FERC? Given such circumstances, why do you think filing at FERC is a  
15 relevant standard in this case?

16 **R3.16**

17 Le Transporteur s’objecte à la demande. La demande porte sur une  
18 question de droit et non sur une question de faits ou d’expertise.

19 3.17 What is your understanding of the process by which a non-jurisdictional OATT  
20 would come before FERC?

21 **R3.17**

22 Le Transporteur s’objecte à la demande. La demande porte sur une  
23 question de droit et non sur une question de faits ou d’expertise.

24 3.18 Is the statement that no Canadian utility has filed an Attachment K with FERC  
25 still correct given that many utilities have been updating OATTs very recently  
26 in response to FERC Order 890? Please update Exhibit JLR-4 to reflect any  
27 changes that may need to be made to ensure the accuracy of statements  
28 about Canadian firms filing Attachment K.

29 **R3.18**

30 On November 20<sup>th</sup> 2009, Powerex, an affiliate of BCTC, filed a Notice of  
31 Change in Status to FERC. The filing notified FERC that BCTC applied to  
32 BCUC to amend its OATT and the amendments were approved by  
33 BCUC. In response, FERC accepted this status change (FERC docket  
34 no. ER01-48). I am not aware of any Attachment K filings to FERC by  
35 Canadian utilities seeking FERC approval of its Attachment K.  
36 Consequently, Exhibit JLR-4 does not need to be updated.

1 3.19 By the term “Attachment K”, do you mean an attachment of similar intent to  
2 that of Attachment K in FERC’s most recent pro forma OATT, whether marked  
3 Attachment K or otherwise?

4 **R3.19**

5 The meaning of the term “Attachment K” is informed by the context in  
6 which it is used. Generally it refers to a schedule to a TP’s OATT  
7 describing the TP’s transmission planning.

- 8 4. **Références :** i) Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 6 ligne 22 à page  
9 7, ligne 5 :
- 10 ii) Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 20, ligne 21 à  
11 page 21, ligne 2 :
- 12 iii) Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 22, lignes 16 à  
13 21 :
- 14 iv) Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 23, lignes 4 à 14 :

15 **Préambule :**

- 16 i) « The testimonies of Dr. Sinclair, Mr. Marshall, and Mr. Raphals address  
17 in part the motivation of FERC to require new transmission planning  
18 rules. Their testimony is inadequate or incorrect in describing the U.S.  
19 transmission problems that motivated FERC’s Attachment K  
20 requirements. These witnesses disagree with TransÉnergie’s view that  
21 U.S. transmission problems were the main motivation for Attachment K.  
22 I believe transmission problems were the main motivation and there is  
23 ample evidence to support this conclusion. This can be important in  
24 considering TransÉnergie’s specific transmission planning approach. »
- 25 ii) « As discussed in the next section, it is not misleading to believe that the  
26 lack of infrastructure investment and the need to solve problems on the  
27 grid were the primary, though not exclusive aim of the reform of the  
28 transmission planning process. Indeed, there is ample evidence  
29 supporting this conclusion. »
- 30 iii) Q. WHAT IS YOUR RESPONSE?
- 31 A. My response to Mr. Raphals is similar to my response to Dr. Sinclair  
32 in that I disagree with the view that acute problems in the U.S.  
33 transmission system, including congestion, were not the main  
34 motivating factors; they were in my opinion. There is certainly ample  
35 evidence they were the main factors as discussed in the next  
36 section.
- 37 iv) «Q.WHY DID FERC BELIEVE THERE TO BE A NEED FOR  
38 ATTACHMENT K IN THE U.S.?

1 A. FERC believed there was a need for additional transmission planning  
2 requirements in the U.S. for two reasons. The first, and in my  
3 opinion, the primary reason was that acute U.S. transmission  
4 problems could, in part, be solved by improved planning. The  
5 problems included: (1) insufficient transmission investment, (2)  
6 excessive transmission congestion, (3) reliability problems, and (4)  
7 lack of coordination. The second reason was FERC's view that  
8 inadequate planning might facilitate discrimination by transmission  
9 providers. As a consequence, prices could rise and grid  
10 infrastructure investment could be too low. »

11 (Our underlining)

12 **Demandes :**

13 4.1 Please provide specific citations from FERC order 890 and following upon  
14 which you relied in your report to state that the acute U.S. transmission  
15 problems were the “primary reason” for additional planning requirements in  
16 the U.S.

17 **R4.1**

18 I refer to the various and non-exhaustive references to FERC Order 890  
19 included at pages 23 to 29 of my July 3<sup>rd</sup>, 2009 Testimony. I also refer you  
20 to FERC Notice of Proposed Rulemaking (NOPR) of May 19, 2006, at  
21 paragraph 31 to 33, 47, 91, 201 and 206; and to FERC Order 890 at  
22 paragraphs 52, 60, 422, 423 and 516.

23 4.2 i) When you say in your report that there is “ample evidence to support this  
24 conclusion”, are you relying on the extracts in your report from p. 23 to p. 28?  
25 ii) If not, please indicate if there are any other specific references in your  
26 report to support that position.

27 **R4.2**

28 In addition to the various and non-exhaustive references included at  
29 pages 23 to 29 of my July 3<sup>rd</sup>, 2009 Testimony, I also refer you to the  
30 references cited at pages 7 to 13, 14 to 17 and 30 to 51.

31 In addition, for the above extracts, please answer the following question from our  
32 expert Mr. Roach from Boston Pacific Company:

33 4.3 i) Please provide specific evidence that FERC believed that such problems  
34 were primary reasons for Order 890, as opposed to merely being supporting  
35 factors for the primary reasons of preventing undue discrimination and  
36 ensuring that truly comparable transmission service is provided by all public  
37 utility transmission providers. ii) To the extent that you disagree that they were  
38 not simply supporting factors, please explain why and provide citations that  
39 these other motivations were of primary concerns.

1 **R4.3**

2 I refer to my response to question 4.1, above.

3 5. **Références :** i) Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 7, ligne 12 :

4 ii) Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 23, ligne 16 à  
5 page 24, ligne 8 :

6 **Préambule :**

7 i) « This concern about the ability of the U.S. grid to function is evident  
8 in the order,...

9 ii) « Q. DOES ORDER 890 SPECIFICALLY INDICATE THAT  
10 CONCERN OVER LACK OF TRANSMISSION INVESTMENT AND  
11 CONGESTION IS A REASON FOR ATTACHMENT K?

12 A. Yes. In FERC Order 890 pg. 43-44 (Commission Determination), it  
13 states:

14 *“The decline in transmission investment and increase in*  
15 *transmission congestion underscore our concerns over*  
16 *inadequate planning provisions of the existing pro forma*  
17 *OATT. The existing pro forma OATT, as indicated above,*  
18 *contains very little specificity regarding how transmission*  
19 *planning should be conducted, how customers’ needs are*  
20 *incorporated into that process, and what information is*  
21 *publicly available regarding the transmission providers’*  
22 *assumptions, criteria and data used in the planning process.*  
23 *These inadequacies are sufficiently severe, standing alone, to*  
24 *merit reform of the OATT. However, they are of even greater*  
25 *concern given the current state of the transmission grid.*

26 In FERC Order 890 pg. 238, it states:

27 *“We do not believe that the existing pro forma OATT is*  
28 *sufficient in an era of increasing transmission congestion and*  
29 *the need for significant new transmission investment.” »*

30 **Demande :**

31 5.1 Are there any other specific references in the FERC order 890 to the effect  
32 that transmission investment and congestion is the reason for Attachment K?.

33 **R5.1**

34 I refer to my response to question 4.1, above.

35 6. **Référence :** Pièce B-110, HQT-12, Document 1, pages 12, 48, 50 et 51 :

36 **Préambule :**

1 In said pages, you indicate that more information is available from TransÉnergie  
2 witnesses on said issues.

3 **Demande :**

4 6.1 Was that additional information coming from HQT's witnesses communicated  
5 to you when you prepared your report? Please state said additional  
6 information that was provided to you when you prepared your report.

7 **R6.1**

8 My testimony summarizes the information provided to me by  
9 TransÉnergie prior to July 3, 2009. This information is included, more fully  
10 described and updated in Exhibits HQT-15 to HQT-27.

11 7. **Références :** i) Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 12, lignes 14 à 17 :

12 ii) Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 51, lignes 1 à 5 :

13 **Préambule :**

14 i) « • **Transmission Congestion** – I have not conducted a detailed  
15 review of congestion in Quebec. Studies of congestion I have  
16 reviewed have not identified TransÉnergie as having major  
17 internal congestion compared to the U.S. »

18 ii) « • **Transmission Congestion** – I have not conducted a detailed  
19 review of transmission congestion in Quebec. Studies I have  
20 reviewed have not identified TransÉnergie as having major  
21 internal congestion compared to the U.S. »

22 (Our underlining)

23 **Demande :**

24 7.1 Please provide copies of the congestion studies that you have reviewed and  
25 to which you refer in i) and ii).

26 **R7.1**

27 I refer to my response to question 3 prepared by Dr. Robert A. Sinclair, of  
28 NLH's request for information. I also refer to the documents filed as  
29 Exhibits HQT-15 and HQT-27.

30 8. **Références :** i) Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 12, lignes 19 à 24 :

31 ii) Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 16, lignes 8 à 16 :

32 **Préambule :**

33 i) « My familiarity with the existing TransÉnergie planning process is  
34 limited and I have not conducted a detailed review of the process.

1                    However, I am familiar with Attachment K and I note that selected  
2                    aspects of the Attachment K requirements already appear to have  
3                    been met at least in part by virtue of the openness to participation by  
4                    and coordination with neighboring transmission providers, and  
5                    transmission customers.»

6                    ii)                « In Order 890, Attachment K, FERC requires that the Transmission  
7                    Provider's (TPs) planning process must satisfy nine principles<sup>17</sup>:

8                    •                **Coordination** – TPs must meet with all of their transmission  
9                    customers and interconnection neighbors in the course of  
10                    developing their transmission plans.

11                    •                **Openness** – Meetings must be open to all affected parties  
12                    including customers, state authorities and other stakeholders.  
13                    The notice procedures and anticipated frequency of meetings  
14                    should be identified.

15                    [...] »

16                    **Demandes :**

17                    8.1            Please explain how the “coordination” principle is satisfied in the U.S. ?  
18                    Please provide examples.

19                    **R8.1**

20                    The “coordination” principle can be satisfied in the U.S. in a number of  
21                    ways including meetings with various parties, solicitation of comments or  
22                    establishing committees. As FERC stated in Order 890 paragraph 451  
23                    “Commenters overwhelmingly desire flexibility as to the coordination  
24                    principle, and as such, we will not prescribe the requirements for  
25                    coordination such as the minimum number of meetings to be required  
26                    each year, the scope of the meetings, the notice requirements, the format,  
27                    and any other features. We will allow transmission providers, with the  
28                    input of their customers and other stakeholders, to craft coordination  
29                    requirements that work for those transmission providers, and their  
30                    customers and other stakeholders”. Further, FERC states in paragraph  
31                    454 that “the ultimate responsibility for planning remains with transmission  
32                    providers.” For example, I refer to Midwest ISO's Attachment K and  
33                    American Transmission Company's Attachment K.

34                    8.2            Please explain how the “openness” principle is satisfied in the U.S.? Please  
35                    provide examples.

36                    **R8.2**

37                    In order to satisfy the “openness” principle, FERC requires that the  
38                    process must be open to all transmission and interconnection customers,  
39                    state Commissions and other stakeholders. It also agrees that it may be  
40                    appropriate in certain circumstances to limit participation to relevant

1 parties and that safeguards be put in place to ensure confidentiality and  
2 Critical Energy Infrastructure Information concerns are adequately  
3 addressed (see paragraph 460). In the US, this is satisfied by having  
4 mechanisms open to stakeholders (e.g. membership in groups having  
5 input into planning, openness to participation in various processes) with  
6 relevant interest and by having confidentiality and other protections  
7 related to information.

8 8.3 What have you considered as substantiating your statement with respect to  
9 HQT's openness and coordination and on what did you rely to support such  
10 statement? If in documentary form, please provide copies.

11 **R8.3**

12 I refer to my Response to questions 6.5 and 6.6 of RNCREQ and UC  
13 ("July 13, 2010 Response"), at paragraph 89(a) and 89 (b) for a detailed  
14 analysis.

15 8.4 i) Other than hearings before the Régie de l'énergie (hereinafter the "Régie")  
16 (and without admission that said hearings can be considered as "meetings"),  
17 on what did you rely to determine that HQT complies with the requirement to  
18 meet "all of their transmission customers and interconnection neighbors in the  
19 course of developing their transmission plans?" ii) if in the affirmative, when  
20 and on what frequency? iii) Please provide minutes of meetings that were  
21 provided to you to support your statement that transmission customers are  
22 consulted concerning system planning.

23 **R8.4**

24 For a more detailed analysis, I refer to my July 13, 2010 Response, at  
25 paragraph 89(a).

26 8.5 To your knowledge, does HQT meet with "all affected parties including  
27 customers, state authorities and other stakeholders" other than hearings  
28 before the Régie (and without any admission that said hearings can be  
29 considered as meetings)?.

30 **R8.5**

31 As mentioned in my July 3<sup>rd</sup>, 2009 Testimony, as well as in my July 13,  
32 2010 Response, the reasons for which FERC believed there was a need  
33 for Attachment K do not exist for TransÉnergie, and the Régie simply  
34 does not have to intervene in order to fix U.S. problems. TransÉnergie is  
35 offering open, transparent and coordinated transmission planning and it  
36 needs not modify its existing planning process in order to offer open and  
37 comparable access to its transmission system. I also refer to my July  
38 13, 2010 Response, at paragraph 89(b).

1 R8.5R

2 Based on my review of Exhibits HQT-15 to HQT-26, I understand that, in  
3 addition to meetings at hearings under Section 73 and Rate Cases, HQT  
4 meets with affected parties as referred to in my July 13, 2010 Response,  
5 in particular, in the following contexts: 1) NPCC Planning Process  
6 (paragraphs 46-51); 2) Environmental Impact (paragraphs 52-55); 3)  
7 Parliamentary Review (paragraph 25); 4) Exploratory Studies (paragraphs  
8 56-58); 5) Complaint Process (paragraphs 59-61); 6) Neighboring  
9 Systems (paragraph 62); 7) System Impact Study Process (paragraphs  
10 66-70); 8) Other Coordination Mechanisms (paragraphs 80-84).  
11 TransÉnergie's representatives would be best placed to provide any  
12 additional details.

13 With respect to said extracts, please answer the additional questions raised by our  
14 expert Mr. Roach from Boston Pacific Company:

15 8.6 You state at page 12 that “My familiarity with the existing TransÉnergie  
16 planning process is limited and I have not conducted a detailed review of the  
17 process.” Given this statement, why is it and on what did you rely at the time  
18 of your statement to allow you to conclude that HQT’s current planning  
19 process would meet or beat FERC’s pro forma Attachment K?

20 **R8.6**

21 Without having conducted a detailed review, I have received information  
22 relevant to prepare my July 3<sup>rd</sup>, 2009 Testimony, including materials  
23 already referred to in said Testimony. This information is included, more  
24 fully detailed and updated in Exhibits HQT-15 to HQT-27.

25 8.7 Is it your view that, if there was a challenge to HQT’s OATT under the  
26 reciprocity requirement, FERC would waive the requirement for transparent  
27 planning and for Attachment K? If not, what specific point does your  
28 knowledge and review of TransÉnergie’s planning process lead you  
29 conclude?

30 **R8.7**

31 Le Transporteur s’objecte à cette demande. Elle n’est pas de la nature  
32 d’une demande de renseignements et relève du contre-interrogatoire. De  
33 plus, elle porte sur une question de droit et non sur une question de faits  
34 ou d’expertise. Enfin, elle ne porte pas sur le contenu du rapport de  
35 l’expert mandaté par le Transporteur.

36 8.8 Please explain in detail how TransÉnergie’s planning process lives up to or  
37 meets each of the nine principles referred to on page 16 of your report, the  
38 analysis that was conducted and the documents that you relied upon to reach  
39 that conclusion for each principle referred to in your report, and please cite the  
40 sources used in the preparation of your report of July 3<sup>rd</sup>, 2009.

1     **R8.8**

2             I refer to my July 13, 2010 Response in which I reiterate that the reasons  
3             for which FERC believed there was a need for Attachment K do not exist  
4             for TransÉnergie, and the Régie simply does not have to intervene in  
5             order to fix U.S. problems. TransÉnergie is offering open, transparent and  
6             coordinated transmission planning and it needs not modify its existing  
7             planning process in order to offer open and comparable access to its  
8             transmission system. I also refer you to the documents referenced in this  
9             July 13, 2010 Response.

10    9.     **Référence :** Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 14, lignes 11 à 13 :

11    **Préambule :**

12           « Q.    HOW RECENT IS ATTACHMENT K?

13           A.    The origins of Order 890 extend back several years (see Exhibit  
14            JLR-3). FERC initiated the Order 890 process on September 16,  
15            2005 by soliciting comments through a Notice of Inquiry (NOI)<sup>9</sup>. On  
16            May 19, 2006 FERC issued a Notice of Proposed Rulemaking  
17            (NOPR)<sup>10</sup>. On February 16, 2007, FERC issued Order 890<sup>11</sup>.  
18            Transmission providers subject to FERC jurisdiction were required to  
19            file Attachment K in part by December 7, 2007<sup>12</sup>. On May 15, 2008,  
20            FERC approved filings with Attachment K for the first time<sup>13</sup>.»

21    **Demande :**

22    9.1    Please provide copies of the documents filed under notes 12 and 13.

23    **R9.1**

24           The document referenced in note 12 can be found at the following link:  
25           <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/oatt-reform/order-890/ext-Attachment-K.pdf>. As for the documents referenced in note 13, I refer to  
26           R10.2 below.  
27

1 10. **Référence :** i) Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 15, Exhibit JLR-3

2 **Préambule :**

3  
4

**EXHIBIT JLR-3  
Timeline of Events Order 890**

Date	Event
4/14/1996	Order Nos. 888 and 889 issued, requiring public utilities to provide open access transmission service & establishing rules governing OASIS
9/16/2005	Commission sought comment by Notice of Inquiry regarding whether <i>pro forma</i> OATT needed to be reformed
5/19/2006	Notice of Proposed Rulemaking to reform OATT issued
2/16/2007	Order No. 890 issued
7/27/2007	Order extending filing date for Attachment K
10/11/2007	Original date for required filing of Attachment K
12/7/2007	New date for required filing of Attachment K
12/27/2007	Order No. 890-A issued
3/17/2008	Order 890-A becomes effective
5/15/2008	<u>Kelliher's statement on OATT planning compliance filings released. Six Orders issued accepting six Attachment K compliance filings (filed on or before 12/7/2007) subject to some directed revisions</u>
6/23/2008	Order 890-B issued
9/8/2008	Order 890-B becomes effective
3/19/2009	Order 890-C issued
3/25/2009	Order 890-C becomes effective

5 Source: Open Access Transmission tariff (OATT) Reform, <http://www.ferc.gov/industries/electric/indusact/oatt-reform.asp>

6  
7 (Our underlining)

8 **Demandes :**

9 10.1 For May 15, 2008, please provide copy of Mr. Kelliler's statement if it is a  
10 different statement than as per your note 26 of your report.

11 **R10.1**

12 It is the same statement as reproduced at page 25-26 of my July 3<sup>rd</sup> 2009  
13 Testimony, as referenced at note 26.

14 10.2 Please provide copy of the six FERC orders issued accepting Attachment K  
15 compliance filings.

16 **R10.2**

17 The six FERC orders issued accepting Attachment K compliance filings  
18 can be found at the following web links:

19 1. PJM: <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2008/051508/E-1.pdf>  
20

- 1 2. MPS: <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2008/051508/E-6.pdf>  
2  
3 3. MidAmerican: <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2008/051508/E-4.pdf>  
4  
5 4. MISO: <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2008/051508/E-2.pdf>  
6  
7 5. MISO and ATC: <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2008/051508/E-3.pdf>  
8  
9 6. ISO-NE: <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2008/051508/E-5.pdf>  
10

11 11. **Référence :** Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 17, lignes 16 à 21 :

12 **Préambule :**

13 « FERC allows jurisdictional utilities flexibility with respect to numerous  
14 Attachment K issues. For example, a single cost allocation approach is not  
15 required. Similarly, flexibility is allowed in the conduct of economic planning,  
16 dispute resolution, and other matters. FERC can be expected also to show  
17 even more flexibility when reviewing provision of transmission services in a  
18 foreign country because local circumstances are likely to be even more  
19 diverse. »

20 **Demandes :**

21 11.1 Please provide specific FERC decisions where FERC would have allowed  
22 jurisdictional utilities flexibility with respect to numerous Attachment K issues.

23 **R11.1**

24 I refer to my July 13, 2010 Response, at paragraph 72, 88, 91, 93, and 94  
25 where reference is made to FERC Order 890, at paragraphs 451, 452,  
26 and 576-582 on this issue.

27 11.2 Please explain on what you rely to state that FERC will show greater flexibility  
28 when reviewing provision of transmission services in a foreign country.

29 **R11.2**

30 I refer to my July 13, 2010 Response, at paragraphs 72 and 88. I also  
31 refer you to FERC Order 888-A Part 2, page 32, note 354, where FERC  
32 specifically mentions:

33 “In recent cases involving the mitigation of transmission market power of  
34 Canadian utilities that are affiliates of power marketers that seek to sell  
35 power at market based rates in the United States, the Commission has  
36 explicitly acknowledged the sovereign authority of Canadian governments  
37 over Canadian entities and has said that we will be “amenable to a variety  
38 of approaches” for foreign utilities to mitigate transmission market power”.

1 11.3 Please provide any specific FERC decisions substantiating the opinion  
2 indicated in the extract and in relation to question 11.2.

3 **R11.3**

4 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande vise à obtenir une  
5 information ou un document qui est en la possession de l'intervenant ou  
6 lui est accessible.

7 [R11.3R](#)

8 [I refer you to FERC Order 890, at paragraphs 451, 452, 576 to 582. I also](#)  
9 [refer you to FERC Order 888-A Part 2, page 32, note 354, where FERC](#)  
10 [specifically mentions: "In recent cases involving the mitigation of](#)  
11 [transmission market power of Canadian utilities that are affiliates of power](#)  
12 [marketers that seek to sell power at market based rates in the United](#)  
13 [States, the Commission has explicitly acknowledged the sovereign](#)  
14 [authority of Canadian governments over Canadian entities and has said](#)  
15 [that we will be "amenable to a variety of approaches" for foreign utilities to](#)  
16 [mitigate transmission market power". I also refer to my response to](#)  
17 [question 3.8, above.](#)

18 12. **Référence :** Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 22, lignes 6 à 9 :

19 **Préambule :**

20 « Q. WHAT ARE YOU REBUTTING WITH REGARD TO MR. RAPHALS'  
21 TESTIMONY IN THIS PROCEEDING?

22 A. He states on page 3 of the translation of Mr. Raphals' testimony that:  
23 "This, in our view, is a wrongful interpretation of Order 890". »

24 **Demande :**

25 12.1 Please provide a copy of the translation of Mr. Raphals' testimony on which  
26 you were asked to comment.

27 **R12.1**

28 A copy of the English translation for Mr. Raphael's testimony is provided in  
29 response to this request. The document is filed as Exhibit HQT-29,  
30 Document 3.1.

1 13. **Référence :** Pièce B-110, HQT-12, Document 1, pages 24 à 27 :

2 **Préambule :**

3 In this section of your report, you refer to statements made by certain FERC  
4 Commissioners without providing the complete text.

5 **Demande :**

6 13.1 Please provide copy of the statement referred to in note 28.

7 **R13.1**

8 The reference contained in footnote 28 of my July 3<sup>rd</sup>, 2009 Testimony  
9 should be replaced by the following: “Statement dated February 15, 2007,  
10 Docket Nos. RM05-17-000 and RM05-25-000”. The introductory  
11 paragraph to this quotation should also be modified consequently. This  
12 document can be found at the following web link:  
13 [http://www.ferc.gov/media/statements-speeches/moeller/2007/02-15-07-  
moeller-E-1.pdf](http://www.ferc.gov/media/statements-speeches/moeller/2007/02-15-07-<br/>14 moeller-E-1.pdf).

15 14. **Référence :** Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 38 :

16 **Préambule :**

17 You cite an extract of a report without filing the complete document.

18 **Demande :**

19 14.1 Please provide a copy of the document referred to in note 38.

20 **R14.1**

21 This document can be found at the following web link:  
22 [http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/adequacy\\_report\\_01-09-  
09.pdf](http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/adequacy_report_01-09-<br/>23 09.pdf).

24 15. **Référence :** Pièce B-110, HQT-12, Document 1, pages 48 à 51 :

25 **Préambule :**

26 In the pages cited in the reference, you have referred to differences between the  
27 situation of U.S. utilities and that of TransÉnergie.

28 **Demandes :**

29 15.1 For the purpose of your report, did you consider the need for Attachment K in  
30 Québec based on issues of potential discrimination? Please explain.

1 **R15.1**

2 Yes. For instance, a key aspect of potential discrimination discussed in  
3 Order 890 is the existence of significant and recurring congestion and I  
4 have considered this issue at length in my July 13, 2010 Response (at  
5 paragraphs 11 through 28.). I refer also to my July 13, 2010 Response, at  
6 paragraphs 2(b), 9, 71, 89(e), 89(f), and 92(b).

7 15.2 Is it your position there are no discrimination opportunities by HQT in  
8 transmission planning?

9 **R15.2**

10 Le Transporteur s'objecte à la demande. Elle vise à argumenter avec le  
11 témoin. De plus, elle n'est pas de la nature d'une demande de  
12 renseignements et relève du contre-interrogatoire.

13 In addition to said question, our expert Mr. Roach asks:

14 15.3 You state at page 48 of your testimony that there are "major differences  
15 between the situation of U.S. utilities and TransEnergie, and also between  
16 TransEnergie and other Canadian transmission providers." You go on to name  
17 seven such major differences on pages 48 through 51. These seven  
18 differences are:

- 19
- 20 • Separate Interconnection
  - 21 • Interconnection Planning
  - 22 • Number of Key Regulators
  - 23 • Number of Transmission Providers
  - 24 • Number of IPPs
  - 25 • Transmission Investment
  - 26 • Transmission Congestion

26 For each of these seven differences, please indicate (i) why such a difference  
27 would mean that there is no longer any opportunity for discrimination in  
28 transmission planning and (ii) why it would eliminate the need for a planning  
29 process that is transparent. When describing each difference, please cite all  
30 sources being relied upon.

31 **R15.3**

32 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande vise à argumenter  
33 avec le témoin. De plus, elle n'est pas de la nature d'une demande de  
34 renseignements et relève du contre-interrogatoire. Enfin, elle ne porte pas  
35 sur le contenu du rapport de l'expert mandaté par le Transporteur.

1 15.4 You state on page 50 of your testimony that, “I note that Quebec  
2 TransÉnergie will invest \$500 million per year on average to increase the  
3 transmission capacity of its system. This is \$26/kW of load versus \$18/kW in  
4 the U.S. for average 2006 -2010 transmission investment.” Is it your view that  
5 this amount of transmission investment on HQT’s system obviates concerns  
6 about undue discrimination? Please provide all evidence supporting your  
7 conclusion.

8 **R15.4**

9 Le Transporteur s’objecte à la demande. La demande vise à argumenter  
10 avec le témoin. De plus, elle n’est pas de la nature d’une demande de  
11 renseignements et relève du contre-interrogatoire. Enfin, elle ne porte pas  
12 sur le contenu du rapport de l’expert mandaté par le Transporteur.

13 **CONTRE-EXPERTISE DU DR REN ORANS**

14 16. **Référence :** Pièce B-110, HQT-12, Document 2, page 3, lignes 19 à 20:

15 **Préambule :**

16 « I have testified in Québec and other Canadian provinces on transmission  
17 rate design and related matters: »

18 **Demandes :**

19 16.1 Have you ever worked on balancing issues concerning transmission under  
20 Canadian jurisdictions? If so can you please provide a list of said mandates  
21 and a description of same?

22 **R16.1**

23 Le Transporteur s’objecte à la demande. La demande n’est pas de la  
24 nature d’une demande de renseignements. La demande relève d’un voir-  
25 dire ou du contre-interrogatoire.

26 **R16.1R**

27 [Yes, I have worked on developing balancing energy issues in British](#)  
28 [Columbia for British Columbia Transmission Corporation \(BCTC\) and BC](#)  
29 [Hydro. I have reviewed and evaluated balancing energy rate structures in](#)  
30 [the following three cases: 1. Wholesale Transmission Services](#)  
31 [Application before FERC and BCUC \(1995\); 2. Wholesale Transmission](#)  
32 [Services Application before BCUC \(1997\); 3. Open Access Tariff](#)  
33 [Application for BCTC before BCUC \(2005\). My mandate in all three of](#)  
34 [these cases was to evaluate whether the proposed wholesale](#)  
35 [transmission service rate design for all transmission and ancillary services](#)  
36 [were consistent with the FERC Pro forma tariff design and proposals](#)  
37 [effectiveness at meeting both the provincial government's and](#)  
38 [transmission owner's objectives. BC Hydro's imbalance charges evolved](#)  
39 [with both the industry standard and its own experience over this](#)  
40 [10 year period.](#)

1 16.2 Can you explain the balancing pricing mechanism used by the British  
2 Columbia Transmission Corporation (BCTC) system?

3 **R16.2**

4 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande n'est pas de la  
5 nature d'une demande de renseignements. De plus, la demande relève  
6 d'un voir-dire ou du contre-interrogatoire. Enfin, la demande n'est pas  
7 pertinente à l'instance.

8 17. **Référence :** Pièce B-110, HQT-12, Document 2, page 4, lignes 5 à 8:

9 **Préambule :**

10 « • On behalf of British Columbia Transmission Corporation (BCTC)  
11 before the British Columbia Utilities Commission (BCUC) in BCTC's  
12 2004 open access transmission tariff (OATT) application and most  
13 recently in their tariff modifications in response to FERC's Order 890  
14 requirements.»

15 **Demandes :**

16 17.1 Please describe in more details your participation and mandate in BCTC's  
17 tariff modifications in response to FERC's order 890 requirements.

18 **R17.1**

19 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande n'est pas de la  
20 nature d'une demande de renseignements. De plus, la demande relève  
21 d'un voir dire ou du contre-interrogatoire.

22 **R17.1R**

23 I was hired by BCTC to evaluate their tariff with respect to the principles  
24 described within FERC order 890. My evaluation was confidential and  
25 was never used by BCTC in a public forum. I did however participate in  
26 related hearing regarding a dispute between Trans Canada and BCTC  
27 regarding the quantity of Long Term Firm Point to Point Service sold by  
28 BCTC into Alberta.

29 17.2 Please provide copy of any expert reports filed pertaining to FERC's order 890  
30 requirements.

31 **R17.2**

32 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande n'est pas de la  
33 nature d'une demande de renseignements. De plus, la demande relève  
34 d'un voir dire ou du contre-interrogatoire. Aussi, la demande ne porte pas  
35 sur le contenu du rapport de l'expert mandaté par le Transporteur. Enfin,  
36 la demande n'est pas pertinente à l'instance.

1 [R17.2R](#)

2 [I refer to my response 17.1, above. The testimony that I prepared in the](#)  
3 [Trans Canada dispute is not related to Balancing Energy Services.](#)

4 18. **Référence :** Pièce B-110, HQT-12, Document 2, page 4, lignes 19 à 20:

5 **Préambule :**

6 « In the near term, Hydro-Québec Production (HQP) is the only qualified  
7 supplier of that service in Québec. »

8 **Demandes :**

9 18.1 Would you consider Hydro-Québec Production (HQP) to be in a monopolistic  
10 position with respect to the supply of balancing services to TransÉnergie?

11 **R18.1**

12 As stated in my Rebuttal Testimony (pp. 8-9), HQP is currently the only  
13 **qualified** supplier of balancing services to HQT.

14 18.2 Is it your understanding that Hydro-Québec is regulated by the Régie ?

15 **R18.2**

16 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande n'est pas  
17 pertinente à l'instance. De plus, la demande ne porte pas sur le contenu  
18 du rapport de l'expert mandaté par le Transporteur. Enfin, la demande  
19 porte sur une question de droit, soit l'application ou l'interprétation des  
20 lois, dont la *Loi sur Hydro-Québec* et la *Loi sur la Régie de l'énergie*, et  
21 non sur une question de faits ou d'expertise.

22 18.3 Do you think that the Régie has the authority to regulate balancing services?  
23 Please explain.

24 **R18.3**

25 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande ne porte pas sur le  
26 contenu du rapport de l'expert mandaté par le Transporteur. De plus, la  
27 demande porte sur une question de droit, soit l'application ou  
28 l'interprétation des lois, dont la *Loi sur la Régie de l'énergie* et non sur  
29 une question de fait ou d'expertise.

30 19. **Référence :** Pièce B-110, HQT-12, Document 2, page 5, lignes 11 à 14 :

31 **Préambule :**

32 « PR's evidence proposes to remove the maximum and minimum prices and  
33 to eliminate price differentiation by deviation band size. Adopting this proposal  
34 may result in under-collection by HQT and weaken the incentive for a grid  
35 user to minimize its use of the imbalance service. »

**1 Demandes :**

2 19.1 Are there other jurisdictions in Canada where the incremental price is equal to  
3 the decremental price for the first deviation band? If so, can you please list  
4 them and provide a short description of each price mechanism.

**5 R19.1**

6 I understand that Nova Scotia Power, New Brunswick System Operator  
7 (NBSO), and Manitoba Hydro each offer a single price for incremental  
8 and decremental prices in the first deviation band. BC Hydro offers a  
9 single price for incremental and decremental prices in the first deviation  
10 band for imbalances that are less than 20 MWh and do not exceed 4 MW  
11 in any hour.

12 The price mechanisms are described in the public documents referenced  
13 below.

- 14 • <http://transmission.bchydro.com/NR/ronlyres/F6A782ED-67E8-4E1C-8655-7D38237C0A0B/0/SignedSchedule106original.pdf>
- 15 • <http://oasis.nspower.ca/site-nsp/media/Oasis/ApprovedOATT052005.pdf>
- 16 • [http://www.nbso.ca/Public/en/docs-EN/Tariff/TARIFF%20\(Revised%20to%20Reflect%20All%20EUB%20Decisions%20up%20to%20Nov%2026%202008\).pdf](http://www.nbso.ca/Public/en/docs-EN/Tariff/TARIFF%20(Revised%20to%20Reflect%20All%20EUB%20Decisions%20up%20to%20Nov%2026%202008).pdf) , p.94;
- 17 • <http://oasis.midwestiso.org/documents/mheb/MH%20OATT%20March%2022%202010.pdf>, pp. 118-119
- 18 • <http://transmission.bchydro.com/NR/ronlyres/F6A782ED-67E8-4E1C-8655-7D38237C0A0B/0/SignedSchedule106original.pdf>

19 19.2 Do these jurisdictions suffer under-collection by the grid operator? Please  
20 explain and quantify?  
21

**22 R19.2**

23 I am not privy to the financial information relevant to the determination of  
24 whether these grid operators, have suffered from under-collection over  
25 the period between their rate adjustment cases.  
26

27 20. **Référence** : Pièce B-110, HQT-12, Document 2, page 8, lignes 1 à 4 :

**28 Préambule :**

29 « After stating that "there can not be two prices in the same hour (one for  
30 incremental cost and one for decremental cost)," WKM's proposal (p.7) is as  
31 follows: (...)»  
32

1 **Demande :**

2 20.1 Is it possible to have a specific hour where Hydro-Quebec is a net exporter  
3 and a net importer simultaneously? If so, can you provide us with historical  
4 data that it has occurred in the past?

5 **R20.1**

6 If a “net exporter” and “net importer” are defined in aggregate to include  
7 Hydro- Québec’s total imports and exports, then Hydro-Québec cannot be  
8 a net exporter and a net importer simultaneously. For a given hour,  
9 however, it is possible for Hydro-Québec to be a net exporter with respect  
10 to a particular wholesale market (e.g., New York) and a net importer with  
11 respect to another wholesale market (e.g., Ontario). This occurs because  
12 Hydro-Québec may be importing from one market and at the same time  
13 exporting to another market. As for the request for the disclosure of  
14 historical data, such data is not in my possession.

15 21. **Référence :** Pièce B-110, HQT-12, Document 2, page 8, lignes 1 à 4 :

16 **Préambule :**

17 « HQT does not own or control any generation resources. »

18 **Demande :**

19 21.1 Does HQT in its reliability activities have any control over generation to your  
20 knowledge? Please explain.

21 **R21.1**

22 HQT’s representatives are best placed to adequately respond to the  
23 operational details regarding the operation of the bulk power system in  
24 Quebec. HQT must, however, as part of its tariff requirements, procure  
25 imbalance service from its only qualified supplier HQP and like all other  
26 Reliability Coordinators and Balancing Authorities, has control over all  
27 generators and thus may direct a generator to increase or decrease its  
28 output or use curtailment procedures.

29 22. **Référence :** Pièce B-110, HQT-12, Document 2, pages 9 et 10 :

30 **Préambule :**

31 « At present, HQP is the only demonstrated qualified supplier for this service.  
32 Since its inception, HQT has been procuring the imbalance service from HQP.  
33 HQT does not profit from its imbalance service. »

34 **Demandes :**

35 22.1 Is it your understanding that HQT and HQP have the same shareholder?

1 **R22.1**

2 Yes, this is my understanding, based on publicly available information.

3 22.2 Based on your experience, is HQT's revenue shortfall, if any, assumed by  
4 HQT's shareholder instead of HQT's ratepayers?

5 **R22.2**

6 It is my understanding that revenue shortfalls are ultimately borne by  
7 transmission customers.

8 23. **Référence** : i) Pièce B-110, HQT-12, Document 2, page 15, lignes 15 à 18:

9 ii) D-2009-015, page 111 :

10 **Préambule** :

11 i) « • It is not desirable that HQT become a market participant, by  
12 buying/selling electricity to its transmission customers causing  
13 energy imbalances at a price different from the price at which it  
14 transacts with HQP because this would create a conflict with  
15 HQ's functional separation.

16 ii) « La Régie considère que l'utilisation d'un prix de marché satisfait  
17 l'objectif d'offrir une juste compensation au fournisseur du service,  
18 sans créer d'opportunités d'arbitrage pour les clients du  
19 Transporteur.

20 La Régie est d'avis que le prix de référence doit refléter les prix  
21 horaires sur les marchés limitrophes, ajustée des coûts de  
22 transport. »

23 **Demande** :

24 23.1 The Régie has already decided that the price for imbalance should be  
25 determined by the hourly prices of neighbouring markets. Only the formula  
26 needs to be determined in Phase 2. On that basis, how do you reconcile your  
27 suggestion that the prices should be "dictated by the procurement offer from  
28 HQT"?

29 **R23.1**

30 The imbalance prices should follow HQT's offer because, as stated in my  
31 Rebuttal Testimony (pp. 8-9), to ensure full cost recovery, HQT must  
32 exactly pass, on a dollar-for-dollar basis, its procurement cost for the  
33 amount of imbalance service consumed by a user. Failure to do so will  
34 cause a revenue shortfall that must be recovered from (1) HQT's  
35 customers or (2) users of the imbalance service. In either case, the  
36 recovery will violate the "cost-causation" and the "user pays" principles.  
37 Moreover, failure to do so places the transmission provider in the  
38 compromised position of having a financial interest in energy markets.

1 My suggestion above is consistent with the Régie's decision. To see this  
2 point, consider the wholesale trading behavior of a hydro generator with  
3 storage. Its reservoirs enable the hydro generator to store energy and  
4 export it to its neighboring markets during high-price hours. As a result,  
5 the hydro generator's opportunity cost of selling energy to a transmission  
6 user that under-injects is the wholesale market price that the hydro  
7 generator could have gotten from its wholesale trading. Since the hydro  
8 generator aims to sell to the market with the highest price (adjusted for  
9 transmission cost), it is the highest adjusted market price.

10 Similarly, the hydro generator's opportunity cost of buying energy from a  
11 transmission user that over-injects is the wholesale market price that the  
12 hydro generator could have paid during its wholesale trading. Since the  
13 hydro generator aims to buy from the market with the lowest price  
14 (adjusted for transmission cost), it is the lowest adjusted market price.

15 The hydro generator's wholesale trading suggests that the hydro  
16 generator should price its imbalance service at its opportunity  
17 costs because:

- 18 • The hydro generator's opportunity costs are directly tied to neighboring  
19 market prices, thus complying with the Régie's decision.
- 20 • The resulting prices would fairly compensate the hydro generator. If a  
21 transmission user could buy at the hydro generator's import price and  
22 sell at the hydro generator's export price (as suggested by EBMI's  
23 witness: Mr. William K. Marshall), the transmission user would in effect  
24 use the hydro generator's storage at zero cost.
- 25 • Opportunity cost pricing is allowed under FERC Order 890.

26 The hydro generator's opportunity cost based pricing of energy imbalance  
27 is related to the pricing scheme offered by HQP to HQT.

28 In addition, we have the following questions from our expert Mr. Bill Marshall.

29 24. **Référence** : Pièce B-110, HQT-12, Document 2, page 11, lignes 13 à 16:

30 **Préambule** :

31 « The argument overlooks the fact that HQT has no profit incentive for price  
32 discrimination. HQT's pricing formula exactly mirrors the imbalance  
33 procurement offer from HQP. »

34 **Demandes** :

35 24.1 Does HQP have a profit incentive?

36 **R24.1**

37 I understand that HQP generates power for the Québec market and sells  
38 its surpluses on wholesale markets and that it is also active in arbitraging

1 and purchase/resale transactions. To this extent, it has an interest to  
2 profit from its commercial activities.

3 24.2 Does HQP have market power over provision of default balancing service for  
4 HQT?

5 **R24.2**

6 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande n'est pas  
7 pertinente à l'instance. De plus, la demande ne porte pas sur le contenu  
8 du rapport de l'expert mandaté par le Transporteur. Au surplus, la  
9 demande n'est pas de la nature d'une demande de renseignements.  
10 Enfin, la demande porte sur une question de droit, et non sur une  
11 question de faits ou d'expertise.

12 R24.2R

13 HQP is currently the only qualified supplier to provide default balancing  
14 service. However, subject to relevant legal issues regarding same, I  
15 submit that HQP's pricing of energy imbalance is not an exercise of  
16 market power, as defined by:

- 17 • Competition Bureau of Canada: "Market power of sellers means  
18 the ability of a single firm or group of firms to profitably maintain  
19 prices above the competitive level for a significant period of time."<sup>1</sup>  
20 • US Department of Justice: "Market power to a seller is the ability  
21 profitably to maintain prices above competitive levels for a  
22 significant period of time."<sup>2</sup>

23 As indicated in my response to EMBI's Request for Information 23.1 and  
24 18.1-18.3, HQP proposes to price its imbalance service based on the  
25 opportunity costs of its wholesale trading in Quebec's neighboring  
26 markets of Ontario, New York, and New England. These neighboring  
27 markets are geographically large, encompassing many generators that  
28 compete for sales. Hence, HPQ's opportunity costs track competitive  
29 market prices that prevail in these large neighboring markets.

---

<sup>1</sup> Merger Enforcement Guidelines, September 2004, p.5. Available at:  
[http://www.competitionbureau.gc.ca/eic/site/cb-bc.nsf/vwapj/2004%20MEGs.Final.pdf/\\$file/2004%20MEGs.Final.pdf](http://www.competitionbureau.gc.ca/eic/site/cb-bc.nsf/vwapj/2004%20MEGs.Final.pdf/$file/2004%20MEGs.Final.pdf)

<sup>2</sup> Horizontal Merger Guidelines of the US Department of Justice, April 1997, p.2. Available at:  
<http://www.justice.gov/atr/public/guidelines/hmg.pdf>

1 24.3 Do you refer to the procurement offer filed as HQT-9, document 4?

2 **R24.3**

3 The terms of HQP's procurement offer of May 29, 2009 (HQT-9, doc 4)  
4 were incorporated in Schedules 4 and 5 to HQT's amended OATT and  
5 provided to me for purposes of my report on June 19, 2009.

6 24.4 For the purpose of drafting your report, please indicate when said document  
7 was remitted to you?

8 **R24.4**

9 The original offer was not shown to me until after I had written my  
10 testimony. I relied on the description of the HQP proposal provided by  
11 HQT. This description was corroborated by Mr. William Marshall's own  
12 description of the offer (p.4 of Mr. Marshals direct testimony).

13 25. **Référence** : Pièce B-110, HQT-12, Document 2, Section 3.3:

14 **Préambule** :

15 Dr Orans suggests that the WKM balancing proposal provides opportunity for  
16 arbitrage and provides incentive for a generator connected to the HQT's system to  
17 over deliver or under deliver dependent on its contract relative to the proposed  
18 balancing price.

19 **Demandes** :

20 25.1 If the generator over/under delivers by more than 1.5% (min 2 MW) will the +/-  
21 10% on the balancing charge not mitigate the arbitrage incentive?

22 **R25.1**

23 Please see my response to questions 6.1 and 6.2 of the Régie's  
24 information request on opportunity cost pricing of imbalance services.  
25 However, EBMI's proposal does not follow opportunity cost pricing, thus  
26 allowing the generator to profit from over-injection during high-price hours  
27 and under-injection during low-price hours. The +/-10% is insufficient to  
28 remove the profit incentive.

29 25.2 Why lean on HQT balancing and incur +/-10% when the generator could  
30 purchase lower priced energy directly from the US market to supply its  
31 contract?

32 **R25.2**

33 A generator may lean on HQT balancing and incur the ±10% adder  
34 because:

- 1                   • It may be profitable for a generator to do so, as indicated in my  
2                   response to questions 6.1 and 6.2 of the Régie's Request for  
3                   Information.  
4                   • The generator's profits would not be necessarily be linked to any  
5                   transmission services from the transmission providers in Ontario, New  
6                   York and New England.

7   25.3   If a generator has storage why lean on imbalance when time changing market  
8           prices are available and can be accessed?

9   **R25.3**

10           Leaning on HQT's imbalance service eliminates the time, effort and  
11           transaction cost that may entail in arranging and scheduling transmission  
12           services provided by the transmission providers in Ontario, New York and  
13           New England. Hence, a generator with storage can have the incentive to  
14           lean on HQT's imbalance service. Moreover, arbitrage opportunities from  
15           imbalance services are not restricted by any physical operating  
16           restrictions that the generator might have.

17   25.4   If Hydro Quebec is importing energy priced at \$100 isn't that the value of  
18           energy to HQ in that hour?

19   **R25.4**

20           Hydro-Québec uses its storage for energy import and export. While an  
21           import price of \$100/MWh may represent Hydro-Québec's import cost, it  
22           may not represent the value that Hydro-Québec can obtain when selling  
23           the imported energy to an export wholesale markets either  
24           contemporaneously in another market or in a different time period.

25   **RAPPORT D'EXPERTISE DE PHILIP Q. HANSER**

26   26.    **Référence** : Pièce B-129, HQT-28, Document 1, paragraphe 2 :

27   **Préambule** :

28           « I have testified previously before the Régie de l'Énergie ("the Régie"), the  
29           Federal Energy Regulatory Commission ("FERC") and various U.S. state  
30           public utility commissions, [...] »

31   **Demandes** :

32   26.1   Have you been retained concerning mandates pertaining to FERC order 890  
33           and following? If yes, please describe the mandates and provide specific file  
34           docket references.



**R27.1**

1  
2 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande n'est pas de la  
3 nature d'une demande de renseignements. De plus, la demande porte sur  
4 une question de droit et non sur une question de fait ou d'expertise.

5 27.2 Please provide the following data in an electronic spreadsheet or data base  
6 for the Phase I/II HVDC intertie as well as NY Massena and the Ontario  
7 interties for the last five years: (a) total scheduled firm and non-firm  
8 (separately) transmission by hour from HQT to New England, (b) firm and  
9 non-firm curtailment by hour, (c) actual hourly flows by hour from HQT to New  
10 England, and (d) scheduled counter flow by hour.

**R27.2**

11  
12 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande n'est pas  
13 pertinente à l'instance. De plus, la demande n'est pas de la nature d'une  
14 demande de renseignements.

**R27.2R**

15 Cette demande vise un volume considérable de données, au sujet  
16 desquelles des efforts importants sont requis en termes d'identification,  
17 d'extraction, de traitement, de conciliation et d'analyse afin de les  
18 présenter, dans la mesure du possible, sur une base horaire et sous le  
19 format demandé. D'autre part, la demande est peu claire et susceptible  
20 de plusieurs interprétations ; par exemple, les interconnexions et les  
21 chemins d'interconnexions ne sont pas les mêmes au début de la  
22 demande et dans les sous-questions ; il n'est pas évident s'il est requis  
23 d'agrèger certains chemins d'interconnexions ; divers termes sont utilisés  
24 dans la formulation de sorte qu'il n'est pas clair s'il y a une relation ou non  
25 entre les sous-questions. La demande semble également viser divers  
26 types de données qui ne sont pas nécessairement disponibles de la façon  
27 spécifiée. Le Transporteur évalue actuellement l'ampleur des travaux et la  
28 disponibilité des données, afin d'informer la Régie de l'état de la situation  
29 dans les prochains jours.  
30

31 27.3 If available, please provide a reason for each curtailment in (b) referred to in  
32 the above question.

**R27.3**

33  
34 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande n'est pas  
35 pertinente à l'instance. De plus, la demande n'est pas de la nature d'une  
36 demande de renseignements.

1 At Paragraph 5, Mr. Hanser states that “TransÉnergie has put into place a  
2 *procedure.*” [Italics added].

3 27.4 Please indicate what is this “procedure” to which you are referring to.

4 **R27.4**

5 I am referring to the procedure described in Attachment C-1.

6 27.5 Please indicate when this procedure was put in place.

7 **R27.5**

8 I have no knowledge of this. HQT’s representatives are best placed to  
9 answer this question, if the Régie allows the question.

10 27.6 What specific information is analyzed or exchanged for this ATC calculation  
11 under the “procedure”?

12 **R27.6**

13 I understand that, in addition to ATC, the information on total transfer  
14 capability (TTC) and transmission reliability margin (TRM) is exchanged.

15 27.7 Were existing and prospective transmission customers given an opportunity to  
16 participate in the development of this procedure?

17 **R27.7**

18 HQT’s representatives are best placed to answer this question, if the  
19 Régie allows the question.

20 28. **Référence** : Pièce B-129, HQT-28, Document 1, paragraphe 8 :

21 **Préambule** :

22 At Paragraph 8, Mr. Hanser states that the original FERC Order which requires  
23 OATTs was meant to “foster competition in wholesale power markets”.

24 **Demandes** :

25 28.1 Does Mr. Hanser believe that the “procedure” he mentions will foster  
26 competition?

27 **R28.1**

28 I am of the view that the procedure is a transparent way to achieve ATC  
29 coordination and to foster competition.

30 28.2 Have you verified the potential impacts of the proposed change (ATC  
31 coordination) with respect to the level of competition between the interested  
32 parties on the interties? What were your conclusions pertaining to same?

1 **R28.2**

2 The scope of my mandate is defined in paragraph 6 of my report and did  
3 not involve a review of competition issues between interested parties.

4 29. **Référence** : Pièce B-129, HQT-28, Document 1, paragraphe 11 :

5 **Préambule** :

6 At Paragraph 11, Mr. Hanser mentions FERC's goal in Order 890 is to increase  
7 "transparency".

8 **Demande** :

9 29.1 Does Mr. Hanser believe TransÉnergie's decision to take the least common  
10 denominator was done to increase transparency? If so, please state the  
11 reasons for his opinion especially in terms of the procedure used and to what  
12 extent it results in added transparency.

13 **R29.1**

14 HQT's representatives are best placed to answer this question, if the  
15 Régie allows the question. That being said, the stated procedure ensures  
16 transparency as it is very clear how the ATCs across interfaces with  
17 neighbouring systems will be calculated.

18 30. **Référence** : Pièce B-129, HQT-28, Document 1, paragraphe 13 :

19 **Préambule** :

20 « Specifically, FERC clarifies: ...adjacent transmission providers must  
21 coordinate and exchange data and assumptions to achieve consistent ATC  
22 values on either side of a single interface.»

23 **Demandes** :

24 30.1 Please provide a list of the specific data and assumptions that were  
25 exchanged and/or analyzed.

26 **R30.1**

27 HQT's representatives are best placed to answer this question, if the  
28 Régie allows the question.

29 30.2 How often are these data and assumptions exchanged?

30 **30.2**

31 HQT's representatives are best placed to answer this question, if the  
32 Régie allows the question.

1 30.3 What specific parties are involved?

2 **R30.3**

3 HQT's representatives are best placed to answer this question, if the  
4 Régie allows the question.

5 30.4 How and when are existing and prospective transmission customers given an  
6 opportunity to participate in this data exchange?

7 **R30.4**

8 HQT's representatives are best placed to answer this question, if the  
9 Régie allows the question.

10 EBMI soulève les questions suivantes.

11 31. **Référence** : Pièce B-129, HQT-28, Document 1, paragraphe 15 :

12 **Préambule** :

13 « Although FERC's focus on ATC calculation was with regard to its impact on  
14 markets, FERC realized that there were also reliability implications. »

15 **Demandes** :

16 31.1 Please substantiate this statement.

17 **R31.1**

18 In my experience, FERC, in its rulemaking, typically ensures that system  
19 reliability is taken into consideration

20 31.2 Please provide specific FERC citations or documents that you relied upon to  
21 make this statement.

22 **R31.2**

23 I refer to paragraph 195 of Order 890 where it is stated that “the  
24 Commission also indicated that the lack of consistent, industry-wide ATC  
25 calculation standards, poses a threat to the reliable operation of the bulk-  
26 power system, particularly because a transmission provider may not know  
27 of its neighbor's system conditions affecting its own ATC values.” I also  
28 refer to paragraph 50 of Order 890-A.

29 32. **Référence** : Pièce B-129, HQT-28, Document 1, paragraphe 18 :

30 **Préambule** :

31 « However, given the unique features of HQT's interconnection with its  
32 neighbouring systems, which I will explain below, HQT's choice of using the

1 "least common denominator" seems to be the only appropriate way to ensure  
2 that consistent ATC ratings are made on its interfaces with neighbouring  
3 systems.»

4 **Demandes :**

5 32.1 Has FERC ever proposed a “least common denominator approach”?

6 **R32.1**

7 FERC has not specifically proposed a lowest common denominator  
8 approach, but it is an acceptable method, as implied in FERC Order 890  
9 paragraph 208.

10 32.2 Please provide citations or documents from FERC pertaining to this approach.

11 **R32.2**

12 I refer to my answer to 32.1 above.

13 32.3 Can you provide any examples where the approach of the “least common  
14 denominator” was applied? If yes, please provide specific citations and file  
15 docket numbers relating to same.

16 **R32.3**

17 I refer to my answer to NLH’s question 4a).

18 Our expert, Mr. Craig Roach, has the following questions.

19 33. **Référence :** Pièce B-129, HQT-28, Document 1, paragraphes 19 à 23 :

20 **Préambule :**

21 In the context of Paragraphs 19 through 23 which described why TransEnergie’s  
22 system is different, at Paragraph 20 Mr. Hanser states that “HQT also has several DC  
23 interties with neighbouring control areas.”

24 **Demande :**

25 33.1 What is Mr. Hanser’s opinion on how the calculation of ATCs for DC lines  
26 should differ from calculations for AC lines?

27 **R33.1**

28 I understand that HQTs system does not experience loop flows induced  
29 by neighbouring systems and therefore does not need to model  
30 neighbouring systems in estimating its TTC across interfaces with  
31 neighbouring systems. However, final postings of TTCs and ATCs on the  
32 OASIS site generally need to be coordinated with the neighbouring  
33 systems in order to minimize the possibility of curtailments due to the

1 neighbouring system not having the same capability to import/export  
2 energy on an interface.

3 **Préambule :**

4 At Paragraph 23, Mr. Hanser states that the TransÉnergie system “is not subject to  
5 internal congestion”.

6 **Demande :**

7 33.2 Please provide in electronic format all the data analyzed to come to this  
8 conclusion.

9 **R33.2**

10 As already stated in paragraph 23 of my report, this operational  
11 characteristic of the HQT point is established by HQT in Exhibit HQT-27  
12 entitled “HQT Point”, and relied upon for purposes of my report. In  
13 addition, I understand that HQT’s representatives will address further the  
14 absence of internal congestion on HQT’s system.

15 EBMI has the additional following questions pertaining to Mr. Hanser’s report:

16 34. **Référence :** Pièce B-129, HQT-28, Document 1, paragraphe 25 :

17 **Préambule :**

18 « HQT’s ATC calculation methodology and information exchange or  
19 coordination procedures with neighbouring systems are not the same as  
20 some of the utilities’ Attachment Cs that I have reviewed. »

21 **Demandes :**

22 34.1 What are the Attachment Cs that you have reviewed? Please provide a copy  
23 of all the utilities’ Attachment Cs that you have reviewed.

24 **R34.1**

25 I have reviewed approximately thirty Attachment C submissions by U.S.  
26 transmission service providers. A list is filed as Exhibit HQT-29,  
27 Document 3.2.

28 34.2 Please indicate if you have reviewed any Attachment Cs for utilities with DC  
29 interconnections. Please provide copy of same.

30 **R34.2**

31 Five of the transmission providers (El Paso Electric, Mid-Continent Area  
32 Power Pool (MAPP), Public Service Company of New Mexico (PNM),  
33 Southern Power Pool (SPP), and Xcel Energy) in the sample list I

1 reviewed own DC transmission or are connected to neighbouring systems  
2 through DC lines.

3 34.3 Please provide copy of any example of an Attachment C for utilities with DC  
4 interconnections that you consulted at the time of your statement.

5 **R34.3**

6 I refer to my answer to 34.2 above.

7 Our expert Mr. Craig Roach has the additional following questions.

8 35. **Référence** : Pièce B-129, HQT-28, Document 1, Attachment C-1 :

9 **Préambule** :

10 Mr. Hanser appends Attachment C-1 to his Report. At Item 1 under the title  
11 Scheduling Horizon, Roll-Over Rights (abbreviated as ROR) are shown to reduce firm  
12 ETC and, thereby, firm ATC.

13 **Demande** :

14 35.1 What is Mr. Hanser's understanding of the nature and quantity of the ROR  
15 under the existing OATT and under this proposed OATT?

16 **R35.1**

17 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande ne porte pas sur le  
18 contenu du rapport de l'expert mandaté par le Transporteur.

19 **MISE À JOUR DE FICHES SUR LES MODIFICATIONS PROPOSÉES AUX TARIFS**  
20 **ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC**

21 36. **Référence** : i) Pièce B-129, HQT-2, Document 2R, article 2.2, page 1 :

22 ii) Pièce B-129, HQT-2, Document 2R, article 2.2 page 2 :

23 **Préambule** :

24 i) **« Proposition de modification aux Tarifs et conditions**

25 **2.2 Priorité de réservation pour les clients existants du service ferme :**

26 Les clients existants du service de transport ferme avec une durée de contrat  
27 ~~d'un an~~ **de cinq ans** ou plus sont en droit de continuer d'utiliser le service de  
28 transport du Transporteur à l'expiration, à la reconduction ou au  
29 renouvellement de leur contrat. Cette priorité de réservation de transport ne  
30 dépend pas du fait que le client existant continue à acheter l'électricité du  
31 Producteur, ou choisit d'acheter l'électricité d'un autre fournisseur. Si, à la fin  
32 de la durée du contrat, le réseau de transport du Transporteur ne peut pas  
33 répondre à toutes les demandes de service de transport, le client existant de  
34 service ferme doit accepter une durée de contrat au moins égale à ~~elle~~ **la**

1 durée de contrat plus longue d'une nouvelle demande concurrente de la part  
2 d'un nouveau client admissible et accepter de payer le tarif juste et  
3 raisonnable courant approuvé par la Régie pour ce service; ce droit du client  
4 existant (ci-après le droit de préemption) est conditionnel à ce que le  
5 nouveau contrat ait à condition que le client du service ferme détienne un  
6 droit de préemption à la fin de la durée de ce service seulement si le nouveau  
7 contrat a une durée de cinq ans ou plus. Le client existant du service ferme  
8 doit faire savoir au Transporteur s'il exercera son droit de préemption au  
9 moins un an avant la date d'expiration de sa convention de service de  
10 transport. Cette priorité de réservation de transport pour les clients existants  
11 du service ferme est un droit qui se continue et qui peut être exercé à la fin  
12 de tous les contrats fermes d'un an de cinq ans ou plus. À moins qu'elles  
13 n'aient été révoquées, Les conventions de service bénéficiant assujetties à  
14 d'un droit de préemption qui ont été conclues avant la date établie à l'article  
15 44.2 ou qui sont associées à une demande de service de transport reçue avant  
16 cette date établie à l'article 44.2, à moins qu'elles ne soient révoquées, (ci-  
17 après les conventions de service en cours) dont le terme expire dans les cinq  
18 ans suivant cette date deviendront assujetties aux exigences relatives à la  
19 durée de cinq ans et au préavis d'un an à la date de leur première  
20 reconduction, à la condition que le client existant ait fait savoir au  
21 Transporteur qu'il exercera son droit de préemption au moins 60 jours avant  
22 l'expiration de ce terme. À moins qu'elles n'aient été révoquées, les  
23 conventions de service en cours dont le terme expire plus de cinq ans suivant  
24 la date établie à l'article 44.2 seront assujetties à l'exigence relative à la  
25 durée de cinq ans et au préavis d'un an. L'avis d'un an s'applique aux  
26 conventions de service ayant encore une durée de contrat de cinq ans ou plus  
27 à la date établie à l'article 44.2, à condition que le client en avise le  
28 Transporteur par écrit et via OASIS au plus tard soixante (60) jours avant la  
29 fin du contrat. »

30 ii) « Les amendements clarifient l'intention du transporteur et précisent  
31 l'existence du droit de préemption lorsque la demande concurrente émane  
32 d'un client existant du service de transport.»

33 **Demandes :**

34 36.1 Veuillez indiquer à l'égard de la référence i) quels sont les changements qui  
35 découlent spécifiquement des ordonnances 890.

36 **R36.1**

37 Tous les changements à l'article 2.2 des *Tarifs et conditions* découlent de  
38 l'ordonnance 890, le Transporteur ayant voulu clarifier le texte de cette  
39 disposition tout en respectant intégralement les principes retenus par la  
40 FERC sur le sujet du droit de renouvellement.

41 36.2 Pourquoi HQT demande d'enlever la notion de « nouveau » client à l'article  
42 2.2? S'agit-il d'un changement requis en vertu des ordonnances 890 et  
43 suivantes de la FERC? Veuillez expliquer.

**R36.2**

1  
2 Ce changement n'est pas spécifiquement requis en vertu de l'ordonnance  
3 890 de la FERC. Il vise à clarifier l'intention du Transporteur telle qu'elle  
4 apparaissait dans sa réponse à la question 13.1 de la demande de  
5 renseignements n°1 de la Régie (pièce HQT-8, doc. 1, p. 15).

6 36.3 Qu'est-ce qui justifie l'interprétation du Transporteur à l'effet que le droit de  
7 préemption devrait s'appliquer à une demande concurrente « d'un client  
8 existant » par opposition à un « nouveau client » du service de transport?  
9 Veuillez fournir toute source justifiant cette position.

**R36.3**

10  
11 Le Transporteur ne trouve aucune justification dans le texte de  
12 l'ordonnance 890 ou dans les pratiques commerciales pour limiter le droit  
13 de préemption aux seuls cas où une demande concurrente provenait d'un  
14 client admissible n'ayant aucune convention de service en vigueur.

15 36.4 Veuillez fournir la version à jour de l'article 2.2 tel qu'il se retrouve dans  
16 l'OATT de la FERC et veuillez expliquer chacune des différences entre l'article  
17 2.2 de la FERC et les modifications proposées par HQT. Veuillez préciser les  
18 changements découlant des ordonnances de la FERC 890 et suivantes par  
19 opposition à tout autre changement en précisant pourquoi chacun de ces  
20 changements serait requis.

**R36.4**

21  
22 Le texte à jour de l'article 2.2 du *pro forma* OATT de la FERC se retrouve  
23 en annexe à l'ordonnance 890-B (pièce HQT-7, doc. 1). Hormis la  
24 précision apportée relativement à la demande concurrente d'un « client  
25 existant » par opposition à un « nouveau client », qui fait l'objet des  
26 réponses aux questions 36.2 et 36.3, ci-dessus, les différences entre le  
27 texte proposé de l'article 2.2 des *Tarifs et conditions* sont introduites afin  
28 de clarifier le texte initialement proposé par le Transporteur. Ces  
29 différences n'ont pas pour objet ou pour effet de s'écarter des principes  
30 retenus par la FERC dans l'ordonnance 890.

31 36.5 Avez-vous évalué l'impact de ce changement à l'égard de votre clientèle? Si  
32 oui, veuillez fournir votre évaluation des impacts.

**R36.5**

33  
34 Les changements apportés au texte de l'article 2.2 des *Tarifs et*  
35 *conditions* l'ont été afin de clarifier le texte initialement proposé par le  
36 Transporteur. Ces changements ne produiront pas un impact différent de  
37 l'impact du texte initialement proposé par le Transporteur.

1 36.6 Y a-t-il eu consultation auprès des clients de HQT concernant les  
2 modifications proposées à cet article? Veuillez indiquer qui a été consulté, à  
3 quelle(s) date(s) et fournir les minutes de réunion, le cas échéant.

4 **R36.6**

5 Le présent processus tarifaire devant la Régie permet aux intervenants,  
6 dont les clients, de se faire entendre. Il n'y a pas eu de consultation  
7 préalable à l'instance.

8 En ce qui a trait à l'article 2.2, notre expert monsieur Craig Roach de Boston Pacific  
9 Company a les questions suivantes.

10 36.7 Would the striking the word "new" give existing customers like HQP, the ability  
11 to outbid in length other transmission customers for ATC after a reduction in  
12 calculated ATC?

13 **R36.7**

14 Le Transporteur réfère à la réponse à la question 36.2, ci-dessus.

15 R36.7R

16 Non. L'élimination du mot « nouveau » vise à permettre au client existant  
17 d'exercer la priorité conférée par cette disposition à l'égard de toute  
18 demande concurrente, qu'elle émane d'un nouveau client ou d'un autre  
19 client existant. Lorsque le réseau ne peut pas répondre à toutes les  
20 demandes de service de transport, un client existant ne peut pas, en  
21 déposant une demande de service de transport concurrente à plus long  
22 terme (« outbid in length »), empêcher un autre client existant d'exercer  
23 sa priorité de renouvellement.

24 Section 2.2 of the proposed revised OATT states: "Unless they have been revoked,  
25 the five year/one-year requirement shall apply to current service agreements with five  
26 years or more left in their terms as of the date established in article 44.2"

27 36.8 Does this quote mean that any existing service agreement with less than five  
28 years remaining in its term, as of the date that will be specified in article 44.2,  
29 will lose renewal rights? If not, what is the meaning of this section?

30 **R36.8**

31 Le client existant du service de transport dont la convention de service en  
32 cours expire dans les cinq ans suivant la date établie à l'article 44.2  
33 bénéficie d'un droit de préemption à l'expiration de ce terme s'il fait savoir  
34 au Transporteur qu'il exercera ce droit au moins 60 jours avant  
35 l'expiration du terme de son contrat existant. Si le client renouvelle son  
36 contrat pour une durée de cinq ans ou plus, il bénéficiera à nouveau d'un  
37 droit de préemption à l'expiration du terme de ce contrat, s'il a fait savoir  
38 au Transporteur qu'il exercera ce droit au moins un an avant sa date  
39 d'expiration. Toutefois, si le client renouvelle son contrat pour une durée  
40 inférieure à cinq ans, il ne bénéficiera plus d'un droit de renouvellement à

1 l'expiration de ce contrat. À titre d'exemple, supposons que la date établie  
2 à l'article 44.2 est le 1<sup>er</sup> janvier 2011 et qu'un client est partie à une  
3 convention de service de transport expirant le 1<sup>er</sup> janvier 2014 : à cette  
4 date, ce client pourra exercer son droit de préemption en donnant un  
5 préavis au Transporteur au plus tard le 2 novembre 2013. Si la  
6 convention de service de transport conclue suite à l'exercice de ce droit  
7 de préemption expire avant le 1<sup>er</sup> janvier 2019 (terme de moins de cinq  
8 ans), le client ne bénéficiera pas d'un droit de préemption à l'expiration de  
9 cette convention. Si la convention de service de transport conclue suite à  
10 l'exercice de ce droit de préemption expire le 1<sup>er</sup> janvier 2019 ou après  
11 (terme de cinq ans ou plus), le client pourra à nouveau exercer son droit  
12 de préemption en donnant un préavis au Transporteur au plus tard le 1<sup>er</sup>  
13 janvier 2018.

14 37. **Référence :** Pièce B-129 HQT-2, Document 2 révisé, article 13.2 :

15 **Préambule :**

16 **«Proposition de modification aux Tarifs et conditions**

17 **13.2 Priorité de réservation service :**

18 Le service de transport ferme à long terme de point à point est offert selon le principe  
19 du premier arrivé, premier servi, c'est-à-dire dans l'ordre chronologique de ~~réservation~~  
20 ~~demande~~ du service par chaque client du service de transport.

21 Les réservations pour le service de transport ferme à court terme de point à point sont  
22 conditionnelles à la durée de la ~~réservation~~~~transaction~~ demandée. Toutefois, les  
23 demandes préconfirmées pour un service de transport à court terme de point à point  
24 auront priorité sur les demandes soumises antérieurement qui ne sont pas  
25 préconfirmées et qui sont d'une durée égale ou inférieure. Parmi les demandes ou les  
26 réservations ayant la même durée et, le cas échéant, le même état de préconfirmation  
27 (préconfirmée, confirmée ou non confirmée), on accordera la priorité à la demande ou  
28 à la réservation du client admissible qui offre le prix le plus élevé, avant de tenir  
29 compte de selon la date et de l'heure de la demande ou de la réservation.

30 Si les demandes dépassent la capacité du réseau de transport, l'alimentation de la  
31 charge en réseau et de la charge locale à partir des ressources désignées du client du  
32 réseau intégré et du Distributeur auront priorité sur les réservations de service de  
33 transport ferme à court terme de point à point et les demandes de service à plus long  
34 terme les demandes de service à plus long terme, ainsi que les ressources désignées  
35 par le Distributeur pour alimenter la charge locale, pourront avoir priorité sur les  
36 réservations concurrentes ont priorité sur celles à plus court terme jusqu'à concurrence  
37 des dates limites suivantes : un jour avant le commencement du service quotidien, une  
38 semaine avant le commencement du service hebdomadaire et un mois avant le  
39 commencement du service mensuel. Avant la date limite, si la capacité de ~~transport~~  
40 ~~transfert~~ disponible n'est pas suffisante pour satisfaire à toutes les demandes, le client  
41 admissible qui a réservé un service de plus court terme ou d'égale durée et à un prix  
42 inférieur a un droit de préemption pour égaler la demande de service de ~~point à point~~  
43 ~~de court terme d'une durée supérieure~~ plus long terme ou le service d'égale durée à un  
44 prix supérieur, avant de perdre sa priorité de réservation. Une demande concurrente  
45 de plus long terme pour un service de transport ferme à court terme de point à point  
46 sera accordée si le client admissible ayant un droit de préemption ne convient pas  
47 d'égaliser la demande concurrente dans un délai de 24 heures (ou avant s'il y a lieu

1 pour satisfaire aux délais relatifs à la programmation qui sont énoncés à l'article 13.8)  
2 après avoir été avisé par le Transporteur d'une demande concurrente à plus long  
3 terme pour un service de transport ferme à court terme de point à point. Lorsqu'une  
4 demande de plus longue durée supplante plusieurs réservations de plus courte durée,  
5 les réservations de plus courte durée doivent avoir des occasions simultanées  
6 d'exercer le droit de préemption. La durée, le prix et le temps de réponse serviront à  
7 déterminer l'ordre dans lequel les multiples réservations de plus courte durée pourront  
8 exercer le droit de préemption. Après la date limite, le service commencera  
9 conformément aux conditions de la Partie II des présentes.  
10 Une réservation de service de transport ferme de point à point aura toujours priorité  
11 sur le service de transport non ferme de point à point en vertu des présentes. Tout  
12 service de transport ferme à long terme de point à point aura une priorité d'accès  
13 supérieure au service de transport ferme à court terme de point à point et égale à celle  
14 des ressources désignées par le Distributeur pour alimenter la charge locale et à celle  
15 des ressources désignées par le client du réseau intégré pour alimenter ses charges, de  
16 quelque durée que soient les désignations des ressources par le Distributeur et par le  
17 client du réseau intégré. Les priorités de réservation pour les clients existants du  
18 service de transport ferme sont stipulées à l'article 2.2. Le service de transport ferme à  
19 long terme de point à point débute à la date indiquée dans la convention de service.  
20 (nos soulignés) »

21 **Demands :**

22 37.1 Veuillez justifier pourquoi le terme « réservation » a été remplacé par  
23 « service »? Veuillez préciser si ce changement fait suite aux ordonnances  
24 890 et suivantes de la FERC.

25 **R37.1**

26 Le terme « réservation » a été remplacé par le terme « service » afin de  
27 tenir compte du fait que le Distributeur bénéficie d'un service de transport  
28 pour l'alimentation de sa charge locale en vertu de la partie IV des *Tarifs*  
29 *et conditions* sans qu'il ne lui soit nécessaire d'effectuer de réservation  
30 (Décision D-2010-053, par. 262 et 263). Le *pro forma* OATT de la FERC  
31 ne comporte pas de partie IV.

32 37.2 Pourquoi avoir rayé la référence au prix le plus élevé, égale ou inférieur?  
33 S'agissait-il d'une erreur?

34 **R37.2**

35 Le régime en vigueur ne permet pas de prix supérieur à ceux approuvés  
36 par la Régie. En conséquence, la notion de prix n'est pas pertinente.

37 37.3 Est-ce que les modifications apportées à l'article 13.2 changent l'ordre de  
38 priorité de réservations comparativement à la situation présentement en  
39 vigueur?

40 **R37.3**

41 En ce qui concerne les modifications apportées à cet article le  
42 23 juin 2010, la réponse est non. En ce qui concerne les modifications

1 proposées à l'article 13.2 dans son ensemble, la réponse est également  
2 non, sauf pour une demande préconfirmée qui a priorité sur une demande  
3 non confirmée de même durée.

4 37.4 Veuillez fournir un tableau montrant l'ordre de priorité des différents types de  
5 réservations actuellement en vigueur et celle proposée dans le présent  
6 dossier.

7 **R37.4**

8 Le Transporteur réfère au tableau R1.1a) joint à la question 1.1 de la  
9 demande de renseignements n° 3 de la Régie (pièce HQT-11, doc. 1,  
10 p. 4).

11 38. **Référence :** Pièce B-129 HQT-2, Document 2 révisé, article 14.2

12 **Préambule :**

13 **«Proposition de modification aux Tarifs et conditions**

14 **14.2 Priorité de réservationservice :** Le service de transport non ferme de point à  
15 point est offert à partir de la capacité de ~~transport-transfert~~ qui excède ce qui est  
16 nécessaire pour un service fiable aux clients de charge locale, aux clients du réseau  
17 intégré et aux autres clients du service de transport qui utilisent un service de  
18 transport ferme à court et à long terme de point à point. Une plus grande priorité sera  
19 attribuée d'abord aux demandes ou aux réservations ayant une plus grande durée de  
20 service et ensuite aux demandes préconfirmées. ~~Advenant que le réseau de transport~~  
21 ~~soit assujéti à des contraintes, les demandes concurrentes préconfirmées et d'une~~  
22 ~~durée équivalente seront classées par priorité d'après le prix le plus élevé offert par le~~  
23 ~~client admissible pour le service de transport~~. Les clients admissibles qui ont déjà  
24 réservé un service de plus court terme ont un droit de préemption pour égaliser la  
25 demande de service de plus long terme avant d'être évincés. Le service de transport à  
26 l'intention des clients du réseau intégré et le service de transport pour l'alimentation de  
27 la charge locale à partir de ressources autres que les ressources désignées auront  
28 priorité sur tout service de transport non ferme de point à point. Le service de  
29 transport non ferme de point à point par un (des) point(s) de réception et un (des)  
30 point(s) de livraison secondaires aura la priorité de réservation la plus basse en vertu  
31 des présentes. (nos soulignés) »

32 **Demandes :**

33 38.1 Veuillez justifier pourquoi le terme « réservation » a été remplacé par  
34 « service »?

35 **R38.1**

36 Le Transporteur réfère à la réponse à la question 37.1, ci-dessus.

37 38.2 Veuillez préciser si ce changement fait suite aux ordonnances 890 et  
38 suivantes de la FERC.

1 **R38.2**

2 Le Transporteur réfère à la réponse à la question 37.1, ci-dessus.

3 39. **Référence :** Pièce B-129, HQT-2, Document 2R, article 15.4

4 Our expert Mr. Craig Roach has the following questions :

5 **Préambule :**

6 Paragraph 4 of FERC Order 890 states, “The existing pro forma OATT allows a  
7 transmission provider to deny a request for long-term point-to-point service if the  
8 request cannot be satisfied in only one hour of the requested term. This practice  
9 discourages the efficient use of the existing grid and precludes access to alternative  
10 power supplies. We reform this practice by requiring that a conditional firm option be  
11 offered to customers seeking long-term point-to-point service, i.e., conditional firm  
12 service.”

13 **Demandes :**

14 39.1 Given the statement above, do you believe that FERC requires transmission  
15 providers to provide conditional firm service? If not, why not?

16 **R39.1**

17 Le Transporteur s’objecte à la demande. La demande ne porte pas sur la  
18 preuve amendée. De plus, la demande n’est pas de la nature d’une  
19 demande de renseignements.

20 39.2 In 2009, the daily peak level of net imports from HQT to New England over the  
21 Phase I/II HVDC Transmission Facilities was over 1,200 MW on 87% of the  
22 days. Furthermore, the average daily peak net import value on the  
23 interchange was 1,457 MW? Given this, do you believe there is room for  
24 conditional firm service? If not, why not?

25 **R39.2**

26 Le Transporteur s’objecte à la demande. La demande ne porte pas sur la  
27 preuve amendée. De plus, la demande n’est pas de la nature d’une  
28 demande de renseignements.

29 40. **Référence :** Pièce B-129 HQT-2, Document 2 révisé, article 30.2

30 **Préambule :**

31 **«Description et justification de la modification**

32 L'article 30.2, qui s'applique au client qui reçoit déjà le service en réseau intégré pour  
33 la désignation d'une nouvelle ressource en réseau, complète l'article 29.2, lequel  
34 s'applique à la demande initiale du client en réseau intégré.

1 Les éléments apportés par la FERC à l'OATT permettent de préciser comment le  
2 client doit effectuer la désignation de ses ressources et elle demande aux transporteurs  
3 d'adapter leur OASIS en conséquence. [Le Transporteur fait toutefois les adaptations](#)  
4 [nécessaires afin de tenir compte du fait que son site OASIS n'affiche que les](#)  
5 [installations physiques de transport sur son réseau qui constituent des « chemins » et](#)  
6 [que la désignation d'une nouvelle ressource ne peut donc pas toujours s'effectuer par](#)  
7 [l'entremise du site OASIS.](#) »

8 **Demande :**

9 40.1 Veuillez justifier pourquoi le Transporteur ne se conforme pas aux exigences  
10 de la FERC à l'égard de son site OASIS en ce qui concerne l'ensemble des  
11 désignations des ressources de ces clients?

12 **R40.1**

13 La question est sans objet puisque le Transporteur se conforme aux  
14 exigences de la FERC qui sont conformes aux décisions, ordonnances et  
15 règlements de la Régie. Les ressources désignées par le Distributeur  
16 seront affichées sur OASIS dès que la Régie aura approuvé les  
17 présentes modifications aux *Tarifs et conditions*.

18 40.2 **Référence :** Pièce B-129 HQT-2, Document 2 révisé, article 30.3 :

19 **Préambule :**

20 **«Description et justification de la modification:**

21 Le Transporteur apporte à l'article 30.3 une modification [similaire identique](#) à celle  
22 proposée par la FERC, [tout en faisant les adaptations nécessaires afin de tenir compte](#)  
23 [du fait que le site OASIS du Transporteur n'affiche que les installations physiques de](#)  
24 [transport sur son réseau qui constituent des « chemins » et que la suppression d'une](#)  
25 [ressource ne peut donc pas toujours s'effectuer par l'entremise du site OASIS.](#)

26 Cette modification proposée apporte plus de transparence et de flexibilité au client du  
27 service en réseau intégré dans la suppression temporaire d'une ressource.

28 Conformément au souhait de la FERC, les fonctionnalités requises sont prévues dans  
29 les règles de NAESB et seront intégrées au nouvel OASIS en préparation du  
30 Transporteur . Ceci apportera une transparence et souplesse accrue au processus de  
31 désignation des ressources du client en réseau intégré, ainsi qu'une meilleure précision  
32 dans le calcul de la capacité de transfert disponible lorsque les ressources désignées  
33 sont hors réseau ou autrement affectent le calcul de cette capacité.»

34 **Demande :**

35 40.3 Veuillez justifier pourquoi le Transporteur ne se conforme pas aux exigences  
36 de la FERC à l'égard de son site OASIS en ce qui concerne la suppression  
37 d'une ressource qui ne fait pas partie d'un « chemin » déterminé par le  
38 Transporteur?

1 **R40.3**

2 La question est sans objet puisque le Transporteur se conforme aux  
3 exigences de la FERC qui sont conformes aux décisions, ordonnances et  
4 règlements de la Régie. Les suppressions de désignations de ressources  
5 seront affichées sur OASIS dès que la Régie aura approuvé les  
6 présentes modifications aux *Tarifs et conditions*.

7 40.4 **Référence :** Pièce B-129 HQT-2, Document 2 révisé, article 38.1

8 **Préambule :**

9 «**Proposition de modification aux *Tarifs et conditions***

10 **38.1 Désignation des ressources du Distributeur :** Les ressources du Distributeur  
11 comprennent toute la production achetée par le Distributeur qui est désignée comme  
12 devant alimenter la charge locale en vertu des présentes. Les ressources du  
13 Distributeur ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font  
14 l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge autre que la charge  
15 locale ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur  
16 sur une base non interruptible, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un  
17 programme de partage des réserves. Les centrales pouvant servir à alimenter la charge  
18 locale du Distributeur en date du 1<sup>er</sup> janvier 2001 font partie des ressources désignées  
19 du Distributeur tant que le Distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire  
20 au Transporteur..»

21 **Demande :**

22 40.5 Veuillez indiquer si l'ajout du terme « désignées » au texte de l'article 38.1 est  
23 lié à la décision de la Régie dans le dossier des plaintes de NLH. Si oui,  
24 veuillez expliquer pourquoi en donnant les références précises relativement à  
25 cette décision.

26 **R40.5**

27 L'ajout du mot « désignées » dans la dernière phrase de l'article 38.1 vise  
28 à clarifier, si besoin est, que les centrales pouvant servir à alimenter la  
29 charge locale du Distributeur en date du 1<sup>er</sup> janvier 2001 sont des  
30 ressources désignées du Distributeur. Selon le Transporteur, une telle  
31 intention était déjà manifeste du texte des *Tarifs et conditions* et la  
32 modification proposée a pour unique objectif d'éliminer une ambiguïté  
33 s'étant révélée à l'audition de la plainte P-110-1565, où une autre  
34 interprétation a été mise de l'avant par NLH.

- 1 41. **Références :** i) Pièce B-129, HQT-2, Document 2, Appendice C-1, p. 1 :  
2 ii) Pièce B-129, HQT-2, Document 2, Appendice C-1, p. 6:

3 **Préambule :**

- 4 i) « [Pour les interconnexions où la capacité de transfert ferme est coordonnée](#)  
5 [entre le réseau du Transporteur et un réseau voisin, cette capacité](#)  
6 [correspond à la moins élevée des valeurs de capacités suivantes : \(1\) la](#)  
7 [capacité de réception \(ou de livraison\) ferme avant prise en compte des](#)  
8 [ETC du réseau voisin, et \(2\) la capacité de réception \(ou de livraison\) ferme](#)  
9 [avant prise en compte des ETC du Transporteur.](#)
- 10 ii) [Les amendements portent également sur la coordination des ATC.](#) »

11 **Demandes :**

- 12 41.1 Pourquoi HQT réfère à la « capacité de réception (ou de livraison) ferme »  
13 dans le contexte de la méthodologie d'évaluation de capacité de transfert  
14 disponible?

15 **R41.1**

16 La coordination des capacités, telle que publiée sur OASIS, porte  
17 seulement sur les capacités fermes.

- 18 41.2 i) Veuillez indiquer si HQT a modifié les ATC aux interconnexions depuis  
19 l'émission des ordonnances 890 et suivantes de la FERC. ii) Veuillez fournir,  
20 le cas échéant, les modifications des ATC pour toutes les interconnexions et  
21 préciser la date à laquelle ces modifications sont intervenues.

22 **R41.2i)**

23 Oui.

24 **R41.2ii)**

25 Telle que publiée sur OASIS, la coordination est survenue pour toutes les  
26 interconnexions le 8 juillet 2009. Les nouvelles valeurs d'ATC sont  
27 reflétées dans les capacités de transport fermes affichées sur OASIS.

- 28 41.3 Veuillez fournir la méthodologie de détermination des capacités de transfert  
29 ferme sur les réseaux voisins ayant des interconnexions avec le réseau du  
30 Transporteur.

31 **R41.3**

32 Cette information est disponible sur les sites des réseaux voisins.

- 33 41.4 Veuillez indiquer si les réseaux voisins ayant des interconnexions avec le  
34 réseau du Transporteur ont modifié leur ATC depuis les ordonnances 890 et  
35 ss. de la FERC. Veuillez fournir, le cas échéant, toutes les modifications des

1 ATC effectuées par les réseaux voisins ayant un lien direct avec le réseau du  
2 Transporteur et préciser la date à laquelle ces modifications sont intervenues.

3 **R41.4**

4 Cette information est disponible sur les sites des réseaux voisins.

5 41.5 Veuillez indiquer les ATC qui sont utilisés présentement à l'égard de chacune  
6 des interconnexions du Transporteur, les ATC correspondant des réseaux  
7 voisins et préciser pour chacune des interconnexions les ATC résultant des  
8 modifications recherchées par la présente demande auprès de la Régie.

9 **R41.5**

10 Les ATC du Transporteur sont affichées sur son site OASIS. Les ATC  
11 des réseaux voisins sont affichées sur leur site.

12 [R41.5R](#)

13 [Le Transporteur soumet le fichier ci-joint, intitulé \*Tableau de l'ATC –\*](#)  
14 [\*Réseau HQT et réseaux voisins, Pièce HQT-29, Document 3.4, indiquant\*](#)  
15 [\*l'ATC prévisionnelle en date du 13 septembre 2010 sur toutes les\*](#)  
16 [\*interconnexions coordonnées avec les réseaux voisins. L'ATC horaire\*](#)  
17 [\*prévisionnelle \(avant prise en compte de l'ETC\) couvre la période du\*](#)  
18 [\*1<sup>er</sup> novembre 2010 au 31 décembre 2010.\*](#)

19 41.6 Y a-t-il des interconnexions où la capacité de transfert ferme n'est pas  
20 coordonnée entre les réseaux voisins et celui du Transporteur?

21 **R41.6**

22 Il n'y a pas de coordination des ATC entre le réseau du Labrador et celui  
23 du Transporteur puisqu'il n'y a pas d'entité reconnue (*Balancing*  
24 *Authority*) qui calcule et affiche publiquement les ATC au Labrador. Le  
25 chemin LAB-HQT représente exclusivement les lignes radiales raccordant  
26 la centrale de Churchill Falls au réseau du Transporteur. Ces lignes ne  
27 sont utilisées que pour transiter de l'électricité du Labrador vers le réseau  
28 du Transporteur. Aucune coordination des ATC n'est requise sur ce  
29 chemin dans ces circonstances.

30 41.7 Veuillez clarifier l'énoncé suivant : *La capacité de transfert non ferme offerte*  
31 *par le Transporteur est la valeur maximale disponible sur l'horizon considéré.*

32 **R41.7**

33 La valeur de la capacité de transfert non ferme correspond au TTC pour  
34 l'horizon considéré. Les capacités non fermes ne sont pas coordonnées  
35 avec les réseaux voisins.

**1 TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC**

2 42. **Référence :** Pièce B-129, HQT-1, Document 1, page 30 :

**3 Préambule :**

4 « La FERC a rendu l'ordonnance no 890 et modifié le tarif *pro 1 forma* d'accès  
5 aux réseaux de transport afin, entre autres, de remédier à la discrimination  
6 induite et d'offrir des règles plus claires quant aux obligations des transporteurs  
7 et des clients. Le Transporteur a poursuivi son examen des modifications  
8 proposées à ses *Tarifs et conditions* dans ce même but. Il démontre, à la  
9 pièce HQT-2, Document 1 plus particulièrement que ces modifications sont  
10 utiles, pertinentes et justifiées dans le contexte de son marché.

11 En conséquence, le Transporteur demande à la Régie d'approuver les  
12 modifications aux *Tarifs et conditions* produits au soutien des présentes.  
13 L'autorisation de la Régie lui permettra de continuer à offrir l'accès non  
14 discriminatoire à son réseau, à des conditions comparables à celles en  
15 vigueur sur le marché. »

**16 Demande :**

17 42.1 Veuillez produire tout document soumis à la FERC par Hydro-Québec  
18 (incluant HQP, HQD, HQT ou toute autre entité affiliée) relativement à son  
19 OATT ou ses Tarifs et conditions ou à l'égard de la capacité de faire affaires  
20 sur le marché américain.

**21 R42.1**

22 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande ne porte pas sur la  
23 preuve amendée. De plus, la demande n'est pas pertinente à l'instance.  
24 Le Transporteur souligne que la Régie a déjà accueilli l'objection du  
25 Transporteur à l'égard de questions similaires de RNCREQ et de UC :  
26 décision D-2010-080, par. 53 (questions 2.4.1 et 2.4.2).

27 43. **Références :** i) Pièce B-129, HQT-3, Document 1, feuille originale n° 175 :

28 ii) Pièce B-129, HQT-3, Document 1, tous les bas de pages :

**29 Préambule :**

30 i) « **44.2 Entrée en vigueur des tarifs:** Le présent texte des *Tarifs et*  
31 *conditions des services de transport* entre en vigueur le xx xxxx 2009, à  
32 l'exception des annexes 1 à 7, 9, 10 et de l'appendice H, ainsi que les  
33 articles 15.7 et 28.5 qui entrent en vigueur le 1er janvier 2009 et de  
34 l'appendice C-1, qui entre en vigueur à la date de mise en service du  
35 nouveau système OASIS du Transporteur, en remplacement de l'appendice  
36 C qui est aboli à compter de cette date. »

37 ii) Décisions D-2009-15, D-2009-23 et D-2009-XXX

**1 Demandes :**

2 43.1 Veuillez confirmer que les références à « xx xxxx 2009 » et « D-2009-xxx »  
3 sont des erreurs. Si oui, veuillez fournir un texte amendé de l'article 44.2  
4 référant à une décision à venir de la Régie.

**5 R43.1**

6 La référence à la date « xx xxxx 2009 » indique que les *Tarifs et*  
7 *conditions* entreront en vigueur à une date ultérieure inconnue lors du  
8 dépôt de la présente demande tarifaire (le 27 mars 2009), suite à la  
9 décision à venir de la Régie dans la présente cause. La référence à la  
10 décision « D-2009-XXX » réfère à cette décision à venir dans la présente  
11 cause. Lorsque la Régie aura rendu sa décision, le Transporteur  
12 modifiera le texte des *Tarifs et conditions* afin d'insérer la référence de  
13 publication de cette décision de même que la date d'entrée en vigueur  
14 des *Tarifs et conditions* telle qu'elle aura été déterminée par la Régie.

15 43.2 Si non, veuillez expliquer en vertu de quoi, l'application des Tarifs pourrait  
16 avoir une portée rétroactive?

**17 R43.2**

18 Le Transporteur réfère à la réponse à la question 43.1, ci-dessus.

19 43.3 Quelles sont les modifications prévues pour Oasis?

**20 R43.3**

21 Le Transporteur change son système pour celui d'OATI largement utilisé  
22 dans l'industrie. Les clients, notamment EBMI, ont d'ailleurs été consultés  
23 sur leurs besoins. Un programme de formation est en cours d'élaboration  
24 et les clients, dont EBMI, ont été consultés sur leurs besoins dans  
25 ce cadre.

26 43.4 Est-ce que des modifications spécifiques sont requises pour tenir compte de  
27 l'annexe C-1?

**28 R43.4**

29 Non.

30 43.5 Quant le Transporteur envisage t-il que le nouveau système Oasis entrera en  
31 vigueur?

**32 R43.5**

33 Les clients du service de transport, dont EBMI, ont déjà reçu un message  
34 du Transporteur les informant que la mise en service du nouveau  
35 système OASIS est prévue à l'automne 2010.

1 **MESURES DE GESTION (TLR) SUR LE RÉSEAU DE TRANSÉNERGIE POUR LA**  
2 **PÉRIODE DU 1<sup>ER</sup> JUIN 2009 AU 31 MAI 2010**

3 44. **Référence :** Pièce B-129, HQT-15, Document 1, page 3 :

4 **Préambule :**

Mesures de gestion (TLR) sur le réseau de TransÉnergie pour la  
période du 1<sup>er</sup> juin 2009 au 31 mai 2010

Classement des mesures de gestion	Nombre d'observations
Mesures de gestion des limites sur le réseau de transport, avec ou sans réduction du service <sup>1</sup>	19
Mesures de gestion des limites d'interconnexions découlant d'événements hors des interconnexions <sup>2</sup>	20
Mesures de gestion des limites d'interconnexions découlant d'événements sur les interconnexions <sup>3</sup>	64

5 **Demande :**

6 44.1 À l'égard des mesures de gestion des limites d'interconnexions découlant des  
7 événements sur les interconnexions et des 64 observations indiquées,  
8 veuillez fournir pour chaque observation la date, la nature ou description de  
9 l'événement et la quantité d'énergie en jeu.

10 **R44.1**

11 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande n'est pas de la  
12 nature d'une demande de renseignements.

13 45. **Références :** Pièce B-129, Lettre de dépôt de pièces d'HQT du 25 juin 2010 :

14 **Préambule :**

15 Dans sa lettre du 25 juin 2010, HQT, par ses procureurs indique que l'offre d'HQP  
16 pour la fourniture de services de compensation d'écarts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011  
17 sera éventuellement déposée au dossier.

**1 Demandes :**

2 45.1 Veuillez produire copie de cette offre de service d'HQP pour la fourniture des  
3 services de compensation d'écart valable à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011.

**4 R45.1**

5 En date du 19 août 2010, le Transporteur n'a pas reçu copie de  
6 cette lettre.