

**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 Preamble :

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 3rd, 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/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/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 20th 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 3rd, 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 3rd, 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 principles¹⁷:

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 3rd, 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 TransEnergie
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 3rd, 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 TransEnergie’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 TransEnergie’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 3rd, 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)⁹. On
16 May 19, 2006 FERC issued a Notice of Proposed Rulemaking
17 (NOPR)¹⁰. On February 16, 2007, FERC issued Order 890¹¹.
18 Transmission providers subject to FERC jurisdiction were required to
19 file Attachment K in part by December 7, 2007¹². On May 15, 2008,
20 FERC approved filings with Attachment K for the first time¹³. »

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

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

(Our underlining)

5

6

7

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 3rd 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 3rd, 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-
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-
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 TransÉnergie, and also between
16 TransÉnergie 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 • Separate Interconnection
20 • Interconnection Planning
21 • Number of Key Regulators
22 • Number of Transmission Providers
23 • Number of IPPs
24 • Transmission Investment
25 • 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/rdonlyres/F6A782ED-67E8-4E1C-8655-7D38237C0A0B/0/SignedSchedule106original.pdf>
- 15
- 16 • [http://oasis.nspower.ca/site-](http://oasis.nspower.ca/site-nsp/media/Oasis/ApprovedOATT052005.pdf)
17 [nsp/media/Oasis/ApprovedOATT052005.pdf](http://oasis.nspower.ca/site-nsp/media/Oasis/ApprovedOATT052005.pdf)
- 18 • [http://www.nbso.ca/Public/en/docs-](http://www.nbso.ca/Public/en/docs-EN/Tariff/TARIFF%20(Revised%20to%20Reflect%20All%20EUB%20Decisions%20up%20to%20Nov%2026%202008).pdf)
19 [EN/Tariff/TARIFF%20\(Revised%20to%20Reflect%20All%20EUB%20](http://www.nbso.ca/Public/en/docs-EN/Tariff/TARIFF%20(Revised%20to%20Reflect%20All%20EUB%20Decisions%20up%20to%20Nov%2026%202008).pdf)
20 [Decisions%20up%20to%20Nov%2026%202008\).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;
- 21 • [http://oasis.midwestiso.org/documents/mheb/MH%20OATT%20March](http://oasis.midwestiso.org/documents/mheb/MH%20OATT%20March%2022%202010.pdf)
22 [%2022%202010.pdf](http://oasis.midwestiso.org/documents/mheb/MH%20OATT%20March%2022%202010.pdf), pp. 118-119
- 23 • [http://transmission.bchydro.com/NR/rdonlyres/F6A782ED-67E8-4E1C-](http://transmission.bchydro.com/NR/rdonlyres/F6A782ED-67E8-4E1C-8655-7D38237C0A0B/0/SignedSchedule106original.pdf)
24 [8655-7D38237C0A0B/0/SignedSchedule106original.pdf](http://transmission.bchydro.com/NR/rdonlyres/F6A782ED-67E8-4E1C-8655-7D38237C0A0B/0/SignedSchedule106original.pdf)

25 19.2 Do these jurisdictions suffer under-collection by the grid operator? Please
26 explain and quantify?

27 **R19.2**

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

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

32 **Préambule :**

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

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."¹
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."²

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.

¹ 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)

² 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.

1 **R26.1**

2 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande relève d'un voir-
3 dire ou du contre-interrogatoire de l'expert.

4 [R26.1R](#)

5 [Although I have not opined on the compliance of a transmission service](#)
6 [operator with regard to its compliance with FERC Order 890, issues of](#)
7 [available transfer capability have arisen in the context of other](#)
8 [proceedings I have been involved with. In particular the testimony filed in](#)
9 [regard to Enron's gaming practices during the California electricity crisis](#)
10 [\(FERC Docket No. EL03-180-000, Prepared Direct and Supplemental](#)
11 [Testimony on Behalf of the California Parties with regard to Enron's](#)
12 [circular scheduling and paper trading gaming practices\) and the California](#)
13 [Department of Water Resources actions against Sempra Energy](#)
14 [Resources in respect of damages claims in its long term purchased power](#)
15 [agreement with Sempra Generation \(American Arbitration Association,](#)
16 [Case No. 74Y1980019304VSS, Prepared Expert Report on Behalf of](#)
17 [California Department of Water Resources vs. Sempra Energy Resources](#)
18 [with regard to damages from multiple contract breaches.\)](#)

19 26.2 Please also indicate if you have done other mandates pertaining to ATC
20 coordination and the conformity with FERC order 890. If yes, please describe
21 the mandates and provide specific file docket references.

22 **R26.2**

23 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande relève d'un voir-
24 dire ou du contre-interrogatoire de l'expert.

25 [R26.2R](#)

26 [No, I have not.](#)

27 Please find below certain questions asked by our expert Mr. Craig Roach of Boston
28 Pacific Company.

29 27. **Référence** : Pièce B-129, HQT-28, Document 1, paragraphe 5 :

30 **Préambule** :

31 « I have reviewed TransÉnergie's Methodology for the calculations of ATC for
32 interfaces with neighbouring systems and I conclude that TransÉnergie has
33 put into place a procedure to ensure that its ATC calculations are consistent
34 with neighboring systems' ratings.»

35 (Our underlining)

36 **Demandes** :

37 27.1 In your opinion, would the changes to C-1 require a FERC regulated entity to
38 file and seek prior approval?

1 **R27.1**

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.

11 **R27.2**

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.

15 R27.2R

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

31 R27.2R2

32 En ce qui concerne la demande de renseignements 27.2 de l'intervenant
33 EBMI, la Régie demande au Transporteur, dans la décision D-2010-120
34 rendue le 13 septembre 2010, de fournir les données disponibles en
35 format Excel.

36 Dans sa lettre du 17 septembre 2010, le Transporteur indique qu'il n'est
37 pas en mesure de répondre dans le délai prescrit à la demande de
38 renseignements, telle que formulée, et de confectionner un document
39 selon le format requis, pour les raisons plus amplement explicitées à la
40 réponse 27.2 de la pièce HQT-29, Document 3, révisée en date du
41 17 septembre 2010.

42
43

1 Dans sa lettre du 21 septembre 2010, le Transporteur confirme son
2 accord pour rencontrer EBMI afin de discuter de toute mesure pour
3 clarifier sa demande 27.2, qui vise un volume considérable de données.
4

5 Le 24 septembre 2010, EBMI et le Transporteur ont tenu une rencontre
6 afin de discuter de la demande de renseignements. Suite à cette
7 rencontre, EBMI a transmis au Transporteur une nouvelle formulation de
8 la demande de renseignements comme suit :
9

10 27.2 (révisée) Fournir en format électronique (Excel) les données
11 relatives au transport d'électricité sur le réseau d'HQT pour
12 les chemins aux interconnexions suivantes : NE, MASS et
13 ON. Ces données doivent tenir compte des caractéristiques
14 décrites ci-dessous (Questions 27.2a, 27.2b, 27.2c, 27.2d),
15 pour une période historique de cinq années (du 1^{er} juillet 2005
16 au 30 juin 2010).
17

18 27.2.a Veuillez fournir sur une base horaire les programmes de
19 transport ferme et non-ferme en mode livraison sur les
20 chemins d'interconnexions HQT-NE, HQT-MASS et HQT-ON.
21

22 27.2.b Veuillez fournir sur une base horaire les programmes de
23 transport ferme et non-ferme en mode réception sur les
24 chemins d'interconnexions NE-HQT, MASS-HQT, ON-HQT.
25

26 27.2.c Veuillez fournir sur une base horaire les coupures
27 (Curtailments) de transport ferme et non-ferme en mode
28 livraison sur les chemins d'interconnexions HQT-NE,
29 HQT-MASS et HQT-ON.
30

31 27.2.d Veuillez fournir sur une base horaire les coupures
32 (Curtailments) de transport ferme et non-ferme en mode
33 réception sur les chemins d'interconnexions NE-HQT,
34 MASS-HQT, ON-HQT.
35

36 Dans le cas des questions 27.2.a et 27.2.b, le Transporteur présente les
37 programmes de transport sur une base horaire pour les chemins
38 HQT-NE, HQT-MASS, HQT-ON, NE-HQT, MASS-HQT et ON-HQT, pour
39 la période du 1^{er} juillet 2005 au 30 juin 2010. La classification ferme et
40 non ferme est indiquée lorsque disponible. Cette classification ne reflète
41 pas ni ne s'applique pour décrire l'état des droits associés à l'alimentation
42 de la charge locale en vertu de la Partie IV des *Tarifs et conditions*.
43

44 Compte tenu de leur volume très considérable (de l'ordre de 100 meg),
45 ces informations sont affichées sur Internet, jusqu'au 31 octobre 2010, à
46 l'adresse suivante :
47

48 http://www.hydroquebec.com/regie_energie/hqt/

1 Pour les questions 27.2.c et 27.2.d, les réductions peuvent être
2 déterminées, le cas échéant, par la différence entre le volume de
3 transaction et le volume de transaction ajusté, dans les cas où la seconde
4 de ces valeurs est inférieure à la première.

5
6 Enfin, le Transporteur tient à souligner que les informations relatives à
7 cette demande de renseignements ont nécessité le traitement de
8 plusieurs millions de valeurs sur une longue période, exigeant des efforts
9 importants. De plus, comme la structure des banques d'informations pour
10 2005, 2006 et une grande partie de 2007 ne contenait pas la classification
11 ferme et non ferme demandée par l'intervenant, le Transporteur a eu à
12 recueillir ces valeurs à partir de plusieurs banques d'informations, ce qui a
13 ajouté encore plus à la charge de travail.

14
15 Par conséquent, le Transporteur présente ces informations sous toutes
16 réerves, compte tenu du court délai qui n'a pas permis d'effectuer des
17 vérifications et des analyses plus poussées.

18 27.3 If available, please provide a reason for each curtailment in (b) referred to in
19 the above question.

20 **R27.3**

21 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande n'est pas
22 pertinente à l'instance. De plus, la demande n'est pas de la nature d'une
23 demande de renseignements.

24 At Paragraph 5, Mr. Hanser states that "TransÉnergie has put into place a
25 *procedure.*" [Italics added].

26 27.4 Please indicate what is this "procedure" to which you are referring to.

27 **R27.4**

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

29 27.5 Please indicate when this procedure was put in place.

30 **R27.5**

31 I have no knowledge of this. HQT's representatives are best placed to
32 answer this question, if the Régie allows the question.

33 27.6 What specific information is analyzed or exchanged for this ATC calculation
34 under the "procedure"?

35 **R27.6**

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

1 27.7 Were existing and prospective transmission customers given an opportunity to
2 participate in the development of this procedure?

3 **R27.7**

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

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

7 **Préambule** :

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

10 **Demandes** :

11 28.1 Does Mr. Hanser believe that the “procedure” he mentions will foster
12 competition?

13 **R28.1**

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

16 28.2 Have you verified the potential impacts of the proposed change (ATC
17 coordination) with respect to the level of competition between the interested
18 parties on the interties? What were your conclusions pertaining to same?

19 **R28.2**

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

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

23 **Préambule** :

24 At Paragraph 11, Mr. Hanser mentions FERC's goal in Order 890 is to increase
25 “transparency”.

26 **Demande** :

27 29.1 Does Mr. Hanser believe TransÉnergie's decision to take the least common
28 denominator was done to increase transparency? If so, please state the
29 reasons for his opinion especially in terms of the procedure used and to what
30 extent it results in added transparency.

31 **R29.1**

32 HQT's representatives are best placed to answer this question, if the
33 Régie allows the question. That being said, the stated procedure ensures

1 transparency as it is very clear how the ATCs across interfaces with
2 neighbouring systems will be calculated.

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

4 **Préambule** :

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

8 **Demandes** :

9 30.1 Please provide a list of the specific data and assumptions that were
10 exchanged and/or analyzed.

11 **R30.1**

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

14 30.2 How often are these data and assumptions exchanged?

15 **30.2**

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

18 30.3 What specific parties are involved?

19 **R30.3**

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

22 30.4 How and when are existing and prospective transmission customers given an
23 opportunity to participate in this data exchange?

24 **R30.4**

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

27 EBMI soulève les questions suivantes.

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

29 **Préambule** :

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

1 **Demandes :**

2 31.1 Please substantiate this statement.

3 **R31.1**

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

6 31.2 Please provide specific FERC citations or documents that you relied upon to
7 make this statement.

8 **R31.2**

9 I refer to paragraph 195 of Order 890 where it is stated that “the
10 Commission also indicated that the lack of consistent, industry-wide ATC
11 calculation standards, poses a threat to the reliable operation of the bulk-
12 power system, particularly because a transmission provider may not know
13 of its neighbor’s system conditions affecting its own ATC values.” I also
14 refer to paragraph 50 of Order 890-A.

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

16 **Préambule :**

17 « However, given the unique features of HQT's interconnection with its
18 neighbouring systems, which I will explain below, HQT's choice of using the
19 "least common denominator" seems to be the only appropriate way to ensure
20 that consistent ATC ratings are made on its interfaces with neighbouring
21 systems.»

22 **Demandes :**

23 32.1 Has FERC ever proposed a “least common denominator approach”?

24 **R32.1**

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

28 32.2 Please provide citations or documents from FERC pertaining to this approach.

29 **R32.2**

30 I refer to my answer to 32.1 above.

31 32.3 Can you provide any examples where the approach of the “least common
32 denominator” was applied? If yes, please provide specific citations and file
33 docket numbers relating to same.

1 **R32.3**

2 I refer to my answer to NLH's question 4a).

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

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

5 **Préambule** :

6 In the context of Paragraphs 19 through 23 which described why TransÉnergie's
7 system is different, at Paragraph 20 Mr. Hanser states that "HQT also has several DC
8 interties with neighbouring control areas."

9 **Demande** :

10 33.1 What is Mr. Hanser's opinion on how the calculation of ATCs for DC lines
11 should differ from calculations for AC lines?

12 **R33.1**

13 I understand that HQTs system does not experience loop flows induced
14 by neighbouring systems and therefore does not need to model
15 neighbouring systems in estimating its TTC across interfaces with
16 neighbouring systems. However, final postings of TTCs and ATCs on the
17 OASIS site generally need to be coordinated with the neighbouring
18 systems in order to minimize the possibility of curtailments due to the
19 neighbouring system not having the same capability to import/export
20 energy on an interface.

21 **Préambule** :

22 At Paragraph 23, Mr. Hanser states that the TransÉnergie system "is not subject to
23 internal congestion".

24 **Demande** :

25 33.2 Please provide in electronic format all the data analyzed to come to this
26 conclusion.

27 **R33.2**

28 As already stated in paragraph 23 of my report, this operational
29 characteristic of the HQT point is established by HQT in Exhibit HQT-27
30 entitled "HQT Point", and relied upon for purposes of my report. In
31 addition, I understand that HQT's representatives will address further the
32 absence of internal congestion on HQT's system.

1 EBMI has the additional following questions pertaining to Mr. Hanser's report:

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

3 **Préambule** :

4 « HQT's ATC calculation methodology and information exchange or
5 coordination procedures with neighbouring systems are not the same as
6 some of the utilities' Attachment Cs that I have reviewed. »

7 **Demandes** :

8 34.1 What are the Attachment Cs that you have reviewed? Please provide a copy
9 of all the utilities' Attachment Cs that you have reviewed.

10 **R34.1**

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

14 34.2 Please indicate if you have reviewed any Attachment Cs for utilities with DC
15 interconnections. Please provide copy of same.

16 **R34.2**

17 Five of the transmission providers (El Paso Electric, Mid-Continent Area
18 Power Pool (MAPP), Public Service Company of New Mexico (PNM),
19 Southern Power Pool (SPP), and Xcel Energy) in the sample list I
20 reviewed own DC transmission or are connected to neighbouring systems
21 through DC lines.

22 34.3 Please provide copy of any example of an Attachment C for utilities with DC
23 interconnections that you consulted at the time of your statement.

24 **R34.3**

25 I refer to my answer to 34.2 above.

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

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

28 **Préambule** :

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

1 Demande :

2 35.1 What is Mr. Hanser's understanding of the nature and quantity of the ROR
3 under the existing OATT and under this proposed OATT?

4 R35.1

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.

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

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

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

11 Préambule :

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

13 2.2 Priorité de réservation pour les clients existants du service ferme :

14 Les clients existants du service de transport ferme avec une durée de contrat
15 ~~d'un an de cinq ans~~ ou plus sont en droit de continuer d'utiliser le service de
16 transport du Transporteur à l'expiration, à la reconduction ou au
17 renouvellement de leur contrat. Cette priorité de réservation de transport ne
18 dépend pas du fait que le client existant continue à acheter l'électricité du
19 Producteur, ou choisit d'acheter l'électricité d'un autre fournisseur. Si, à la fin
20 de la durée du contrat, le réseau de transport du Transporteur ne peut pas
21 répondre à toutes les demandes de service de transport, le client existant de
22 service ferme doit accepter une durée de contrat au moins égale à ~~celle la~~
23 ~~durée de contrat plus longue~~ d'une ~~nouvelle~~ demande concurrente de la part
24 d'un ~~nouveau~~ client admissible et accepter de payer le tarif juste et
25 raisonnable courant approuvé par la Régie pour ce service; ce droit du client
26 existant (ci-après le droit de préemption) est conditionnel à ce que le
27 nouveau contrat ait à condition que le client du service ferme détienne un
28 droit de préemption à la fin de la durée de ce service seulement si le nouveau
29 contrat a une durée de cinq ans ou plus. Le client existant du service ferme
30 doit faire savoir au Transporteur s'il exercera son droit de préemption au
31 moins un an avant la date d'expiration de sa convention de service de
32 transport. Cette priorité de réservation de transport pour les clients existants
33 du service ferme est un droit qui se continue et qui peut être exercé à la fin
34 de tous les contrats fermes ~~d'un an de cinq ans~~ ou plus. À moins qu'elles
35 n'aient été révoquées, Les conventions de service bénéficiant assujetties à
36 d'un droit de préemption qui ont été conclues avant la date établie à l'article
37 44.2 ou qui sont associées à une demande de service de transport reçue avant
38 cette date établie à l'article 44.2, à moins qu'elles ne soient révoquées, (ci-
39 après les conventions de service en cours) dont le terme expire dans les cinq
40 ans suivant cette date deviendront assujetties aux exigences relatives à la
41 durée de cinq ans et au préavis d'un an à la date de leur première
42 reconduction, à la condition que le client existant ait fait savoir au
43 Transporteur qu'il exercera son droit de préemption au moins 60 jours avant

1 l'expiration de ce terme. À moins qu'elles n'aient été révoquées, les
2 conventions de service en cours dont le terme expire plus de cinq ans suivant
3 la date établie à l'article 44.2 seront assujetties à l'exigence relative à la
4 durée de cinq ans et au préavis d'un an. L'avis d'un an s'applique aux
5 conventions de service ayant encore une durée de contrat de cinq ans ou plus
6 à la date établie à l'article 44.2, à condition que le client en avise le
7 Transporteur par écrit et via OASIS au plus tard soixante (60) jours avant la
8 fin du contrat. »

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

12 **Demandes :**

13 36.1 Veuillez indiquer à l'égard de la référence i) quels sont les changements qui
14 découlent spécifiquement des ordonnances 890.

15 **R36.1**

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

20 36.2 Pourquoi HQT demande d'enlever la notion de « nouveau » client à l'article
21 2.2? S'agit-il d'un changement requis en vertu des ordonnances 890 et
22 suivantes de la FERC? Veuillez expliquer.

23 **R36.2**

24 Ce changement n'est pas spécifiquement requis en vertu de l'ordonnance
25 890 de la FERC. Il vise à clarifier l'intention du Transporteur telle qu'elle
26 apparaissait dans sa réponse à la question 13.1 de la demande de
27 renseignements n°1 de la Régie (pièce HQT-8, doc. 1, p. 15).

28 36.3 Qu'est-ce qui justifie l'interprétation du Transporteur à l'effet que le droit de
29 préemption devrait s'appliquer à une demande concurrente « d'un client
30 existant » par opposition à un « nouveau client » du service de transport?
31 Veuillez fournir toute source justifiant cette position.

32 **R36.3**

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

37 36.4 Veuillez fournir la version à jour de l'article 2.2 tel qu'il se retrouve dans
38 l'OATT de la FERC et veuillez expliquer chacune des différences entre l'article
39 2.2 de la FERC et les modifications proposées par HQT. Veuillez préciser les

1 changements découlant des ordonnances de la FERC 890 et suivantes par
2 opposition à tout autre changement en précisant pourquoi chacun de ces
3 changements serait requis.

4 **R36.4**

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

14 36.5 Avez-vous évalué l'impact de ce changement à l'égard de votre clientèle? Si
15 oui, veuillez fournir votre évaluation des impacts.

16 **R36.5**

17 Les changements apportés au texte de l'article 2.2 des *Tarifs et*
18 *conditions* l'ont été afin de clarifier le texte initialement proposé par le
19 Transporteur. Ces changements ne produiront pas un impact différent de
20 l'impact du texte initialement proposé par le Transporteur.

21 36.6 Y a-t-il eu consultation auprès des clients de HQT concernant les
22 modifications proposées à cet article? Veuillez indiquer qui a été consulté, à
23 quelle(s) date(s) et fournir les minutes de réunion, le cas échéant.

24 **R36.6**

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

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

30 36.7 Would the striking the word "new" give existing customers like HQP, the ability
31 to outbid in length other transmission customers for ATC after a reduction in
32 calculated ATC?

33 **R36.7**

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

35 [R36.7R](#)

36 [Non. L'élimination du mot « nouveau » vise à permettre au client existant](#)
37 [d'exercer la priorité conférée par cette disposition à l'égard de toute](#)
38 [demande concurrente, qu'elle émane d'un nouveau client ou d'un autre](#)

1 [client existant. Lorsque le réseau ne peut pas répondre à toutes les](#)
2 [demandes de service de transport, un client existant ne peut pas, en](#)
3 [déposant une demande de service de transport concurrente à plus long](#)
4 [terme \(« *outbid in length* »\), empêcher un autre client existant d'exercer](#)
5 [sa priorité de renouvellement.](#)

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

9 36.8 Does this quote mean that any existing service agreement with less than five
10 years remaining in its term, as of the date that will be specified in article 44.2,
11 will lose renewal rights? If not, what is the meaning of this section?

12 **R36.8**

13 Le client existant du service de transport dont la convention de service en
14 cours expire dans les cinq ans suivant la date établie à l'article 44.2
15 bénéficie d'un droit de préemption à l'expiration de ce terme s'il fait savoir
16 au Transporteur qu'il exercera ce droit au moins 60 jours avant
17 l'expiration du terme de son contrat existant. Si le client renouvelle son
18 contrat pour une durée de cinq ans ou plus, il bénéficiera à nouveau d'un
19 droit de préemption à l'expiration du terme de ce contrat, s'il a fait savoir
20 au Transporteur qu'il exercera ce droit au moins un an avant sa date
21 d'expiration. Toutefois, si le client renouvelle son contrat pour une durée
22 inférieure à cinq ans, il ne bénéficiera plus d'un droit de renouvellement à
23 l'expiration de ce contrat. À titre d'exemple, supposons que la date établie
24 à l'article 44.2 est le 1^{er} janvier 2011 et qu'un client est partie à une
25 convention de service de transport expirant le 1^{er} janvier 2014 : à cette
26 date, ce client pourra exercer son droit de préemption en donnant un
27 préavis au Transporteur au plus tard le 2 novembre 2013. Si la
28 convention de service de transport conclue suite à l'exercice de ce droit
29 de préemption expire avant le 1^{er} janvier 2019 (terme de moins de cinq
30 ans), le client ne bénéficiera pas d'un droit de préemption à l'expiration de
31 cette convention. Si la convention de service de transport conclue suite à
32 l'exercice de ce droit de préemption expire le 1^{er} janvier 2019 ou après
33 (terme de cinq ans ou plus), le client pourra à nouveau exercer son droit
34 de préemption en donnant un préavis au Transporteur au plus tard le 1^{er}
35 janvier 2018.

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

2 **Préambule :**

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

4 **13.2 Priorité de réservation service :**

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

8 Les réservations pour le service de transport ferme à court terme de point à point sont
9 conditionnelles à la durée de la réservation transaction demandée. Toutefois, les
10 demandes préconfirmées pour un service de transport à court terme de point à point
11 auront priorité sur les demandes soumises antérieurement qui ne sont pas
12 préconfirmées et qui sont d'une durée égale ou inférieure. Parmi les demandes ou les
13 réservations ayant la même durée et, le cas échéant, le même état de préconfirmation
14 (préconfirmée, confirmée ou non confirmée), on accordera la priorité à la demande ou
15 à la réservation du client admissible qui offre le prix le plus élevé, avant de tenir
16 compte de selon la date et de l'heure de la demande ou de la réservation.

17 Si les demandes dépassent la capacité du réseau de transport, l'alimentation de la
18 charge en réseau et de la charge locale à partir des ressources désignées du client du
19 réseau intégré et du Distributeur auront priorité sur les réservations de service de
20 transport ferme à court terme de point à point et les demandes de service à plus long
21 terme les demandes de service à plus long terme, ainsi que les ressources désignées
22 par le Distributeur pour alimenter la charge locale, pourront avoir priorité sur les
23 réservations concurrentes ont priorité sur celles à plus court terme jusqu'à concurrence
24 des dates limites suivantes : un jour avant le commencement du service quotidien, une
25 semaine avant le commencement du service hebdomadaire et un mois avant le
26 commencement du service mensuel. Avant la date limite, si la capacité de transport
27 transfert disponible n'est pas suffisante pour satisfaire à toutes les demandes, le client
28 admissible qui a réservé un service de plus court terme ou d'égale durée et à un prix
29 inférieur a un droit de préemption pour égaler la demande de service de point à point
30 de court terme d'une durée supérieure plus long terme ou le service d'égale durée à un
31 prix supérieur, avant de perdre sa priorité de réservation. Une demande concurrente
32 de plus long terme pour un service de transport ferme à court terme de point à point
33 sera accordée si le client admissible ayant un droit de préemption ne convient pas
34 d'égaler la demande concurrente dans un délai de 24 heures (ou avant s'il y a lieu
35 pour satisfaire aux délais relatifs à la programmation qui sont énoncés à l'article 13.8)
36 après avoir été avisé par le Transporteur d'une demande concurrente à plus long
37 terme pour un service de transport ferme à court terme de point à point. Lorsqu'une
38 demande de plus longue durée supplante plusieurs réservations de plus courte durée,
39 les réservations de plus courte durée doivent avoir des occasions simultanées
40 d'exercer le droit de préemption. La durée, le prix et le temps de réponse serviront à
41 déterminer l'ordre dans lequel les multiples réservations de plus courte durée pourront
42 exercer le droit de préemption. Après la date limite, le service commencera

43 conformément aux conditions de la Partie II des présentes.
44 Une réservation de service de transport ferme de point à point aura toujours priorité
45 sur le service de transport non ferme de point à point en vertu des présentes. Tout
46 service de transport ferme à long terme de point à point aura une priorité d'accès
47 supérieure au service de transport ferme à court terme de point à point et égale à celle
48 des ressources désignées par le Distributeur pour alimenter la charge locale et à celle

1 des ressources désignées par le client du réseau intégré pour alimenter ses charges, de
2 quelque durée que soient les désignations des ressources par le Distributeur et par le
3 client du réseau intégré. Les priorités de réservation pour les clients existants du
4 service de transport ferme sont stipulées à l'article 2.2. Le service de transport ferme à
5 long terme de point à point débute à la date indiquée dans la convention de service.
6 (nos soulignés) »

7 **Demands :**

8 37.1 Veuillez justifier pourquoi le terme « réservation » a été remplacé par
9 « service »? Veuillez préciser si ce changement fait suite aux ordonnances
10 890 et suivantes de la FERC.

11 **R37.1**

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

18 37.2 Pourquoi avoir rayé la référence au prix le plus élevé, égale ou inférieur?
19 S'agissait-il d'une erreur?

20 **R37.2**

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

23 37.3 Est-ce que les modification apportées à l'article 13.2 changent l'ordre de
24 priorité de réservations comparativement à la situation présentement en
25 vigueur?

26 **R37.3**

27 En ce qui concerne les modifications apportées à cet article le
28 23 juin 2010, la réponse est non. En ce qui concerne les modifications
29 proposées à l'article 13.2 dans son ensemble, la réponse est également
30 non, sauf pour une demande préconfirmée qui a priorité sur une demande
31 non confirmée de même durée.

32 37.4 Veuillez fournir un tableau montrant l'ordre de priorité des différents types de
33 réservations actuellement en vigueur et celle proposée dans le présent
34 dossier.

35 **R37.4**

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

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

2 **Préambule :**

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

4 **14.2 Priorité de réservationservice :** Le service de transport non ferme de point à
5 point est offert à partir de la capacité de ~~transport-transfert~~ qui excède ce qui est
6 nécessaire pour un service fiable aux clients de charge locale, aux clients du réseau
7 intégré et aux autres clients du service de transport qui utilisent un service de
8 transport ferme à court et à long terme de point à point. Une plus grande priorité sera
9 attribuée d'abord aux demandes ou aux réservations ayant une plus grande durée de
10 service et ensuite aux demandes préconfirmées. ~~Advenant que le réseau de transport~~
11 ~~soit assujéti à des contraintes, les demandes concurrentes préconfirmées et d'une~~
12 ~~durée équivalente seront classées par priorité d'après le prix le plus élevé offert par le~~
13 ~~client admissible pour le service de transport~~. Les clients admissibles qui ont déjà
14 réservé un service de plus court terme ont un droit de préemption pour égaliser la
15 demande de service de plus long terme avant d'être évincés. Le service de transport à
16 l'intention des clients du réseau intégré et le service de transport pour l'alimentation de
17 la charge locale à partir de ressources autres que les ressources désignées auront
18 priorité sur tout service de transport non ferme de point à point. Le service de
19 transport non ferme de point à point par un (des) point(s) de réception et un (des)
20 point(s) de livraison secondaires aura la priorité de réservation la plus basse en vertu
21 des présentes. (nos soulignés) »

22 **Demandes :**

23 38.1 Veuillez justifier pourquoi le terme « réservation » a été remplacé par
24 « service »?

25 **R38.1**

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

27 38.2 Veuillez préciser si ce changement fait suite aux ordonnances 890 et
28 suivantes de la FERC.

29 **R38.2**

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

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

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

33 **Préambule :**

34 Paragraph 4 of FERC Order 890 states, "The existing pro forma OATT allows a
35 transmission provider to deny a request for long-term point-to-point service if the
36 request cannot be satisfied in only one hour of the requested term. This practice
37 discourages the efficient use of the existing grid and precludes access to alternative
38 power supplies. We reform this practice by requiring that a conditional firm option be

1 offered to customers seeking long-term point-to-point service, i.e., conditional firm
2 service.”

3 **Demandes :**

4 39.1 Given the statement above, do you believe that FERC requires transmission
5 providers to provide conditional firm service? If not, why not?

6 **R39.1**

7 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande ne porte pas sur la
8 preuve amendée. De plus, la demande n'est pas de la nature d'une
9 demande de renseignements.

10 39.2 In 2009, the daily peak level of net imports from HQT to New England over the
11 Phase I/II HVDC Transmission Facilities was over 1,200 MW on 87% of the
12 days. Furthermore, the average daily peak net import value on the
13 interchange was 1,457 MW? Given this, do you believe there is room for
14 conditional firm service? If not, why not?

15 **R39.2**

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

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

20 **Préambule :**

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

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

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

32 **Demande :**

33 40.1 Veuillez justifier pourquoi le Transporteur ne se conforme pas aux exigences
34 de la FERC à l'égard de son site OASIS en ce qui concerne l'ensemble des
35 désignations des ressources de ces clients?

R40.1

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

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

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

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

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

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

Demande :

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

R40.3

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

1 40.4 **Référence :** Pièce B-129 HQT-2, Document 2 révisé, article 38.1

2 **Préambule :**

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

4 **38.1 Désignation des ressources du Distributeur :** Les ressources du Distributeur
5 comprennent toute la production achetée par le Distributeur qui est désignée comme
6 devant alimenter la charge locale en vertu des présentes. Les ressources du
7 Distributeur ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font
8 l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge autre que la charge
9 locale ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur
10 sur une base non interruptible, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un
11 programme de partage des réserves. Les centrales pouvant servir à alimenter la charge
12 locale du Distributeur en date du 1^{er} janvier 2001 font partie des ressources désignées
13 du Distributeur tant que le Distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire
14 au Transporteur..»

15 **Demande :**

16 40.5 Veuillez indiquer si l'ajout du terme « désignées » au texte de l'article 38.1 est
17 lié à la décision de la Régie dans le dossier des plaintes de NLH. Si oui,
18 veuillez expliquer pourquoi en donnant les références précises relativement à
19 cette décision.

20 **R40.5**

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

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

30 ii) Pièce B-129, HQT-2, Document 2, Appendice C-1, p. 6:

31 **Préambule :**

32 i) « Pour les interconnexions où la capacité de transfert ferme est coordonnée
33 entre le réseau du Transporteur et un réseau voisin, cette capacité
34 correspond à la moins élevée des valeurs de capacités suivantes : (1) la
35 capacité de réception (ou de livraison) ferme avant prise en compte des
36 ETC du réseau voisin, et (2) la capacité de réception (ou de livraison) ferme
37 avant prise en compte des ETC du Transporteur.

38 ii) Les amendements portent également sur la coordination des ATC. »

1 **Demandes :**

2 41.1 Pourquoi HQT réfère à la « capacité de réception (ou de livraison) ferme »
3 dans le contexte de la méthodologie d'évaluation de capacité de transfert
4 disponible?

5 **R41.1**

6 La coordination des capacités, telle que publiée sur OASIS, porte
7 seulement sur les capacités fermes.

8 41.2 i) Veuillez indiquer si HQT a modifié les ATC aux interconnexions depuis
9 l'émission des ordonnances 890 et suivantes de la FERC. ii) Veuillez fournir,
10 le cas échéant, les modifications des ATC pour toutes les interconnexions et
11 préciser la date à laquelle ces modifications sont intervenues.

12 **R41.2i)**

13 Oui.

14 **R41.2ii)**

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

18 41.3 Veuillez fournir la méthodologie de détermination des capacités de transfert
19 ferme sur les réseaux voisins ayant des interconnexions avec le réseau du
20 Transporteur.

21 **R41.3**

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

23 41.4 Veuillez indiquer si les réseaux voisins ayant des interconnexions avec le
24 réseau du Transporteur ont modifié leur ATC depuis les ordonnances 890 et
25 ss. de la FERC. Veuillez fournir, le cas échéant, toutes les modifications des
26 ATC effectuées par les réseaux voisins ayant un lien direct avec le réseau du
27 Transporteur et préciser la date à laquelle ces modifications sont intervenues.

28 **R41.4**

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

30 41.5 Veuillez indiquer les ATC qui sont utilisés présentement à l'égard de chacune
31 des interconnexions du Transporteur, les ATC correspondant des réseaux
32 voisins et préciser pour chacune des interconnexions les ATC résultant des
33 modifications recherchées par la présente demande auprès de la Régie.

34 **R41.5**

35 Les ATC du Transporteur sont affichées sur son site OASIS. Les ATC
36 des réseaux voisins sont affichées sur leur site.

1 R41.5R

2 [Le Transporteur soumet le fichier ci-joint, intitulé *Tableau de l'ATC –*](#)
3 [*Réseau HQT et réseaux voisins*, Pièce HQT-29, Document 3.4, indiquant](#)
4 [l'ATC prévisionnelle en date du 13 septembre 2010 sur toutes les](#)
5 [interconnexions coordonnées avec les réseaux voisins. L'ATC horaire](#)
6 [prévisionnelle \(avant prise en compte de l'ETC\) couvre la période du](#)
7 [1^{er} novembre 2010 au 31 décembre 2010.](#)

8 41.6 Y a-t-il des interconnexions où la capacité de transfert ferme n'est pas
9 coordonnée entre les réseaux voisins et celui du Transporteur?

10 **R41.6**

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

19 41.7 Veuillez clarifier l'énoncé suivant : *La capacité de transfert non ferme offerte*
20 *par le Transporteur est la valeur maximale disponible sur l'horizon considéré.*

21 **R41.7**

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

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

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

27 **Préambule :**

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

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

1 Demande :

2 42.1 Veuillez produire tout document soumis à la FERC par Hydro-Québec
3 (incluant HQP, HQD, HQT ou toute autre entité affiliée) relativement à son
4 OATT ou ses Tarifs et conditions ou à l'égard de la capacité de faire affaires
5 sur le marché américain.

6 R42.1

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

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

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

14 Préambule :

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

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

23 Demandes :

24 43.1 Veuillez confirmer que les références à « xx xxxx 2009 » et « D-2009-xxx »
25 sont des erreurs. Si oui, veuillez fournir un texte amendé de l'article 44.2
26 référant à une décision à venir de la Régie.

27 R43.1

28 La référence à la date « xx xxxx 2009 » indique que les *Tarifs et*
29 *conditions* entreront en vigueur à une date ultérieure inconnue lors du
30 dépôt de la présente demande tarifaire (le 27 mars 2009), suite à la
31 décision à venir de la Régie dans la présente cause. La référence à la
32 décision « D-2009-XXX » réfère à cette décision à venir dans la présente
33 cause. Lorsque la Régie aura rendu sa décision, le Transporteur
34 modifiera le texte des *Tarifs et conditions* afin d'insérer la référence de
35 publication de cette décision de même que la date d'entrée en vigueur
36 des *Tarifs et conditions* telle qu'elle aura été déterminée par la Régie.

1 43.2 Si non, veuillez expliquer en vertu de quoi, l'application des Tarifs pourrait
2 avoir une portée rétroactive?

3 **R43.2**

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

5 43.3 Quelles sont les modifications prévues pour Oasis?

6 **R43.3**

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

12 43.4 Est-ce que des modifications spécifiques sont requises pour tenir compte de
13 l'annexe C-1?

14 **R43.4**

15 Non.

16 43.5 Quant le Transporteur envisage t-il que le nouveau système Oasis entrera en
17 vigueur?

18 **R43.5**

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

1 **MESURES DE GESTION (TLR) SUR LE RÉSEAU DE TRANSÉNERGIE POUR LA**
2 **PÉRIODE DU 1^{ER} 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^{er} 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 ¹	19
Mesures de gestion des limites d'interconnexions découlant d'événements hors des interconnexions ²	20
Mesures de gestion des limites d'interconnexions découlant d'événements sur les interconnexions ³	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^{er} 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^{er} janvier 2011.

4 R45.1

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