

## **CONTRE-EXPERTISE DE JUDAH ROSE**



**Canada  
Province of Quebec  
District of Montreal  
No.: R-3669-2008-Phase 2**

**Rebuttal Testimony  
Of  
Judah Rose**

**On Behalf of  
  
TransEnergie**

**Submitted to:**

**The Régie de l'énergie du Québec**

**July 3rd, 2009**

## TABLE OF CONTENTS

---

|                                                                                       | <u>Page</u> |
|---------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| I. INTRODUCTION AND BACKGROUND .....                                                  | 1           |
| II. SUMMARY OF TESTIMONY .....                                                        | 6           |
| III. INTRODUCTION TO ATTACHMENT K .....                                               | 14          |
| IV. TESTIMONY OF DR. SINCLAIR, MR. MARSHALL, AND MR. RAPHALS .....                    | 20          |
| V. NEED FOR ATTACHMENT K IN THE U.S. ....                                             | 23          |
| V.1 FERC Motivations .....                                                            | 23          |
| V.2 FERC Motivations and U.S. Transmission Investment .....                           | 30          |
| V.3 FERC Motivations and U.S. Transmission Congestion .....                           | 33          |
| V.4 FERC Motivations and Transmission Coordination .....                              | 41          |
| V.5 FERC Motivations – Other Issues .....                                             | 46          |
| VI. SITUATION OF TRANSENERGIE COMPARED TO TYPICAL U.S TRANSMISSION<br>PROVIDERS ..... | 48          |
| VII. CONCLUSIONS .....                                                                | 52          |
| ROSE SCHEDULE A .....                                                                 | 53          |



1     **I.     INTRODUCTION AND BACKGROUND**

2     Q.     PLEASE STATE YOUR NAME, TITLE, AND BUSINESS ADDRESS.

3     A.     My name is Judah L. Rose. I am a Managing Director of ICF International  
4           ("ICF"). My business address is 9300 Lee Highway, Fairfax, Virginia 22031.

6     Q.     ON WHOSE BEHALF ARE YOU TESTIFYING?

7     A.     I am testifying on behalf of TransEnergie.

9     Q.     PLEASE SUMMARIZE YOUR EDUCATIONAL BACKGROUND AND  
10           PROFESSIONAL QUALIFICATIONS.

11    A.     After receiving a degree in economics from the Massachusetts Institute of  
12           Technology and a Masters Degree in Public Policy from the John F. Kennedy  
13           School of Government at Harvard University, I joined ICF in 1982. I have worked  
14           at ICF for over 27 years and am Managing Director of ICF's wholesale power  
15           practice. I also have been a member of the Board of Directors of ICF  
16           International and am one of three people (in a consulting firm of more than 3,000  
17           people) to have been given ICF's honorary title of Distinguished Consultant.

19    Q.     DOES ICF HAVE PUBLIC SECTOR CLIENTS?

20    A.     Yes. In the U.S., ICF has been the principal power consultant to the U.S.  
21           Environmental Protection Agency ("EPA") continuously for over 30 years,  
22           specializing in the analysis of the impact of air emission programs, especially cap  
23           and trade programs. We also have worked with the Federal Energy Regulatory  
24           Commission ("FERC") on transmission issues, and the U.S. Department of

1 Energy ("DOE"), We also have worked with state regulators and state energy  
2 agencies, including those in California, Connecticut, Kentucky, New Jersey, New  
3 York, Ohio, Texas, and Michigan. In Canada, ICF has also worked for  
4 Environment Canada, Natural Resources Canada, Transport Canada, Ontario  
5 Energy Board, Ontario Power Authority, Ontario Environment Ministry, Alberta  
6 Environment, and Alberta Infrastructure. We have also worked with numerous  
7 foreign overseas governments.

8  
9 Q. DOES ICF HAVE UTILITY CLIENTS?

10 A. Yes. For over 35 years, ICF has provided forecasts and other consulting service  
11 to major U.S. and Canadian electric utilities. In Canada, ICF has worked with  
12 Manitoba Power, Nova Scotia Power, Ontario Power Generation, Hydro One,  
13 Bruce Power, TransAlta, ATCO, Saskpower, Gaz Metro, Union Gas, Spectra,  
14 Centra Gas, Enbridge Gas, and TransCanada. In the U.S., ICF has worked with  
15 utilities such as American Electric Power, Allegheny, Dominion Power, Delmarva  
16 Power & Light, Duke Energy, FirstEnergy, Entergy, Florida Power & Light ,  
17 Southern California Edison, Sempra, PacifiCorp, Public Service Electric and Gas,  
18 Nevada Power, and Tucson Electric. ICF also works with Regional Transmission  
19 Organizations (RTOs) and similar organizations including the Midwest  
20 Independent Transmission System Operator (MISO), the Electric Reliability  
21 Council of Texas (ERCOT), and the Florida Regional Coordinating Council.

22 Q. WHAT TYPE OF WORK DO YOU TYPICALLY PERFORM?

23 A. I have extensive experience in assessing transmission and wholesale electric  
24 power issues including regulatory developments, potential transmission

1 investments, transmission congestion, power pricing, and costs and benefits of  
2 transmission rule changes. I also have extensive experience assessing prices  
3 and supply and demand conditions in wholesale power markets as well as  
4 valuing power plants.

5  
6 Q. DO YOU HAVE OTHER RELEVANT EXPERIENCE?

7 A. Yes. I have testified in many legal proceedings. For example, I have testified on  
8 behalf of a range of companies including utilities, IPPs, independent transmission  
9 system operators and companies, government agencies and other companies.

10  
11 Q. HAVE YOU TESTIFIED BEFORE THE QUEBEC REGIE DE L'ENERGIE?

12 A. No.

13  
14 Q. WHAT SPECIFIC EXPERT TESTIMONY EXPERIENCE IN THE POWER  
15 SECTOR DO YOU HAVE?

16 A. I have testified before or made presentations to the U.S. Federal Energy  
17 Regulatory Commission, an international arbitration tribunal, federal courts,  
18 arbitration panels, and to state regulators and legislators in nineteen U.S. states:  
19 Arizona, Arkansas, California, Florida, Indiana, Kentucky, Louisiana,  
20 Massachusetts, Minnesota, Missouri, New Jersey, Nevada, New York, North  
21 Carolina, Ohio, Oklahoma, Pennsylvania, South Carolina, and Texas. I have  
22 testified extensively on utility planning and the development of new generation  
23 resources. In addition, I have authored numerous articles in industry journals

1 and spoken at scores of industry conferences. For specific details, please see my  
2 resume, attached hereto as **Rose Schedule A**.

3  
4 Q. WHAT IS THE PURPOSE OF YOUR TESTIMONY?

5 A. The purpose of my testimony is to rebut selected aspects of the testimony of: (1)  
6 Dr. Robert Sinclair made on behalf of Newfoundland and Labrador Hydro, (2)  
7 William Marshall on behalf of Brookfield Energy Marketing, and (3) Phillip  
8 Raphals on behalf of RNCREQ and UC. My rebuttal testimony focuses on the  
9 U.S. FERC Order 890 which requires that jurisdictional U.S. Transmission  
10 Providers provide a description of their coordinated, open and transparent  
11 transmission planning process as an attachment (Attachment K) to their Open  
12 Access Transmission Tariff (OATT). Specifically, my testimony: (1) explains the  
13 motivation for U.S. Federal Energy Regulatory Commission's Order 890  
14 Attachment K including the importance FERC placed on resolving U.S.  
15 transmission system deficiencies, and (2) describes selected differences  
16 between TransEnergie's situation and that of typical U.S. Transmission  
17 Providers.

18  
19 Q. HOW IS YOUR TESTIMONY ORGANIZED?

20 A. My testimony is organized into seven sections. The first section (this section)  
21 introduces my testimony. The second section summarizes my testimony. The  
22 third section briefly describes the Attachment K requirement for jurisdictional  
23 utilities and the response of Canadian utilities to changes in FERC planning  
24 requirements. The fourth section discusses the portions of testimony I am

1       rebutting. The fifth section discusses the reasons for Attachment K and the  
2       conditions in the U.S. that motivated this requirement. The sixth section briefly  
3       compares the U.S. situation with that of TransEnergie. The seventh section  
4       briefly presents my conclusions.

1     **II.     SUMMARY OF TESTIMONY**

2  
3     Q.     PLEASE SUMMARIZE YOUR TESTIMONY.

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

12  
13          TransEnergie is not regulated by the U.S. FERC; it is regulated by the Quebec  
14          Régie de l'énergie ("Régie"). However, TransEnergie must provide transmission  
15          access equal to or superior to transmission access its affiliated entities receive in  
16          the U.S. if TransEnergie and its affiliates want to use open access transmission  
17          systems in the U.S.; this is referred to as the reciprocity requirement. It is my  
18          understanding that transmission planning with Attachment K is not part of the  
19          reciprocity requirements for non-jurisdictional utilities not owning transmission  
20          assets in the U.S.

21  
22          The testimonies of Dr. Sinclair, Mr. Marshall, and Mr. Raphals address in part the  
23          motivation of FERC to require new transmission planning rules. Their testimony  
24          is inadequate or incorrect in describing the U.S. transmission problems that

1 motivated FERC's Attachment K requirements. These witnesses disagree with  
2 TransEnergie's view that U.S. transmission problems were the main motivation  
3 for Attachment K. I believe transmission problems were the main motivation and  
4 there is ample evidence to support this conclusion. This can be important in  
5 considering TransEnergie's specific transmission planning approach.  
6

7 There were two motivations for Attachment K. First, FERC was concerned about  
8 acute U.S. transmission system deficiencies, namely: (1) the lack of transmission  
9 investment by transmission providers, (2) the existence of significant congestion  
10 on the transmission system, (3) the existence of reliability problems, and (4) the  
11 lack of coordination among components of the interconnection transmission  
12 system. This concern about the ability of the U.S. grid to function is evident in  
13 the order, but even more so in: (1) the statements of the Commissioners as to  
14 why they supported the order, (2) by reference to the overall historical context of  
15 the order, and (3) in light of the extremity of the problems in the U.S. For  
16 example, investment in U.S. transmission declined 69 percent on a per kW of  
17 load basis between 1980 and 1998, i.e., by more than two thirds<sup>1</sup>. Relative to  
18 1975 the decrease was even greater. Not only did this cause significant  
19 congestion, it also helped cause the massive 2003 blackout which severely  
20 affected both the U.S. and Canada. Attachment K is clearly one of several U.S.  
21 responses to the 2003 blackout and the acute problems on the grid.  
22

---

<sup>1</sup> Source: The Case for a 21st Century Electricity Transmission System, March 5, 2009, Democratic Policy Committee from Edison Electric Institute, Business Information Group and NERC ES&D

1 Second, FERC was concerned that U.S. transmission providers would use  
2 transmission planning to discriminate against unaffiliated companies. One  
3 consequence of the discrimination would be lack of transmission and the other  
4 problems identified above. Another consequence would be higher prices for  
5 power.

6  
7 FERC's Attachment K is also part of a direct response to two factors adversely  
8 affecting planning. First, there is an acute lack of transmission coordination in  
9 the U.S. Most of the U.S. is part of the world's largest synchronous grid (a  
10 synchronous grid is also referred to as an Interconnection) known as the Eastern  
11 Interconnection (see Exhibit JLR-1). There is essentially no planning on the  
12 Eastern Interconnection level in the U.S.; each region or utility works largely on  
13 its own. The Eastern Interconnection has no full time employees, much less a  
14 planning department.

15  
16 Second, the size of the U.S. transmission regulatory management and  
17 coordination problems are huge involving (see Exhibit JLR-2):

- 18  
19 • 43 state and provincial regulatory authorities with responsibility for  
20 transmission planning in the Eastern Interconnection alone in addition to  
21 FERC, NERC, and the regional planning councils,  
22 • More than 3,000<sup>2</sup> U.S. utilities,  
23 • 500 transmission owners<sup>3</sup>, and

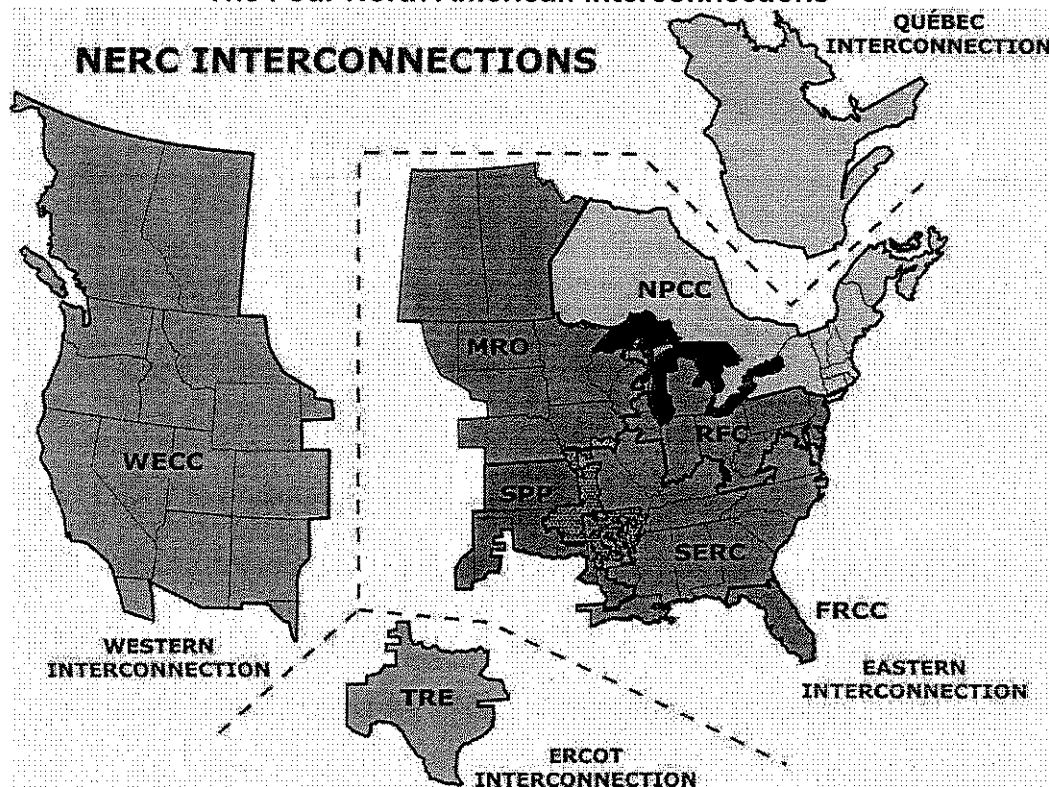
---

<sup>2</sup> There were 3,159 utilities in the U.S. in 2006. Source: Keeping the Lights On in a New World, January 2009, The Electric Advisory Committee and EIA Electric Power Annual.



- 1 • Close to 1,700<sup>4</sup> Independent Power Producers (IPPs). In 2006, IPPs  
2 represented 43 percent of the U.S. power generation industry capacity, or  
3 approximately 466 GW<sup>5</sup>.

4  
5 **EXHIBIT JLR-1**  
6 **The Four North American Interconnections**



7 Source: NERC

8 [http://www.nerc.com/fileUploads/File/AboutNERC/maps/NERC\\_Interconnections\\_color.jpg](http://www.nerc.com/fileUploads/File/AboutNERC/maps/NERC_Interconnections_color.jpg)

9 Interconnection is a synchronous grid. Ties between Interconnections are DC (Direct Current)  
10 not AC.  
11

<sup>3</sup> Source: Keeping the Lights On in a New World, January 2009, The Electric Advisory Committee

<sup>4</sup> Source: EIA Electric Power Annual

<sup>5</sup> Source: Keeping the Lights On in a New World, January 2009, The Electric Advisory Committee and EIA Electric Power Annual

**EXHIBIT JLR-2**  
**U.S. Utilities**

| Utilities and Non-Utilities in the U.S.  |                     |                         |
|------------------------------------------|---------------------|-------------------------|
| Type                                     | Number of Companies | Nameplate Capacity (GW) |
| <b>Utilities</b>                         |                     |                         |
| Investor Owned Utilities <sup>1</sup>    | 220                 | 557                     |
| Rural Electric Cooperatives <sup>1</sup> | 930                 |                         |
| Public Power Systems <sup>1</sup>        | 2,000               |                         |
| Federal Utilities <sup>2</sup>           | 9                   | 73                      |
| <b>Non-Utilities</b>                     |                     |                         |
| Independent Power Producers <sup>3</sup> | 1,034               | 388                     |
| Other Non-Utilities <sup>4</sup>         | 628                 | 78                      |
| <b>Total</b>                             | <b>4,821</b>        | <b>1,096</b>            |

<sup>1</sup> Source: Keeping the Lights On in a New World, January 2009. The Electric Advisory Committee.

<sup>2</sup> Source: Number of federal utilities from 2007 EIA Form 861. Capacity of federal utilities from Keeping the Lights on in a New World, January 2009. The Electric Advisory Committee.

<sup>3</sup> Source: EIA Form 906. Of the 1,045 total, there are 832 non-cogen IPPs. A total of 7,509 units of IPP and other IPPs was reported in the Ventyx database.

<sup>4</sup> Source: EIA Form 906. Other Non-Utilities include industrial cogens and non-cogens, and commercial cogens and non-cogens.

There are major differences between the situation of U.S. utilities and TransEnergie, and also between TransEnergie and other Canadian transmission providers. Witnesses Sinclair, Marshall, and Raphals do not sufficiently address the advantages of TransEnergie's planning situation relative to the U.S. situation. These include:

- **Separate Interconnection** - The TransEnergie system is an asynchronous power grid or Interconnection<sup>6</sup>, one of only four major asynchronous grids in North America. It is the only major Canadian electrical transmission system not interconnected via Alternating Current (AC) connections with U.S. utilities or other Canadian utilities.<sup>7</sup> Power

<sup>6</sup> Interconnection is capitalized to distinguish it from an interconnection between two utilities within a synchronous grid.

<sup>7</sup> Newfoundland is not AC interconnected, but is relatively small.

1 flows between TransEnergie and other areas in the U.S. and Canada  
2 occur via conversion of AC power to Direct Current (DC) power which is  
3 then converted back to AC, and hence, power flows are highly controlled  
4 compared to AC interconnections which frequently have inadvertent "loop  
5 flows" with other systems in the Interconnection. TransEnergie's special  
6 interface with the rest of North America decreases the need for  
7 transmission coordination, all else equal, and represents a superior  
8 element of the overall planning situation compared to U.S. conditions.

- 9 • **Interconnection Planning** – TransEnergie performs Interconnection  
10 planning for the Quebec Interconnection. As noted, in the U.S., there is  
11 no Interconnection wide planning for the Eastern Interconnection, the  
12 country's largest grid; it has no employees, and hence, no one at the  
13 Interconnection for FERC or anyone else to directly regulate. The fact that  
14 there is someone to regulate in the case of Quebec is a key superior  
15 element to the TransEnergie transmission planning process.

- 16 • **Number of Key Regulators** - TransEnergie is primarily regulated by the  
17 Régie. In contrast, the Eastern Interconnection has 43 state and  
18 provincial regulators in addition to FERC and NERC.<sup>8</sup> This is a superior  
19 element in planning coordination compared to U.S. conditions.

- 20 • **Number of Transmission Providers** - The TransEnergie Interconnection  
21 has only one major transmission provider. In contrast, in the neighboring  
22 Eastern Interconnection, there are hundreds of transmission owners. This  
23 is a superior element in planning coordination vis-a-vis the U.S.

---

<sup>8</sup> NERC, the North American Electric Reliability Corporation (NERC), was recently named by FERC the U.S. Electric Reliability Organization (ERO). NERC also has regional affiliates.

- 1       •     **Number of IPPs** – It is not possible for Quebec, which is approximately 4  
2             percent the size of the U.S., to have as many IPPs as the U.S. Also, it is  
3             my understanding that the TransEnergie system has less IPP capacity on  
4             a percentage basis. This facilitates planning for transmission access by  
5             the Interconnection regulator and transmission provider, all else equal,  
6             and is a superior element in transmission planning. More information is  
7             available from TransEnergie witnesses on this issue.
- 8       •     **Transmission Investment** - I have not conducted a detailed review of the  
9             TransEnergie system. However, it is my understanding that the  
10            TransEnergie system has a higher \$/kW of load of investment in  
11            transmission compared to the U.S. This appears to be a superior element  
12            compared to the U.S. More information is available from TransEnergie  
13            witnesses.
- 14     •     **Transmission Congestion** – I have not conducted a detailed review of  
15            congestion in Quebec. Studies of congestion I have reviewed have not  
16            identified TransEnergie as having major internal congestion compared to  
17            the U.S. More information is available from TransEnergie witnesses.

18  
19     My familiarity with the existing TransEnergie planning process is limited and I  
20     have not conducted a detailed review of the process. However, I am familiar with  
21     Attachment K and I note that selected aspects of the Attachment K requirements  
22     already appear to have been met at least in part by virtue of the openness to  
23     participation by and coordination with neighboring transmission providers, and  
24     transmission customers.

1  
2  
3  
4  
5

In conclusion, it does not appear necessary to add an Attachment K to the *Hydro-Québec OATT* to achieve a well functioning planning system, to improve the existing process or to meet the requirements for reciprocity.

1     **III.     INTRODUCTION TO ATTACHMENT K**

2  
3     Q.     WHAT IS ATTACHMENT K?

4     A.     FERC Order 890 provides clarifications and modifications to Orders 888 and 889.  
5             Orders 888 and 889 established the requirements for FERC jurisdictional utilities  
6             to file Open Access Transmission Tariffs (OATT). One of the clarifications of  
7             Order 890 is the requirement that jurisdictional transmission providers, or  
8             jurisdictional RTOs on their behalf, file Attachment K, an attachment to FERC's  
9             amended pro forma OATT that addresses transmission planning.

10  
11    Q.     HOW RECENT IS ATTACHMENT K?

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

---

<sup>9</sup> Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Services (NOI), RM05-25-000, <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/091505/E-1.pdf>

<sup>10</sup> Market-Based Rates for Wholesale Sales of Electric Energy, Capacity and Ancillary Services by Public Utilities (NOPR), RM04-7-000, <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/051806/E-2.pdf>

<sup>11</sup> Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service (Final Rule), RM05-17-000 & RM05-25-000, <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2007/021507/E-1.pdf>

<sup>12</sup> Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service (Final Rule), RM05-17-000 & RM05-25-000, <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/oatt-reform/order-890/Ext-Attachment-K.pdf>

<sup>13</sup> Filings approved were by MidAmerican Energy Company (OA08-41-000), ISO New England Inc (OA08-58-000), Maine Public Service Company (OA08-21-000), PJM Interconnection LLC (OA08-32-000),

OATT adopted in Order 890-A was issued on December 27, 2007 and became effective March 17, 2008<sup>14</sup>. Rehearing order of the pro forma OATT adopted in order 890-B<sup>15</sup> became effective September 8, 2008.

**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  | 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 |
| 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/indus-act/oatt-reform.asp>

Q. WHAT DOES ATTACHMENT K SPECIFICALLY REQUIRE?

A. Attachment K requires that FERC jurisdictional utilities:

*"The Transmission Provider shall establish a coordinated, open and transparent planning process with its Network and Firm Point-to-*

---

Midwest Independent Transmission System Operator, Inc (OA08-53-000), and American Transmission Company LLC and Midwest Independent Transmission System Operator, Inc (OA08-42-000)

<sup>14</sup> Preventing Undue Discrimination in Transmission Service (Order on Rehearing and Clarification), RM05-17-001, 002, and RM05-25-001, 002, <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2007/122007/E-1.pdf>

<sup>15</sup> Preventing Undue Discrimination in Transmission Service (Order on Rehearing and Clarification), RM05-17-003 and RM05-25-003, <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2008/061908/E-1.pdf>

1           *Point Transmission Customers and other interested parties,*  
2           *including the coordination of such planning with interconnected*  
3           *systems within its region, to ensure that the Transmission System*  
4           *is planned to meet the needs of both the Transmission Provider*  
5           *and its Network and Firm Point-to-Point Transmission Customers*  
6           *on a comparable and nondiscriminatory basis.”<sup>16</sup>*  
7

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

- 10
- 11           ▪     **Coordination** – TPs must meet with all of their transmission customers  
12                   and interconnection neighbors in the course of developing their  
13                   transmission plans.
  - 14           ▪     **Openness** – Meetings must be open to all affected parties including  
15                   customers, state authorities and other stakeholders. The notice  
16                   procedures and anticipated frequency of meetings should be identified.
  - 17           ▪     **Transparency** – TPs must provide in writing the methodology, criteria,  
18                   and processes used to develop the plan including treatment of native load.
  - 19           ▪     **Information Exchange** – Network<sup>18</sup> customers are required to provide  
20                   sufficient information for the transmission providers to properly plan.
  - 21           ▪     **Comparability** – Planning must treat comparably situated customers  
22                   comparably in transmission system planning.
  - 23           ▪     **Dispute Resolution** – The dispute resolution process needs to be  
24                   identified.

---

<sup>16</sup> Attachment K

<sup>17</sup> Notice of White Paper, FERC, August 2, 2007. Note also that FERC found simply filing FERC Forms 714 and 715 were not adequate.

<sup>18</sup> Network service is for serving loads and point-to-point service is for moving power in specific quantities to and from specific locations.



- 1       ▪     **Regional Participation** – TPs are required to coordinate with  
2             interconnection systems to share plans to ensure they are simultaneously  
3             feasible and identify enhancements to relieve congestion or integrate new  
4             resources.
- 5       ▪     **Economic Planning Studies** – TPs are required to account for the need  
6             for economic as well as reliability related upgrades in the planning  
7             process.
- 8       ▪     **Cost Allocation For New Projects** – The allocation of costs must be  
9             addressed for new facilities that do not fit under existing rate structures.  
10            New facilities might include regional projects involving multiple owners or  
11            economic projects identified through the study process. The cost  
12            allocation should be fair in assigning cost to those that cause them and  
13            those that benefit. Also, the cost allocation process should create  
14            incentives for new transmission construction.

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

22  
23   Q.    HOW DOES RECIPROCITY FIT IN?

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

7  
8 Q. WHAT HAS BEEN THE RESPONSE OF CANADIAN UTILITIES TO  
9 ATTACHMENT K?

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

13  
14 Q. ARE THERE DIFFERENCES BETWEEN TRANSENERGIE AND OTHER  
15 CANADIAN SYSTEMS?

16 A. Yes, and I would like to highlight two. First, all other Canadian systems are AC  
17 Interconnected to U.S. and Canadian transmission systems with exception of  
18 Newfoundland. Therefore, transmission planning of other Canadian utilities has  
19 additional issues to be addressed in coordination with U.S. utilities. Thus, even if  
20 others filed Attachment K with their regulators, it might reflect their degree of  
21 physical integration with U.S. systems. Second, British Columbia owns  
22 transmission facilities in the U.S. while other Canadian utilities do not. It should

1 be noted that British Columbia is filing to its regulator, a revised planning process  
2 closely patterned after Attachment K.<sup>19</sup>

3  
4 **EXHIBIT JLR-4**  
5 **Canadian Utilities – Attachment K Filings and AC Interconnections With Other**  
6 **Providers**

| Province      | Filed Attachment K<br>with FERC | AC Interconnection<br>with Other<br>Transmission<br>Providers |
|---------------|---------------------------------|---------------------------------------------------------------|
| Quebec        | No                              | No                                                            |
| New Brunswick | No (see Text)                   | Yes                                                           |
| Ontario       | No                              | Yes                                                           |
| Manitoba      | No                              | Yes                                                           |
| Saskatchewan  | No                              | Yes                                                           |
| Alberta       | No                              | Yes                                                           |
| BC            | No                              | Yes                                                           |
| Nova Scotia   | No                              | Yes                                                           |
| Newfoundland  | No                              | Partly <sup>1</sup>                                           |

<sup>1</sup> Labrador part of system AC Interconnected

7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  

---

<sup>19</sup> The Montana Alberta Tie Ltd, a Calgary based company with assets under construction in the US, has filed Attachment K at FERC.

1 IV. TESTIMONY OF DR. SINCLAIR, MR. MARSHALL, AND MR. RAPHALS

2  
3 Q. WHAT ARE YOU REBUTTING WITH REGARD TO DR. SINCLAIR'S  
4 TESTIMONY IN THIS PROCEEDING?

5 A. I am rebutting the lack of balance and perspective with respect to his testimony  
6 on transmission planning and Attachment K. On pages 12 and 13 of his  
7 testimony, Dr. Sinclair states the rationale for the reform of transmission planning  
8 under Order 890. The rationale is incomplete because it fails to mention: (1) the  
9 lack of transmission investment in the U.S., (2) the transmission congestion in  
10 the U.S., (3) the reliability problems in the U.S., (4) the lack of coordinated  
11 planning among system components, and (5) the acuteness of the situation. It  
12 also provides no description of U.S. conditions and fails to identify clear superior  
13 elements of the TransEnergie planning process.

14  
15 While Dr. Sinclair does admit on page 15 that "part of the motivation for reform of  
16 the planning process under Order 890 is to accelerate investment...." He also  
17 believes "HQT's claim that the Order 890<sup>20</sup> is primarily aimed at infrastructure  
18 investment is misleading." And "reliability ...is not a relevant consideration as to  
19 whether or not HQT meets the transmission planning reform under Order 890."<sup>21</sup>

20  
21 As discussed in the next section, it is not misleading to believe that the lack of  
22 infrastructure investment and the need to solve problems on the grid were the

---

<sup>20</sup> Page 16

<sup>21</sup> Page 17

1 primary, though not exclusive aim of the reform of the transmission planning  
2 process. Indeed, there is ample evidence supporting this conclusion. Further, to  
3 the extent transmission investment by TransEnergie has been sufficient, this  
4 supports the view that elements of the planning process in Quebec are superior  
5 to those in the U.S., a point he fails to make.

6  
7 The claim that reliability "is not a relevant consideration as to whether or not HQT  
8 meets the transmission planning reform under 890" is incorrect. Lack of reliability  
9 can be evidence of a failed process, lack of investment and coordination, and  
10 prevention of reliability problems was a clear motivating force behind the FERC  
11 action as discussed in the next section.

12  
13 Q. WHAT ARE YOU REBUTTING WITH REGARD TO MR. MARSHALL'S  
14 TESTIMONY IN THIS PROCEEDING?

15 A. On page 12 of his testimony, Mr. Marshall states, "The writer disagrees with the  
16 position of HQT for two main reasons." Specifically, he disagrees with HQT's  
17 focus on "FERC's requirement for a coordinated, open and transparent planning  
18 process as a fix for the physical ills of congestion and the need for new  
19 investments. They [HQT] completely ignore the concept of providing reciprocal  
20 and comparable open access to all customers."

21  
22 As Dr. Sinclair points out on page 17 of his testimony, HQT does not completely  
23 ignore the concept of providing comparable access to all customers.

24 "Q. Does HQT's filing address discrimination?

1 A. Yes."

2 Dr. Sinclair goes on to refer to HQT's statement that the TransEnergie regulatory  
3 framework is "making sure that there is no undue discrimination towards HQT  
4 clients."

5  
6 Q. WHAT ARE YOU REBUTTING WITH REGARD TO MR. RAPHALS'  
7 TESTIMONY IN THIS PROCEEDING?

8 A. He states on page 3 of the translation of Mr. Raphals' testimony that: "This, in our  
9 view, is a wrongful interpretation of Order 890". Mr. Raphals is referring, in part,  
10 to "The Transmission Provider's interpretation is thus that FERC's main concern  
11 is that in situations where "many transmission providers in an interconnection  
12 characterized by congestion and zones with variable prices," [and] "those  
13 benefiting from congestion can be interested in seeing transmission investment  
14 projects fail."<sup>22</sup>

15  
16 Q. WHAT IS YOUR RESPONSE?

17 A. My response to Mr. Raphals is similar to my response to Dr. Sinclair in that I  
18 disagree with the view that acute problems in the U.S. transmission system,  
19 including congestion, were not the main motivating factors; they were in my  
20 opinion. There is certainly ample evidence they were the main factors as  
21 discussed in the next section.

22  
23  

---

<sup>22</sup> See pages 2 and 3 of the English translation of Mr. Raphals' testimony, Section 9 Planning Process.

1 V. NEED FOR ATTACHMENT K IN THE U.S.

2 V.1 FERC Motivations

3  
4 Q. WHY DID FERC BELIEVE THERE TO BE A NEED FOR ATTACHMENT K IN  
5 THE U.S.?

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

15  
16 Q. DOES ORDER 890 SPECIFICALLY INDICATE THAT CONCERN OVER LACK  
17 OF TRANSMISSION INVESTMENT AND CONGESTION IS A REASON FOR  
18 ATTACHMENT K?

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

20  
21 *"The decline in transmission investment and increase in*  
22 *transmission congestion underscore our concerns over inadequate*  
23 *planning provisions of the existing pro forma OATT. The existing*  
24 *pro forma OATT, as indicated above, contains very little specificity*  
25 *regarding how transmission planning should be conducted, how*  
26 *customers' needs are incorporated into that process, and what*  
27 *information is publicly available regarding the transmission*  
28 *providers' assumptions, criteria and data used in the planning*  
29 *process. These inadequacies are sufficiently severe, standing*

1 alone, to merit reform of the OATT. However, they are of even  
2 greater concern given the current state of the transmission grid.

3  
4 In FERC Order 890 pg. 238, it states:

5  
6 *"We do not believe that the existing pro forma OATT is sufficient in*  
7 *an era of increasing transmission congestion and the need for*  
8 *significant new transmission investment."*

9  
10 Q. WHERE ELSE DID FERC EXPLICITLY HIGHLIGHT THE IMPORTANCE OF  
11 U.S. GRID CONDITIONS AS A CAUSE OF ORDERING ATTACHMENT K  
12 FILINGS?

13 A. The statements of FERC Commissioners strongly emphasize the importance of  
14 solving U.S. transmission problems as very important causes for ordering the  
15 filing of Attachment K. On December 20, 2007, the FERC Chairman, Joseph  
16 Kelliher, stated on the occasion of the rehearing on Order 890<sup>23</sup>:

17  
18 *"Third, we seek to strengthen the interstate power grid. In*  
19 *particular, the regional transmission planning provisions should*  
20 *help strengthen the transmission system. We require regional*  
21 *transmission planning because our power grid is regional in nature*  
22 *and planning should reflect that reality. I am hopeful that improved*  
23 *regional planning will make it easier to resolve difficult cost*  
24 *allocation issues and spur increased grid investment.*

25  
26 *However, it is not enough to have perfect access to a constrained*  
27 *transmission grid. We need to secure greater levels of investment*  
28 *in the power grid – and sustain those investment levels.*  
29 *Transmission investment has increased significantly, roughly*  
30 *doubling since 2002. Our policies have played a major role in*  
31 *encouraging higher investment levels. While investment trends are*  
32 *in the right direction, they are still not at the level we need to assure*  
33 *reliability of the bulk power system and support competitive*  
34 *markets."*

35  

---

<sup>23</sup> "Chairman Joseph T. Kelliher's statement on preventing undue discrimination and preference in transmission service" RM05-17-001 <http://www.ferc.gov/news/statements-speeches/kelliher/2007/12-20-07-kelliher-E-1.asp>



1 Commissioner Moeller stated on the same day<sup>24</sup>:

2 *"As I said last February, Order No. 890 embodies my guiding*  
3 *principles of: (1) promoting reliability; (2) sending accurate market*  
4 *signals; and (3) encouraging the development of needed energy*  
5 *infrastructure. Today's order on rehearing on Order No. 890*  
6 *continues to support those principles, allowing the Commission to*  
7 *continue moving in the direction of fully open, competitive, and*  
8 *reliable wholesale markets."*

9 FERC Chairman Kelliher made a similar statement on February 15, 2007 when  
10 Order 890 was first issued.<sup>25</sup> Under the heading "Strengthening the  
11 Transmission Grid" he stated,

12 *"The OATT reform rule will also strengthen the interstate power*  
13 *grid. The reality is that we do not have a national grid, but a series*  
14 *of regional grids. At the same time, ownership of the transmission*  
15 *grid in the United States is highly disaggregated. The solution we*  
16 *advance is strengthening regional transmission planning. Page 2*  
17 *of 3.*

18  
19  
20 At the time of receiving the first planning filings in compliance with Order 890 on  
21 May 15, 2008 Chairman Kelliher stated:<sup>26</sup>

22 *The principal duty of the Commission in the area of economic*  
23 *regulation is to guard the consumer from exploitation. One of my*  
24 *early goals as FERC Chairman was to reform the open access*  
25 *transmission tariff and reduce the potential for undue discrimination*  
26 *and preference and the opportunity for vertical market power*  
27 *exercise. That resulted in the landmark rule, Order No. 890.*

---

<sup>24</sup> "Commissioner Moeller's statement on preventing undue discrimination and preference in transmission service" RM05-17-001 <http://www.ferc.gov/news/statements-speeches/moeller/2007/12-20-07-moeller-E-1.asp>

<sup>25</sup> Item E-1: Preventing undue Discrimination and Preference in Transmission Service CRM 05-17-100, CRM 05-25-000.

<sup>26</sup> Statement: May 15, 2008 Docket Nos: OA08-32-000, OA08-53-000, OA08-42-000, OA0841-000, OA08-58-000 and OA08-21-000

1 But Order No. 890 had other policy objectives beyond reducing the  
2 potential for undue discrimination and preference. One was to  
3 promote effective competition in wholesale power markets, by  
4 providing for more perfect open access.

5 Another policy goal was to strengthen the grid itself. Perfect access  
6 to a constrained grid does not adequately promote effective  
7 wholesale competition or assure reliability of the bulk power  
8 system. There is a need to strengthen the interstate power grid. We  
9 have pursued that goal through a number of actions, including  
10 encouraging greater grid investments, making difficult cost  
11 allocation decisions in a number of regions, and establishing rules  
12 governing exercise of our limited authority to site transmission  
13 facilities.

14 Order No. 890 also included provisions to strengthen the power  
15 grid, by requiring regional transmission planning. The United States  
16 does not have a national power grid; we have a series of 8 or 10  
17 regional power grids.

18 But ownership of the U.S. interstate transmission system is highly  
19 disaggregated, with more than 500 owners. Before Order No. 890,  
20 transmission planning was done by individual transmission owners,  
21 as if we had 500 distinct power grids. Order No. 890 required  
22 regional transmission planning because that reflects the true nature  
23 of the U.S. power grid.

24 In the orders we approve today, we uphold the planning principles  
25 in Order No. 890 and require certain modifications to conform to  
26 those principles. In that way, we strengthen regional planning and  
27 establish greater consistency in planning.

28 On May 15, 2008, Commissioner Spitzer stated:<sup>27</sup>

29  
30 "One of the core components of Order No. 890 is "Attachment K" of  
31 the pro forma tariff – the establishment of a coordinated, open and  
32 transparent planning process. Transmission congestion imposes  
33 reliability and economic burdens upon consumers and requires  
34 enhanced transmission investment. This Commission therefore  
35 mandates that transmission providers establish a planning process  
36 through which they coordinate with customers, neighboring  
37 transmission providers, state authorities and other stakeholders."  
38 [underline added]

<sup>27</sup> Statement: May 15, 2008 Docket Nos: OA08-32-000, OA08-53-000, OA08-42-000, OA0841-000, OA08-58-000 and OA08-21-000

1  
2 Also, on May 15, 2008, upon approving the first Order 890 filings, FERC  
3 Commissioner Phillip Moeller stated:<sup>28</sup>  
4

5 *"With the passage of more than ten years since the Commission*  
6 *undertook the effort to promote wholesale competition through*  
7 *open access transmission service, it was time for us to revisit Order*  
8 *No. 888 and determine if any changes were due. During this*  
9 *intervening decade, the transmission grid has experienced*  
10 *unprecedented challenges as the demand for energy has grown at*  
11 *a pace that far exceeds the grid's available transmission capacity*  
12 *and the current rate of transmission investment. [underline added]*  
13 *With these facts, it should come as no surprise that if changes are*  
14 *not made to make better use of the transmission system, the public*  
15 *will bear the cost of transmission congestion through increased*  
16 *utility bills, to say nothing of the looming possibility of power*  
17 *outages in many of the nation's more congested urban areas. Also,*  
18 *the passage of the Energy Policy Act of 2005, which recognized the*  
19 *need for additional transmission infrastructure development and its*  
20 *role in facilitating the development of competitive wholesale*  
21 *markets, has influenced the policies in our Final Rule." [underline*  
22 *added]*  
23

24 Also, in February 2007, FERC Commissioner Marc Spitzer stated under  
25 the heading: I. Infrastructure and Reliability<sup>29</sup>.  
26

27 *"American consumers place a high value on the reliable delivery of*  
28 *electricity. Yet, net investment in transmission has declined in real*  
29 *terms over the past twenty years. [underline added] Moreover, the*  
30 *transmission siting process is difficult because opponents of new*  
31 *transmission projects typically argue the absence of need..... the*  
32 *regional planning provisions of Order No. 890 will promote a public*  
33 *dialogue that I am hopeful will result in new transmission*  
34 *investment where it is needed. In the West, for example, regional*  
35 *planning processes have identified constraints, determined*  
36 *appropriate transmission corridors and galvanized the public and*

<sup>28</sup> Statement: May 15, 2008 Docket Nos: OA08-32-000, OA08-53-000, OA08-42-000, OA0841-000, OA08-58-000 and OA08-21-000

<sup>29</sup> "Statement of Commissioner Marc Spitzer, RM05-17-000, RM05-25-000,  
<http://www.ferc.gov/news/statements-speeches/spitzer/2007/02-15-07-spitzer-E-1.pdf>

1                    *decision-makers to address the reliability, economic and*  
2                    *environmental imperatives of transmission projects.*

3  
4    Q.    WHAT IS THE RELATIONSHIP BETWEEN THE 2003 BLACKOUT AND  
5           ORDER 890?

6    A.    The 2003 Blackout was a galvanizing event in the history of the U.S. power  
7           industry. The Order 890 process formally began on September 16, 2005, two  
8           years after the 2003 blackout, when FERC issued a Notice of Inquiry. Of course,  
9           internal FERC planning for the Notice of Inquiry began earlier. At roughly the  
10          same time, the U.S. Energy Policy Act of 2005 was being enacted in large part in  
11          response to the 2003 Blackout. More generally, Order 890 was part of a multi-  
12          pronged effort to resolve U.S. transmission problems in light of the 2003  
13          Blackout. I highlight five notable other efforts. First, the Energy Policy Act of  
14          2005 led to the creation of an Electric Reliability Organization (ERO) with  
15          enforceable reliability standards. FERC named NERC as ERO. Second, FERC  
16          initiated and continued policies that favored the creation of Regional  
17          Transmission Organizations (RTOs) and Independent System Operators (ISOs)  
18          facilitating greater planning across larger geographic areas within large AC  
19          systems, both to minimize costs and to increase reliability. RTOs/ISOs have  
20          helped but not solved the transmission planning problem. Each state is still  
21          responsible for approving and siting transmission within its borders. Further, there  
22          is still not a single full time employee of the Eastern Interconnection much less a  
23          planning department. Third, the Energy Policy Act of 2005 also tried to address  
24          the transmission investment shortfall through its "backstop" eminent domain  
25          provisions in national interest corridors, but thus far this authority has not been

1 used. Fourth, FERC has provided incentives for new transmission investment  
2 including higher rates of return. Fifth, the U.S. and Canada established the  
3 bilateral Electric Reliability Oversight Group or Bilateral Group in July 2005.  
4

## 1 V.2 FERC Motivations and U.S. Transmission Investment

2  
3 Q. WHAT HAS BEEN THE SITUATION REGARDING U.S. TRANSMISSION  
4 INVESTMENT?

5 A. The U.S. has 400,000 miles of transmission lines.<sup>30</sup> Nonetheless, U.S.  
6 transmission investment was highly inadequate over a long period, especially in  
7 the period leading up to the issuance of Order 890 in February 2007. On an  
8 inflation adjusted basis, U.S. transmission investment was below 1980 levels,  
9 every year from 1981 until 2004. 2004 was the last year historical data was  
10 available to FERC when Order 890 was issued in February 2007 (see Exhibits  
11 JLR-5 and JLR-6). Between 1980 and 1998, U.S. transmission investment fell  
12 more than 53 percent relative to 1980 levels in real terms<sup>31</sup>. U.S. transmission  
13 investment also fell between 1975 and 1980.<sup>32</sup> This downward trend was even  
14 more serious given the growth in U.S. electricity demand. Between 1980 and  
15 1998, U.S. electricity demand<sup>33</sup> increased 54 percent. Thus, on a per unit of  
16 peak power sold, transmission investment declined 69 percent between 1980

<sup>30</sup> Source: EPRI, 2008. Transmission refers to power lines at or above 69,000 volts. The U.S. also has 5 million miles of distribution lines at lower voltages. 164,000 miles are at 230 kV or greater. Source: Reading the Lights in a New World.

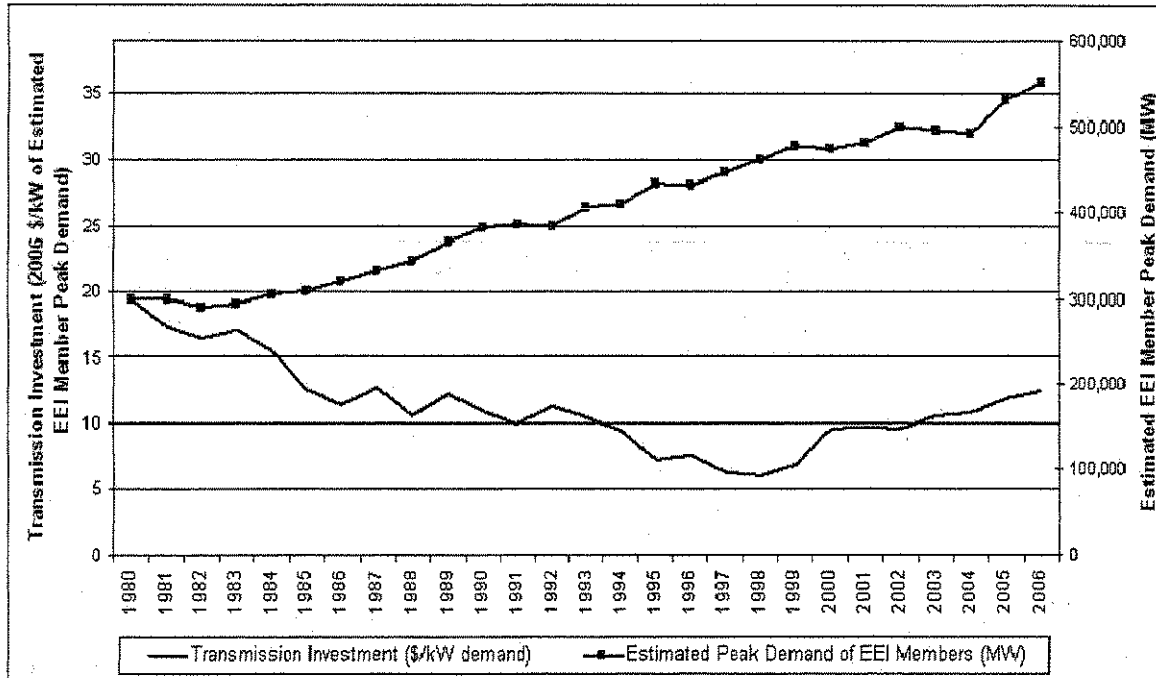
<sup>31</sup> Source: The Case for a 21st Century Electricity Transmission System, March 5, 2009, Democratic Policy Committee from Edison Electric Institute, Business Information Group.

<sup>32</sup> Source: E. Hirst and B. Kirby. 2001. *Transmission Planning for a Restructured U.S. Electricity Industry*. Edison Electric Institute and "National Transmission Grid Study"; US Department of Energy; May 2002; Pg 7

<sup>33</sup> Source: NERC ES&D.

and 1998 or from \$19.5/kW of load to \$6.0/kW of load<sup>34</sup>. Between 1980 and 2004, the decrease was 45 percent<sup>35</sup> to \$10.8/kW of load.

### EXHIBIT JLR-5 Transmission Investment



<sup>1</sup> Source: Edison Electric Institute, Business Information Group. Table sent directly from EEI transmission investment analyst. 2006 is the last year of actual historical data currently available.

<sup>2</sup> Peak Demand is based on NERC ES&D. EEI members serve 70% of all the customers in the electrical industry. Estimated EEI member

peak demand is calculated by multiplying 70% by total U.S. peak demand (NERC ES&D data).

<sup>3</sup> Transmission investment per kW of member peak demand is calculated by dividing transmission investment by estimated EEI member peak demand, and then dividing by 1,000 to convert to \$/kW.

<sup>34</sup> Source: The Case for a 21st Century Electricity Transmission System, March 5, 2009, Democratic Policy Committee from Edison Electric Institute, Business Information Group and NERC ES&D.

<sup>35</sup> Source: The Case for a 21st Century Electricity Transmission System, March 5, 2009, Democratic Policy Committee & Transforming America's Power Industry: The Investment Challenge 2010-2030, November 2008, The Brattle Group, both from Edison Electric Institute, Business Information Group and NERC ES&D.

**EXHIBIT JLR-6**  
**U.S. Transmission Investment**

| Transmission Investment and Electricity Demand in the U.S. |                                                        |                               |                                                        |                                                                                       |
|------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|-------------------------------|--------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| Year                                                       | Transmission Investment (Millions 2006\$) <sup>1</sup> | Peak Demand (MW) <sup>2</sup> | Estimated Peak Demand of EEI Members (MW) <sup>3</sup> | Transmission Investment (2006 \$/kW of Estimated EEI Member Peak Demand) <sup>4</sup> |
| 1980                                                       | 5,817                                                  | 427,058                       | 298,941                                                | 19.46                                                                                 |
| 1981                                                       | 5,188                                                  | 428,295                       | 299,807                                                | 17.31                                                                                 |
| 1982                                                       | 4,784                                                  | 414,489                       | 290,142                                                | 16.49                                                                                 |
| 1983                                                       | 5,014                                                  | 420,408                       | 294,286                                                | 17.04                                                                                 |
| 1984                                                       | 4,719                                                  | 434,534                       | 304,174                                                | 15.51                                                                                 |
| 1985                                                       | 3,866                                                  | 439,916                       | 307,941                                                | 12.56                                                                                 |
| 1986                                                       | 3,625                                                  | 455,911                       | 319,138                                                | 11.36                                                                                 |
| 1987                                                       | 4,232                                                  | 474,043                       | 331,830                                                | 12.75                                                                                 |
| 1988                                                       | 3,622                                                  | 489,396                       | 342,577                                                | 10.57                                                                                 |
| 1989                                                       | 4,463                                                  | 523,432                       | 366,402                                                | 12.18                                                                                 |
| 1990                                                       | 4,181                                                  | 545,537                       | 381,876                                                | 10.95                                                                                 |
| 1991                                                       | 3,859                                                  | 551,320                       | 385,924                                                | 10.00                                                                                 |
| 1992                                                       | 4,354                                                  | 548,707                       | 384,095                                                | 11.34                                                                                 |
| 1993                                                       | 4,254                                                  | 580,753                       | 406,527                                                | 10.46                                                                                 |
| 1994                                                       | 3,886                                                  | 585,320                       | 409,724                                                | 9.49                                                                                  |
| 1995                                                       | 3,137                                                  | 620,249                       | 434,174                                                | 7.22                                                                                  |
| 1996                                                       | 3,283                                                  | 616,790                       | 431,753                                                | 7.60                                                                                  |
| 1997                                                       | 2,800                                                  | 637,677                       | 446,374                                                | 6.27                                                                                  |
| 1998                                                       | 2,763                                                  | 660,293                       | 462,205                                                | 5.98                                                                                  |
| 1999                                                       | 3,274                                                  | 682,122                       | 477,485                                                | 6.86                                                                                  |
| 2000                                                       | 4,580                                                  | 678,413                       | 474,889                                                | 9.64                                                                                  |
| 2001                                                       | 4,696                                                  | 687,812                       | 481,468                                                | 9.75                                                                                  |
| 2002                                                       | 4,812                                                  | 714,565                       | 500,196                                                | 9.62                                                                                  |
| 2003                                                       | 5,232                                                  | 709,375                       | 496,563                                                | 10.54                                                                                 |
| 2004                                                       | 5,319                                                  | 704,459                       | 493,121                                                | 10.79                                                                                 |
| 2005                                                       | 6,308                                                  | 758,876                       | 531,213                                                | 11.88                                                                                 |
| 2006                                                       | 6,909                                                  | 789,475                       | 552,633                                                | 12.50                                                                                 |

<sup>1</sup> Source: Edison Electric Institute, Business Information Group. Table sent directly from EEI transmission investment analyst.

<sup>2</sup> NERC ES&D.

<sup>3</sup> EEI members serve 70% of all the customers in the electrical industry. For 1980-2006, estimated EEI member peak demand is calculated by multiplying 70% by total U.S. peak demand.

<sup>4</sup> Transmission investment per kW of member peak demand is calculated by dividing transmission investment by estimated EEI member peak demand, and then dividing by 1,000 to convert to \$/kW.



### 1 V.3 FERC Motivations and U.S. Transmission Congestion

2  
3 Q. WHAT IS THE U.S. TRANSMISSION CONGESTION SITUATION?

4 A. There is significant transmission congestion in the U.S. Transmission congestion  
5 creates price differentials which can favor transmission owners or prevents  
6 transmission of competing sources of power which can also favor transmission  
7 owners. It is also a precursor of potential reliability problems and an indicator of  
8 potential lack of investment. A recent NERC Study<sup>36</sup> concludes:

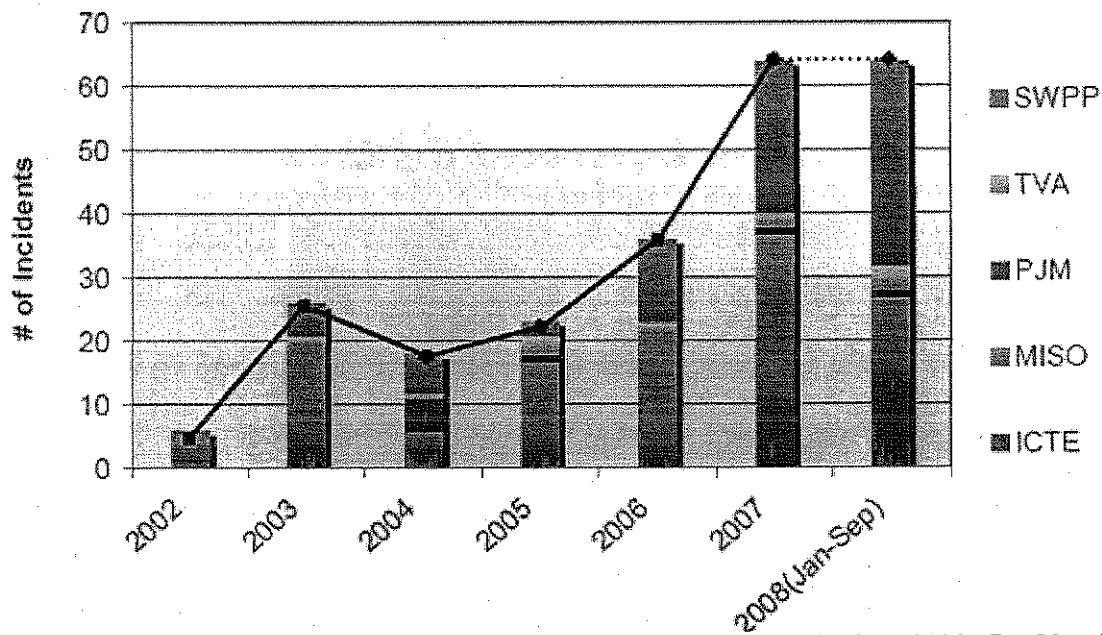
9  
10 *"One measure of bulk transmission congestion, used in parts of the*  
11 *Eastern Interconnection of North America, is Transmission Loading*  
12 *Relief (TLR) requests, which have increased during the last six*  
13 *years. In some cases, the over-scheduling of electricity*  
14 *transactions requires the issuance of TLRs, which is how system*  
15 *operators maintain system loadings within reliability limits.*  
16 *Reallocation and curtailment of bulk transmission service to meet*  
17 *System operating Limits and Interconnection Reliability Operating*  
18 *Limits are increasing (see Exhibit JLR-7).*

19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  

---

<sup>36</sup> "2008 Long-Term Reliability Assessment 2008-2017", NERC, October 2008.

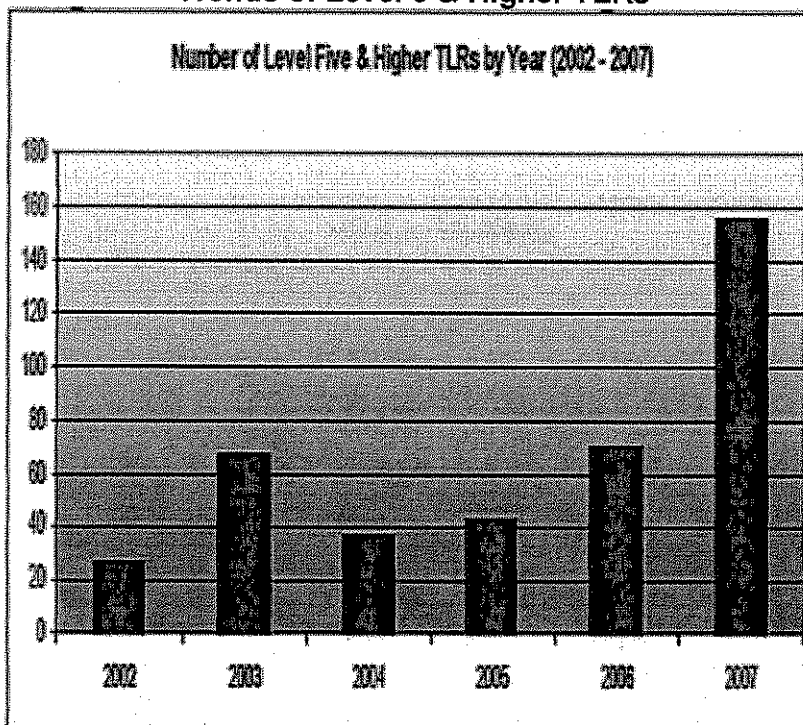
EXHIBIT JLR-7  
TLR's Level 5b: 2002 – September 2008



Source: "2008 Long-Term Reliability Assessment 2008-2017"; NERC; Oct. 2008; Pg 23. Level 5b involves curtailment of firm point-to-point service to mitigate congestion. Lower level TLRs do not involve curtailing firm service.

This increase is also reflected in U.S.-wide data (see Exhibit JLR-6).

1 EXHIBIT JLR-8  
2 Trends of Level 5 & Higher TLRs



3 Source: "2008 Long-Term Reliability Assessment 2008-2017"; NERC;  
4 Oct. 2008; Pg 59. Level 5 includes 5a and 5b. 5a involves reallocation  
5 of firm point-to-point transmission. 5b is curtailment of firm point-to-point  
6 service.  
7

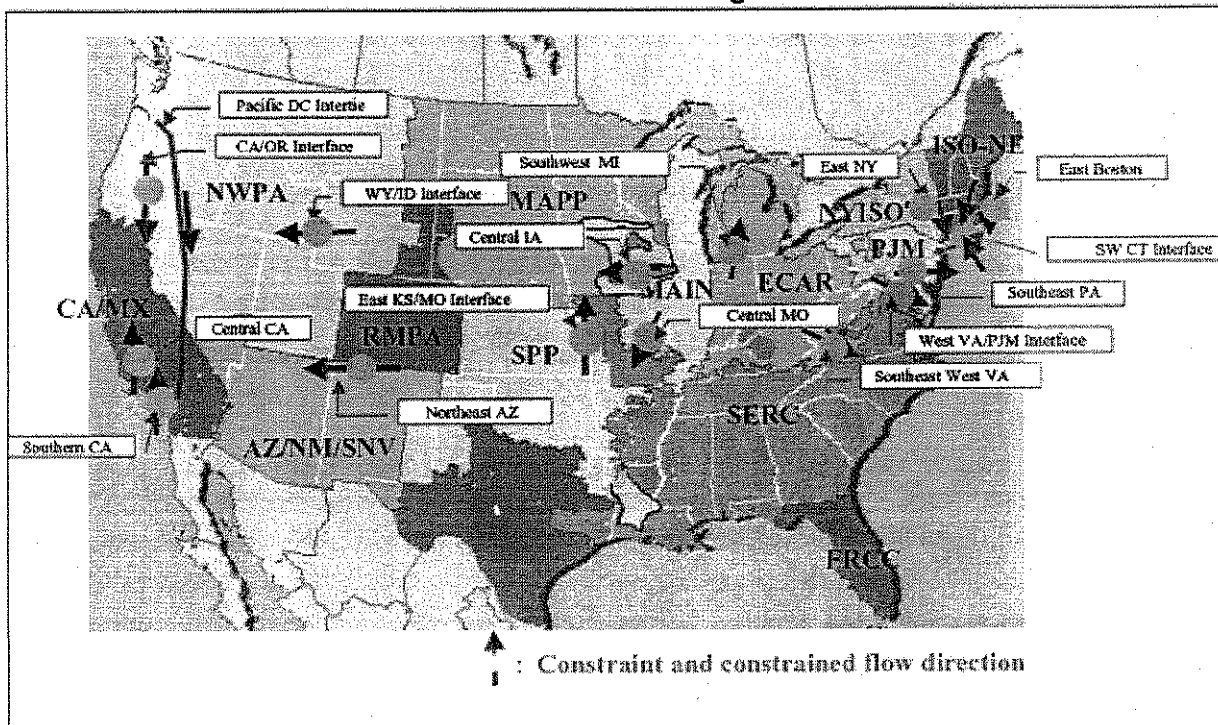
8 Another study states:

9  
10 *"In general, DOE's findings are very similar to historical data on*  
11 *transmission congestion, which also indicate that there is*  
12 *substantial congestion in the Midwest and upper Midwest, and from*  
13 *the Mid-Atlantic to the Northeast.*<sup>37</sup>"

14  
15  
16  
17  
18  
<sup>37</sup> "National Transmission Grid Study"; U.S. Department of Energy; May 2002; Pg. 12.

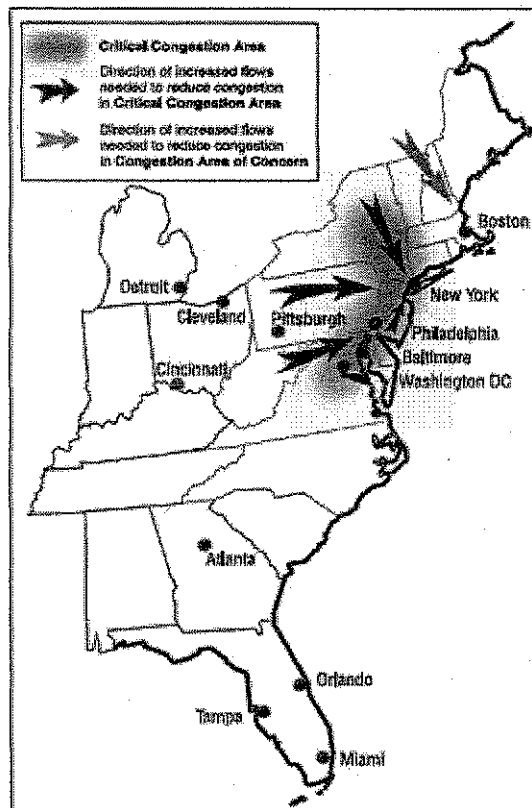
Several areas of congestion are highlighted in Exhibits JLR-9, JLR-10, and JLR-11. These maps are from prominent U.S. studies of transmission congestion, including those of the U.S. DOE.

**EXHIBIT JLR-9**  
**Transmission Constraints in Contiguous U.S.**



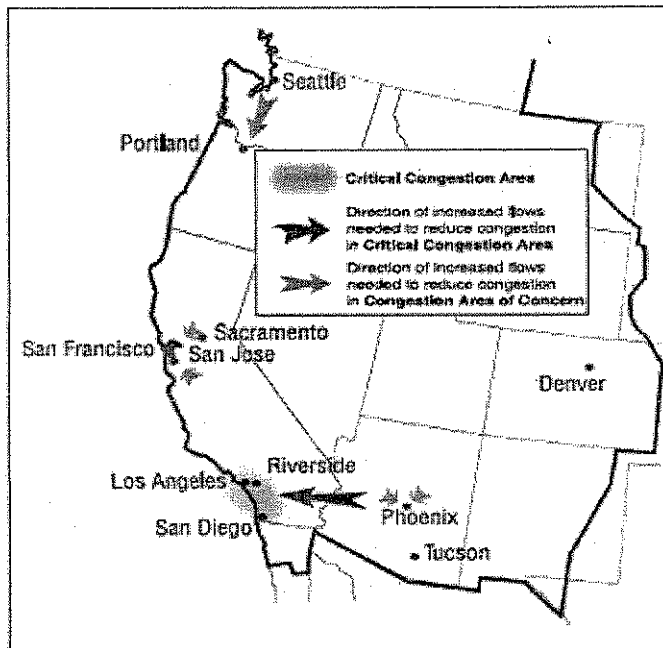
Source: "National Transmission Grid Study"; US Department of Energy; May 2002; Pg. 18

1 EXHIBIT JLR-10  
2 Critical Congestion Area and Congestion Area of Concern in the Eastern  
3 Interconnection



4 Source: "National Electric Transmission Congestion Study"; US Department of Energy; Aug 2006  
5

1 EXHIBIT JLR-11  
2 One Critical Congestion Area and Three Congestion Areas of Concern in  
3 the Western Interconnection



4 Source: "National Electric Transmission Congestion Study"; US Department of Energy; Aug 2006  
5

6 Of particular concern to Canada is the recent conclusion that:<sup>38</sup>

- 7 • Currently, interregional planning within the eastern and western U.S. interconnections is inadequate, but it can be improved.
- 8 • Lake Effect phenomenon: For example, the "lake effect" phenomenon, a power flow problem around the eastern Great Lakes, particularly Lake Erie, has existed for decades. This phenomenon, which has yet to be resolved, may have been a contributor to the spreading of the 2003 blackout in the eastern United States. Although system controls, procedures, and compliance with mandatory reliability standards were put in place to mitigate the circulating power flows, relatively little coordinated transmission investment has been made. The area surrounding Lake Erie comprises three RTOs in the United States and an independent system operator (ISO) in Ontario, Canada. RTOs (and ISOs) are responsible for transmission planning within their respective footprints, but they are not adequately addressing transmission planning challenges jointly with neighboring regions.

26 <sup>38</sup> Keeping the Lights On in a New World: January 2009, The Electricity Advisory Committee

1  
2 NERC conducted an online survey from July 17, 2007 to August 7, 2007, and  
3 surveyed a broad range of utility users, owners, and operators at various levels  
4 of leadership and management to find out what they consider the most important  
5 issues affecting the reliability of the bulk power system. The survey posed 17  
6 reliability topics for ranking within two areas, business and technical, and one  
7 preparedness topic for ranking.<sup>39</sup> Participants were asked: *"What do you believe*  
8 *is the likelihood of occurrence?"* The three most likely events were: (1) aging  
9 infrastructure and limited new construction, (2) congestion, and (3) operations  
10 closer to load limits (see Exhibit JLR-12).  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23

---

<sup>39</sup> "Results of the 2007 Survey of Reliability Issues"; NERC; October 2007; Pg. 13.

EXHIBIT JLR-12

Breakdown on Participants' Belief in the Likelihood of Occurrence (%)

| #  | Question                                                              | High | Medium | Low |
|----|-----------------------------------------------------------------------|------|--------|-----|
| 1  | Limited Fuel Availability, Transportation, or Reduced Onsite Supplies | 13   | 55     | 32  |
| 2  | System Protection and Controls – Imbalances and Malfunctions          | 17   | 36     | 47  |
| 3  | Aging Infrastructure and Limited New Construction                     | 65   | 28     | 7   |
| 4  | Lack of Mandatory Standards for Reliable Operation                    | 12   | 29     | 59  |
| 5  | Voltage/Reactive Reserve Availability                                 | 15   | 57     | 28  |
| 6  | Lack of Preventative Maintenance                                      | 22   | 45     | 32  |
| 7  | Operating closer to load limits                                       | 58   | 32     | 9   |
| 8  | Transmission System Congestion                                        | 62   | 29     | 9   |
| 9  | Vegetation-Related Transmission Outages                               | 15   | 40     | 46  |
| 10 | Availability of Reliability Analysis Tools for situational Awareness  | 13   | 50     | 36  |

Source: "Results of the 2007 Survey of Reliability Issues"; NERC; Oct. 2007; Pg 13



## V.4 FERC Motivations and Transmission Coordination

Q. WHAT IS THE TRANSMISSION PLANNING COORDINATION ISSUE IN THE U.S.?

A. In the US, there are two main synchronous grids or Interconnections, the Eastern Interconnection and the Western Electric Coordinating Council (WECC) grid (Exhibit JLR-13)<sup>40</sup>. The Eastern Interconnection is by far the larger of the two in terms of demand and supply. TransEnergie is also an Interconnection with DC ties to the Eastern Interconnection portions of Canada and the US.<sup>41</sup> The distinguishing characteristics of the Eastern Interconnection include:

- **Size** – The Eastern Interconnection is the world's largest synchronous grid, with demand approximately 15 times greater than on the TransEnergie system. However, there is no planning or any other staff employed by this Interconnection.<sup>42</sup> Put another way, the world's largest Interconnection conducts no planning on its own.
- **Loop Flows** - The interactions among these transmission providers is due in part to the nature of the AC power systems within Interconnections. Power flows inadvertently between sub-sections, i.e., there are loop flows; this does not happen between Interconnections since they have DC ties that allow for power flow control. Hence, the lack of consistent and

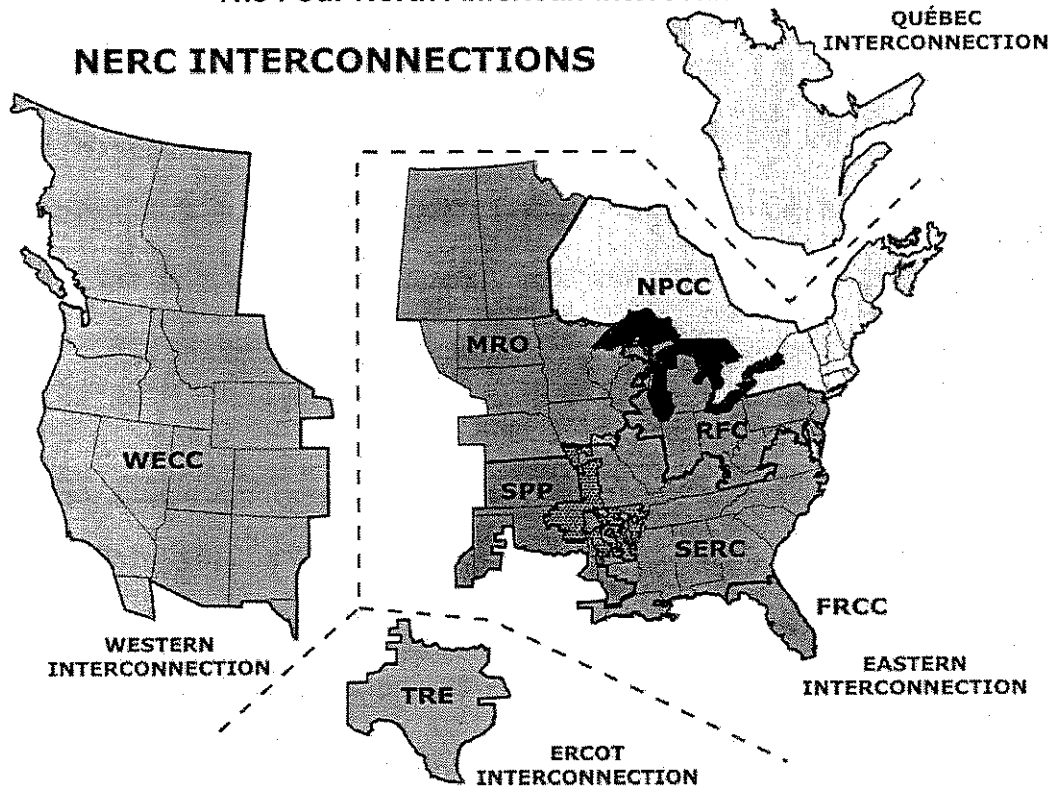
<sup>40</sup> The third is ERCOT covering most of Texas.

<sup>41</sup> Canadian utilities in the Eastern Interconnection include Ontario, Manitoba, Saskatchewan, Nova Scotia, and New Brunswick.

<sup>42</sup> The EI Planning Collaborative, a new entity, has no full time staff.

1 coordinated Interconnection planning is of particular concern in the U.S.  
2 This emphasizes the need for coordination and increases in uniformity of  
3 planning requirements.

4  
5 **EXHIBIT JLR-13**  
6 **The Four North American Interconnections**



7  
8 Source: NERC

9 [http://www.nerc.com/fileUploads/File/AboutNERC/maps/NERC\\_Interconnections\\_color.jpg](http://www.nerc.com/fileUploads/File/AboutNERC/maps/NERC_Interconnections_color.jpg)

- 10 • **Number of Transmission Providers** - It has a very large number of  
11 transmission providers; the majority of the 500 transmission owners in the  
12 U.S. are in the Eastern Interconnection. Some have become part of larger  
13 planning entities such as RTOs, but many have not. Furthermore, the  
14 U.S. has more than 3,000 utilities (see Exhibit JLR-14).

**EXHIBIT JLR-14**  
**U.S. Utilities**

| Utilities and Non-Utilities in the U.S.  |                     |                         |
|------------------------------------------|---------------------|-------------------------|
| Type                                     | Number of Companies | Nameplate Capacity (GW) |
| <b>Utilities</b>                         |                     |                         |
| Investor Owned Utilities <sup>1</sup>    | 220                 | 557                     |
| Rural Electric Cooperatives <sup>1</sup> | 930                 |                         |
| Public Power Systems <sup>1</sup>        | 2,000               |                         |
| Federal Utilities <sup>2</sup>           | 9                   | 73                      |
| <b>Non-Utilities</b>                     |                     |                         |
| Independent Power Producers <sup>3</sup> | 1,034               | 388                     |
| Other Non-Utilities <sup>4</sup>         | 628                 | 78                      |
| <b>Total</b>                             | <b>4,821</b>        | <b>1,096</b>            |

<sup>1</sup> Source: Keeping the Lights On in a New World, January 2009. The Electric Advisory Committee.

<sup>2</sup> Source: Number of federal utilities from 2007 EIA Form 861. Capacity of federal utilities from Keeping the Lights on in a New World, January 2009. The Electric Advisory Committee.

<sup>3</sup> Source: EIA Form 906. Of the 1,045 total, there are 832 non-cogen IPPs. A total of 7,509 units of IPPs and other IPPs are reported in the Ventyx database.

<sup>4</sup> Source: EIA Form 906. Other Non-Utilities include industrial cogens and non-cogens, and commercial cogens and non-cogens.

- **Regulators** - Not only is there a multiplicity of transmission providers within one AC system, there is also a multiplicity of regulatory authorities since not only does FERC and NERC and regional planning entities have jurisdiction, but so do the individual states. 43 states and provinces are included in the Eastern Interconnection.

Q. WAS THIS A CONCERN IN THE PERIOD BETWEEN THE BLACKOUT OF 2003 AND THE FORMAL START OF THE 890 PROCESS?

A. Yes. For example, in the year after the 2003 blackouts, one major U.S. study concluded:

*Transmission networks continue to be balkanized and arguments continue about how appropriate transmission investments should be identified, who bears the responsibility for making the investments, and who pays for the associated costs. FERC is*

1 taking responsibility for a growing share of the economic value of  
2 transmission investments while the states retain control over  
3 transmission planning and permitting for new facilities.  
4

5 Along with the growth of merchant generating capacity and  
6 wholesale trade, network congestion has increased as existing  
7 transmission facilities have been used more intensively and  
8 investment in new network facilities (beyond direct interconnection  
9 facilities) has stagnated (Hirst). Transmission congestion in PJM,  
10 New York, New England California, Texas and the Midwest  
11 continues to grow.  
12

13 Transmission investment has been slow to catch up (Hirst).<sup>43</sup>  
14

15 Even more recently, one study concluded:  
16

17 Often, however, there is no mechanism for approval, cost  
18 allocation, and /or selection of owners for projects that cross these  
19 seams (seams between RTOs and utility control areas).  
20

21 The permitting of transmission facilities is highly fragmented by the  
22 federal government, states, and local authorities. These  
23 fragmented processes were not established to develop interstate  
24 EHV transmission lines or facilitate access to remote renewable  
25 energy resources, nor do they provide proper consideration for  
26 crossing federal lands. Currently, local, state, and federal agencies  
27 are responsible for siting and permitting transmission lines in their  
28 respective jurisdictions. The siting of EHV transmission projects  
29 often involves multiple entities with varied processes.<sup>44</sup>  
30

31 Q. WHAT IS THE COMPARABILITY ISSUE?

32 A. There are two parts to the comparability issue that I want to highlight. The first is  
33 derived from the fact that there is a huge amount of unaffiliated IPPs in the U.S.  
34 In 2006, approximately 43% of U.S. generation capacity is IPP (including non-  
35 utilities)<sup>45</sup>. This is an extremely large amount of capacity – approximately 466

---

<sup>43</sup> Transmission Policy in the United States by Paul Joskow: October 7, 2004. Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0454.

<sup>44</sup> Source: Keeping the Lights On in a New World, January 2009. The Electric Advisory Committee, Pages 48-49.

<sup>45</sup> Source: EIA Electric Power Annual (Form 906)

1 GW or more than ten times total Quebec supply<sup>46</sup>. There are approximately  
2 1,662 IPP and non-utilities generators (see Exhibit JLR-14). Second, there are  
3 entities that are transmission dependent on one transmission provider – e.g.,  
4 some municipal and cooperative utilities. This increases the potential number  
5 and scope of problems and complicates the regulation of transmission planning.  
6 Thus, there is more scope for transmission providers to constrain capacity and/or  
7 discriminate. It also makes case-by-case treatment more difficult and creates  
8 greater need for detailed and broadly applicable generic rules.

9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  

---

<sup>46</sup> Source: EIA Electric Power Annual (Form 906) and 57-206 Electric Power Generating Stations 2006, Canada Stats

## 1 V.5 FERC Motivations – Other Issues

2  
3 Q. WHAT IS THE TRANSMISSION COST ALLOCATION ISSUE AND HOW DOES  
4 IT RELATE TO TRANSMISSION INVESTMENT AND CONGESTION?

5 A. The allocation of transmission costs of new projects varies widely across the U.S.  
6 In some cases, the transmission costs for upgrades and new projects are  
7 allocated to all users, e.g., based on the user's share of total load or other  
8 methods, unless it involves the interconnection of the plant to nearby grid  
9 elements. In other cases, the cost of transmission upgrades is attributed to the  
10 incremental generator (especially IPPs) that precipitates the need for that  
11 enhancement even though the need is jointly created by their request and those  
12 of existing users and benefits are available to multiple users. This can result in  
13 huge charges for transmission expansion which discourages investment. To the  
14 extent IPPs or other users are unfairly allocated upgrade costs, this could  
15 constitute discrimination and/or as noted decrease the amount of construction

16  
17 Q. WHAT IS THE ECONOMIC PLANNING ISSUE AND HOW DOES IT RELATE  
18 TO TRANSMISSION INVESTMENT AND CONGESTION?

19 A. The economic planning issue is a requirement that transmission investment not  
20 be limited to the minimum needed for system reliability. If the system is  
21 systematically anticipating the economic need for transmission separate from  
22 individual transmission service requests, it is less likely to place all of the cost  
23 burden on the unaffiliated entity requesting service, and thus, less likely to  
24 discourage transmission investment. Again, this is an example of Attachment K

1 responding in part to specific U.S. problems that contribute to congestion and  
2 lack of investment.

3

1 VI. SITUATION OF TRANSENERGIE COMPARED TO TYPICAL U.S.  
2 TRANSMISSION PROVIDERS  
3

4 Q. WHAT IS THE PURPOSE OF THIS SECTION OF YOUR TESTIMONY?

5 A. The purpose of this section is to briefly make some selected comparisons  
6 between the TransEnergie system and the situation in the U.S. I note that I have  
7 not conducted a detailed review of TransEnergie planning, and hence, I am not  
8 addressing the full range differences between the TransEnergie and U.S.  
9 systems. Other TransEnergie witnesses will provide information relevant to this  
10 comparison.  
11

12 There are major differences between the situation of U.S. utilities and  
13 TransEnergie, and also between TransEnergie and other Canadian transmission  
14 providers. These include:  
15

- 16 • **Separate Interconnection** - The TransEnergie system is a separate  
17 asynchronous power grid also referred to as an Interconnection<sup>47</sup>, one of  
18 only four major asynchronous grids in North America (the others being the  
19 Eastern Interconnection, the WECC, and the Electric Reliability Council of  
20 Texas, i.e, ERCOT). It is the only major Canadian electrical transmission  
21 system not interconnected via Alternating Current (AC) connections with  
22 U.S. utilities or other Canadian utilities. Power flows between  
23 TransEnergie and other areas in the U.S. and Canada occur via

---

<sup>47</sup> Interconnection is capitalized to distinguish it from an interconnection between two utilities within a synchronous grid.



1 conversion of AC power to Direct Current (DC) which is then converted  
2 back to AC, and hence, power flows are highly controlled compared to AC  
3 interconnections which frequently have inadvertent "loop flows" with other  
4 systems in the Interconnection. TransEnergie's special interface with the  
5 rest of North America decreases the need for transmission coordination,  
6 all else equal, and represents a superior element compared to U.S.  
7 conditions.

- 8 • **Interconnection Planning** – TransEnergie performs Interconnection  
9 planning. In the U.S., this planning is non-existent. There is no one at the  
10 Eastern Interconnection, and hence, no one to directly regulate. This is a  
11 key superior element to the transmission planning process.

- 12 • **Number of Key Regulators** - TransEnergie is regulated by the Quebec  
13 Régie. In the Eastern Interconnection, there are 43 states and provinces  
14 with regulatory authority over a portion of the Eastern Interconnection in  
15 addition to FERC and NERC.<sup>48</sup> TransEnergie is the only case of a North  
16 American Interconnection having a single transmission provider and a  
17 single key regulator. This is a superior element in planning coordination  
18 compared to U.S. conditions.

- 19 • **Number of Transmission Providers** - The TransEnergie Interconnection  
20 has only one major transmission provider. It is the only Interconnection in  
21 North America without numerous major providers. In contrast, in the  
22 neighboring Eastern Interconnection, there are hundreds of transmission

---

<sup>48</sup> NERC, the North American Electric Reliability Corporation (NERC), was recently named by FERC the U.S. Electric Reliability Organization (ERO). NERC also delegates to regional planning entities some enforcement.

owners. This is a superior element in planning coordination vis-a-vis the U.S.

- **Number of IPPs** – The TransEnergie system is approximately 4 percent of the size of the U.S. It will never have anywhere near the approximately 1,700 IPPs that the U.S. has. Furthermore, it is my understanding that the TransEnergie system has fewer IPPs and others purchasing or seeking to purchase transmission on its grid. On a percentage basis, IPPs in Quebec account for 12 percent of total capacity versus 43 percent in the U.S.<sup>49</sup> This facilitates regulation by the Interconnection regulator since the ratio of IPPs to lead Interconnection regulator is much smaller, all else equal, and is a superior element in transmission planning. TransEnergie witnesses have additional information on this issue.

- **Transmission Investment** - Lack of transmission investment threatens economic performance as well as reliability. I have not conducted a detailed review of transmission investment. However, I note that Quebec TransEnergie will invest \$500 million per year on average to increase the transmission capacity of its system.<sup>50</sup> This is \$26/kW of load versus \$18/kW in the U.S. for average 2006 – 2010 transmission investment<sup>51</sup>.

TransEnergie witnesses have additional information on this issue.

<sup>49</sup> Source: Source: Keeping the Lights On in a New World, January 2009. The Electric Advisory Committee, EIA Electric Power Annual (Form 906) and 57-206 Electric Power Generating Stations 2006, Canada Stats

<sup>50</sup> Source: Quebec Strategic Plan 2006-2010 – Adjusted Version September, 2006

<sup>51</sup> Source: Quebec Strategic Plan 2006 – 2010 and Transforming America's Power Industry: The Investment Challenge 2010-2030, November 2008, The Brattle Group, from Edison Electric Institute, Business Information Group and NERC ES&D. Note, no adjustment was made for difference in exchange rates.

- 1 • **Transmission Congestion** – I have not conducted a detailed review of  
2 transmission congestion in Quebec. Studies I have reviewed have not  
3 identified TransEnergie as having major internal congestion compared to  
4 the U.S. TransEnergie witnesses have additional information on this  
5 issue.  
6

1 **VII. CONCLUSIONS**

2  
3 Q. WHAT ARE YOUR CONCLUSIONS?

4 A. TransEnergie is not required to file Attachment K under Order 890 at the U.S.  
5 FERC. TransEnergie can have a planning process tailored to its unique  
6 conditions, many of which are superior in terms of meeting the goals of  
7 Attachment K compared to U.S. utilities. Key elements of superiority include: (1)  
8 already having planning on the Interconnection level, (2) a single lead regulator,  
9 (3) a single major transmission provider, (4) no AC interconnections, and hence,  
10 no loop flows, (5) a smaller system to regulate, and (6) higher \$/kW of load of  
11 investment in transmission. Testimony provided by Dr. Sinclair, Mr. Marshall and  
12 Mr. Raphals is inadequate in describing the motivation for Attachment K and the  
13 extent to which some aspects of the TransEnergie situation are already better  
14 suited to meeting Attachment K goals compared to U.S. conditions.

## ROSE SCHEDULE A

## **JUDAH L. ROSE**

### **EDUCATION**

1982 M.P.P., John F. Kennedy School of Government, **Harvard University**

1979 S.B., Economics, **Massachusetts Institute of Technology**

### **EXPERIENCE**

Judah L. Rose joined ICF in 1982 and currently serves as a Managing Director of ICF International. Mr. Rose has more than 27 years of experience in the energy industry, with emphasis on electric power, generation and transmission. Mr. Rose directs ICF International's wholesale power Line of Business (including assistance to electric utilities, financial institutions, law firms, government agencies, fuel companies, and IPPs). Mr. Rose is one of ICF's Distinguished Consultants, an honorary title given to three of ICF's 3,000 employees, and has served on the Board of Directors of ICF International as the Management Shareholder Representative. Mr. Rose co-manages ICF's IPM® (Integrated Power Model). Mr. Rose has supported the financing of tens of billion dollars of new and existing power plants and is a frequent counselor to the financial community on power issues. Mr. Rose has also served as lead negotiator, power plant appraiser, and he frequently provides expert testimony and litigation support in power-related court cases. Mr. Rose received a M.P.P. from the John F. Kennedy School of Government, Harvard University, and an S.B. in Economics from the Massachusetts Institute of Technology.

Mr. Rose has publicly testified in scores of state and other legal proceedings, addressed approximately 100 major energy conferences, authored numerous articles published in Public Utilities Fortnightly, the Electricity Journal, Project Finance International, and written numerous company studies on power, coal, and gas related issues, and managed large consulting projects. Mr. Rose has also appeared in TV interviews. Details are provided below.

### **PRESS INTERVIEWS**

**TV:** "The Most With Allison Stewart," MSNBC, "Blackouts in NY and St. Louis & ongoing Energy Challenges in the Nation," July 25, 2006  
CNBC Wake-Up Call, August 15, 2003  
Wall Street Journal Report, July 25, 1999  
Back to Business, CNBC, September 7, 1999

**Journals:** Electricity Journal  
Energy Buyer Magazine  
Public Utilities Fortnightly  
Power Markets Week

**Magazine:** Business Week  
Power Economics  
Costco Connection

**Newspapers:** Denver Post  
Rocky Mountain News

Financial Times Energy  
LA Times  
Arkansas Democratic Gazette  
Galveston Daily News  
The Times-Picayune  
Pittsburgh Post-Gazette  
Power Markets Week

**Wires:** Bridge News  
Associated Press  
Dow Jones Newswires

## TESTIMONY

Surrebuttal Testimony – Revenue Requirement of Judah Rose on Behalf of Dogwood Energy, LLC, before the Missouri Public Service Commission, In the Matter of the Application of KCP&L GMO, Inc. d/b/a KCP&L Greater Missouri Operations Company for Approval to Make Certain Changes to its Charges for Electric Service, Case No. ER-2009-0090, April 9, 2009.

Hawaii Structural Ironworkers Pension Trust Fund v. Calpine Corporation, Case No. 1-04-CV-021465, Assessment of Calpine's April 2002 Earnings Projections, March 25, 2009.

Coal Price Report for Harrison Coal Plant, February 6, 2009. Allegheny Energy Supply Company, LLS and Monongahela Power Company versus Wolf Run Mining Company, Anker Coal Group, etc., Civil Action. No. GD-06-30514, In the Court of Common Pleas, Allegheny County, Pennsylvania.

Supplemental Direct Testimony of Judah Rose, on behalf of Southwestern Electric Power Company, In the Matter of the Application of Southwestern Electric Power Company for Authority to Construct a Natural-Gas Fired Combined Cycle Intermediate Generating Facility in the State of Louisiana, Docket No. 06-120-U, December 9, 2008.

Rebuttal Testimony of Judah Rose on behalf of Kelson Transmission Company, LLC re: Application of Kelson Transmission Company, LLC For A Certificate of Convenience and Necessity For the Amended Proposed Canal To Deweyville 345 kV Transmission Line Within Chambers, Hardin, Jasper, Jefferson, Liberty, Newton, And Orange Counties, SOAH Docket No. 473-08-3341, PUCT Docket No. 34611, October 27, 2008.

Testimony of Judah Rose, on behalf of Redbud Energy, LP, in Support of Joint Stipulation and Settlement Agreement, In the Matter of the Application of Oklahoma Gas and Electric Company for an Order of the Commission Granting Pre-Approval of the Purchase of the Redbud Generating Facility and Authorizing a Recovery Rider, Cause No. PUD 200800086, September 3, 2008.

Direct Testimony of Judah L. Rose on behalf of Duke Energy Carolinas, In the Matter of Advance Notice by Duke Energy Carolinas, LLC, of its Intent to Grant Native Load Priority to the City of Orangeburg, South Carolina, and Petition of Duke Energy Carolinas, LLC and City of Orangeburg, South Carolina for Declaratory Ruling With Respect to Rate Treatment of Wholesale Sales of Electric Power at Native Load Priority, Docket No. E-7, SUB 858, August 15, 2008.

Affidavit filed on behalf of Public Service of New Mexico pertaining to the Fuel Costs of Southwest Public Service for Cost-of-Service and Market-Based Customers, August 11, 2008.

Direct Testimony of Judah L. Rose on behalf of Duke Energy Ohio, Inc., Before the Public Utilities Commission of Ohio, In the Matter of the Application of Duke Energy Ohio, Inc. for Approval of an Electric Security Plan, July 31, 2008.

Rebuttal Testimony, Judah L. Rose on Behalf of Duke Energy Carolinas, in re: Application of Duke Energy Carolinas, LLC for Approval of Save-A-Watt Approach, Energy Efficiency Rider and Portfolio of Energy Efficiency Programs, Docket No. E-7, Sub 831, July 21, 2008.

Updated Analysis of SWEPCO Capacity Expansion Options as Requested by Public Utility Commission of Texas, on behalf of SWEPCO, June 27, 2008.

Direct Testimony of Judah L. Rose on Behalf of Nevada Power/Sierra Pacific Electric Power Company, Docket No. 1, Public Utilities Commission of Nevada, Application of Nevada Power/Sierra Pacific for Certificate of Convenience and Necessity Authorization for a Gas-Fired Power Plant in Nevada, May 16, 2008.

Rebuttal Testimony of Judah L. Rose on Behalf of the Advanced Power, Commonwealth of Massachusetts, Before the Energy Facilities Siting Board, Petition of Brockton Power Company, LLC, EFSB 07-7, D.P.U. 07-58 & 07-59, May 16, 2008.

Supplemental Rebuttal Testimony on Commissioner's Issues of Judah L. Rose for Southwestern Electric Power Company, on behalf of Southwestern Electric Power Company, PUC Docket No. 33891, Public Utilities Commission of Texas, May 2008.

Supplemental Direct Testimony on Commissioners' Issues of Judah Rose for Southwestern Electric Power Company, for the Application of Southwestern Electric Power Company for Certificate of Convenience and Necessity Authorization for a Coal-Fired Power Plant in Arkansas, SOAH Docket No. 473-07-1929, PUC Docket No. 33891, Public Utility Commission of Texas, April 22, 2008.

Rebuttal Testimony of Judah Rose, In the Matter of the Application of Tucson Electric Power Company for the Establishment of Just and Reasonable Rates and Charges Designed to Realize A Reasonable Rate of Return on the Fair Value of Its Operations Throughout the State of Arizona, Estimation of Market Value of Fleet of Utility Coal Plants, April 1, 2008.

Rebuttal Report of Judah Rose, Ohio Power Company and AEP Power Marketing Inc. vs. Tractebel Energy Marketing, Inc. and Tractebel S.A. Case No. 03 CIV 6770, 03 CIV 6731 (S.D.N.Y.), January 28, 2008

Proposed New Gas-Fired Plant, on behalf of AEP SWEPCO, 2007

Rebuttal Report, Calpine Cash Flows, on behalf of Unsecured Creditor's Committee, November 21, 2007.

Expert Report. Calpine Cash Flows, on behalf of Unsecured Creditor's Committee, November 19, 2007.



Application of Duke Energy Carolina, LLC for Approval of Energy Efficiency Plan Including an Energy Efficiency Rider and Portfolio of Energy, Docket No. 2007-358-E, Public Service Commission of South Carolina, December 10, 2007.

Independent Transmission, Cause No. PUD200700298, Application of ITC, Public Service of Oklahoma, December 7, 2007.

Verified Petition of Duke Energy Indiana, Inc. Requesting the Indiana Utility Regulatory Commission to Approve an Alternative Regulatory Plan Pursuant to Ind. Code §8-1-2.5-1, et. Seq. for the Offering of Energy Efficiency Conservation, Demand Response, and Demand-Side Management Programs and Associated Rate Treatment Including Incentives Pursuant to a Revised Standard Contract Rider No. 66 in Accordance With Ind. Code §§8-1-2.5-1 et seq. and 8-1-2-42(a); Authority to Defer Program Costs Associated with its Energy Efficiency Portfolio of Programs; Authority to Implement New and Enhanced Energy Efficiency Programs, Including the PowerShare® Program in its Energy Efficiency Portfolio of Programs; and Approval of a Modification of the Fuel Adjustment Cause Earnings and Expense Tests, Indiana Utility Regulatory Commission, Cause No. 43374, October 19, 2007.

Rebuttal Testimony, Docket No. U-30192, Application of Entergy Louisiana, LLC For Approval to Repower the Little Gypsy Unit 3 Electric Generating Facility and for Authority to Commence Construction and for Certain Cost Protection and Cost Recovery, October 4, 2007

Direct Testimony of Judah Rose on Behalf of Tucson Electric Power Company, In the matter of the Application of Tucson Electric Power Company for the Establishment of Just and Reasonable Rates and Charges Designed to Realize a Reasonable Rate of Return on the Fair Value of Its Operations Throughout the State of Arizona, Estimation of Market Value of Fleet of Utility Coal Plants, July 2, 2007.

Portfolio of New Plants, Testimony on behalf of AEP: SWEPCo, before the Arkansas Public Service Commission, In the Matter of Application of SWEPCO for a Certificate of Environmental Compatibility and Public Need for the Construction, Ownership, Operation, and Maintenance of a Coal-Fired Base Load Generating Facility in the Hempstead County, Arkansas, dated June 2007.

Rebuttal Testimony, Causes No. PUD 200500516, 200600030, and 20070001 Consolidated, on behalf of Redbud Energy, before the Corporation Commission of the State of Oklahoma, June 2007.

IGCC Coal Plant, CPCN Rebuttal Testimony on behalf of Duke Energy Indiana, Cause No. 43114 before the Indiana Utility Regulatory Commission, May 2007.

Responsive Testimony, Causes No. PUD 200500516, 200600030, and 200700012 Consolidated, on behalf of Redbud Energy, before the Corporation Commission of the State of Oklahoma, May 2007.

Rebuttal Testimony, FPL – CO<sub>2</sub> Emissions and the Everglades Coal-Fired Power Plant, Docket No. 070098-EL, March 2007

Rebuttal Testimony, Electric Utility Power Hedging, on behalf of Duke Energy Indiana, Cause No. 38707-FAC6851, May 2007.

Direct Testimony for Southwestern Electric Power Company, Before the Louisiana Public Service Commission, Docket No. U-29702, in re: Application of Southwestern Electric Power Company for the Certification of Contracts for the Purchase of Capacity for 2007, 2008, and 2009 and to Purchase, Operate, Own, and Install Peaking, Intermediate and Base Load Coal-Fired Generating Facilities in Accordance with the Commission's General Order Dated September 20, 1983. Consolidated with Docket No. U-28766 Sub Docket B in re: Application of Southwestern Electric Power Company for Certification of Contracts for the Purchase of Capacity in Accordance with the Commission's 'General Order of September 20, 1983, February 2007.

Second Supplemental Testimony on Behalf of Duke Energy Ohio Before the Public Utility Commission of Ohio, Case No. 03-93-EL-ATA, 03-2079, EL-AAM, 03-2081, EL-AAM, 03-2080, EL-ATA, February 28, 2007.

Electric Utility Power Hedging, on behalf of Duke Energy Indiana, Cause No. 38707-FAC6851, February 2007.

CPCN for Cliffside Coal-Fired Plant, on behalf of Duke Carolinas, Docket No. E7, SUB790, December 2006.

Expert Report, Chapter 11, Case No. 01-16034 (AJG) and Adv. Proc. No. 04-2933 (AJG), November 6, 2006.

IGCC Coal Plant, Testimony on behalf of Duke Energy Indiana, Cause No. 43114, October 2006.

Market Power and the PSEG Exelon Merger on Behalf of the NJBPU Staff, NJBPU, BPU Docket No. EM05020106, OAL Docket No. PUC-1874-05, Supplemental Testimony March 20, 2006.

Market Power and the PSEG Exelon Merger on Behalf of the NJBPU Staff, NJBPU, BPU Docket No. EM05020106, OAL Docket No. PUC-1874-05, Surrebuttal Testimony December 27, 2005.

Market Power and the PSEG Exelon Merger on Behalf of the NJBPU Staff, NJBPU, BPU Docket No. EM05020106, OAL Docket No. PUC-1874-05, November 14, 2005.

Brazilian Power Purchase Agreement, confidential international arbitration, October 2005.

Cost of Service and Fuel Clause Issues, Rebuttal Testimony on behalf of Public Service of New Mexico, Docket No. EL05-151, November 2005.

Cost of Service and Peak Demand, FERC, Testimony on behalf of Public Service of New Mexico, September 19, 2005, Docket No. EL05-19.

Cost of Service and Fuel Clause Issues, Testimony on behalf of Public Service of New Mexico, FERC Docket No. EL05-151-000, September 15, 2005.

Cost of Service and Peak Demand, FERC, Responsive Testimony on behalf of Public Service of New Mexico, August 23, 2005, Docket No. EL05-19.

Prudence of Acquisition of Power Plant, Testimony on behalf of Redbud, September 12, 2005, No. PUD 200500151.

Proposed Fuel Cost Adjustment Clause, FERC, Docket Nos. EL05-19-002 and ER05-168-001 (Consolidated), August 22, 2005.

Market Power and the PSEG Exelon Merger on Behalf of the NJBPU, FERC, Docket EC05-43-000, May 27, 2005.

New Air Emission Regulations and Investment in Coal Power Plants, rebuttal testimony on behalf of PSI, April 18, 2005, Causes 42622 and 42718.

Rebuttal Report: Damages due to Rejection of Tolling Agreement Including Discounting, February 9, 2005, CONFIDENTIAL.

New Air Emission Regulations and Investment in Coal Power Plants, supplemental testimony on behalf of PSI, January 21, 2005, Causes 42622 and 42718.

Damages Due to Rejection of Tolling Agreement Including Discounting, January 10, 2005, CONFIDENTIAL.

Discount rates that should be used in estimating the damages to GTN of Mirant's bankruptcy and subsequent abrogation of the gas transportation agreements Mirant had entered into with GTN, December 15, 2004. CONFIDENTIAL

New Air Emission Regulations and Investment in Coal Power Plants, testimony on behalf of PSI, November 2004, Causes 42622 and 42718.

Rebuttal Testimony of Judah Rose on behalf of PSI, "Certificate of Purchase as of yet Undetermined Generation Facility" Cause No. 42469, August 23, 2004.

Rebuttal Testimony of Judah Rose on behalf of the Hopi Tribe, Case No. A.02-05-046, Mohave Coal Plant Economics, June 4, 2004.

Supplemental Testimony "Retail Generation Rates, Cost Recovery Associated with the Midwest Independent Transmission System Operator, Accounting Procedures for Transmission and Distribution System, Case No. 03-93-EL-ATA, 03-2079, EL-AAM, 03-2081, EL-AAM, 03-2080, EL-ATA for Cincinnati Gas & Electric, May 20, 2004.

"Application of Southern California Edison Company (U338-E) Regarding the Future Disposition of the Mohave Coal-Fired Generating Station," May 14, 2004.

"Appropriate Rate of Return on Equity (ROE) TransAlta Should be Authorized For its Capital Investment Related to VAR Support From the Centralia Coal-Fired Power Plant", for TransAlta, April 30, 2004, FERC Docket No. ER04-810-000.

"Retail Generation Rates, Cost Recovery Associated with the Midwest Independent Transmission System Operator, Accounting Procedures for Transmission and Distribution System, Case No. 03-93-EL-ATA, 03-2079, EL-AAM, 03-2081, EL-AAM, 03-2080, EL-ATA for Cincinnati Gas & Electric, April 15, 2004.

"Valuation of Selected MIRMA Coal Plants, Acceptance and Rejection of Leases and Potential Prejudice to Lessors" Federal Bankruptcy Court, Dallas, TX, March 24, 2004 CONFIDENTIAL.

"Certificate of Purchase as of yet Undetermined Generation Facility", Cause No. 42469 for PSI, March 23, 2004.

"Ohio Edison's Sammis Power Plant BACT Remedy Case", In the United States District Court of Ohio, Southern Division, March 8, 2004.

"Valuation of Power Contract," January 2004, confidential arbitration.

"In the matter of the Application of the Union Light Heat & Power Company for a Certificate of Public Convenience and Necessity to Acquire Certain Generation Resources, etc.", before the Kentucky Public Service Commission, Coal-Fired and Gas-Fired Market Values, July 21, 2003.

"In the Supreme Court of British Columbia", July 8, 2003. CONFIDENTIAL

"The Future of the Mohave Coal-Fired Power Plant – Rebuttal Testimony", California P.U.C., May 20, 2003.

"Affidavit in Support of the Debtors' Motion", NRG Bankruptcy, Revenues of a Fleet of Plants, May 14, 2003. CONFIDENTIAL

"IPP Power Purchase Agreement," confidential arbitration, April 2003.

"The Future of the Mohave Coal-Fired Power Plant", California P.U.C., March 2003.

"Power Supply in the Pacific Northwest," contract arbitration, December 5, 2002.  
CONFIDENTIAL

"Power Purchase Agreement Valuation", Confidential Arbitration, October 2002.

"Cause No. 42145 - In support of PSI's petition for authority to acquire the Madison and Henry County plants, rebuttal testimony on behalf of PSI. Filed on 8/23/02."

"Cause No. 42200 - in support of PSI's petition for authority to recover through retail rates on a timely basis. Filed on 7/30/02."

"Cause No. 42196 - in support of PSI's petition for interim purchased power contract. Filed on 4/26/02."

"Cause No. 42145 - In support of PSI's petition for authority to acquire the Madison and Henry County plants. Filed on 3/1/2002."

"Analysis of an IGCC Coal Power Plant", Minnesota state senate committees, January 22, 2002

"Analysis of an IGCC Coal Power Plant", Minnesota state house of representative committees, January 15, 2002

"Interim Pricing Report on New York State's Independent System Operator", New York State Public Service Commission (NYSPSC), January 5, 2001

"The need for new capacity in Indiana and the IRP process", Indiana Utility Regulatory Commission, October 26, 2000

"Damage estimates for power curtailment for a Cogen power plant in Nevada", August 2000.  
CONFIDENTIAL

"Valuation of a power plant in Arizona", arbitration, July 2000. CONFIDENTIAL

Application of FirstEnergy Corporation for approval of an electric Transition Plan and for authorization to recover transition revenues, Stranded Cost and Market Value of a Fleet of Coal, Nuclear, and Other Plants, Before PUCO, Case No. 99-1212-EL-ETP, October 4, 1999 and April 2000.

"Issues Related to Acquisition of an Oil/Gas Steam Power plant in New York", September 1999  
Affidavit to Hennepin County District Court, Minnesota

"Wholesale Power Prices, A Cost Plus All Requirements Contract and Damages", Cajun Bankruptcy, July 1999. Testimony to U.S. Bankruptcy Court.

"Power Prices." Testimony in confidential contract arbitration, July 1998.

"Horizontal Market Power in Generation." Testimony to New Jersey Board of Public Utilities, May 22, 1998.

"Basic Generation Services and Determining Market Prices." Testimony to the New Jersey Board of Public Utilities, May 12, 1998.

"Generation Reliability." Testimony to New Jersey Board of Public Utilities, May 4, 1998.

"Future Rate Paths and Financial Feasibility of Project Financing." Cajun Bankruptcy, Testimony to U.S. Bankruptcy Court, April 1998.

"Stranded Costs of PSE&G." Market Valuation of a Fleet of Coal, Nuclear, Gas, and Oil-Fired Power Plants, Testimony to New Jersey Board of Public Utilities, February 1998.

"Application of PECO Energy Company for Approval of its Restructuring Plan Under Section 2806 of the Public Utility Code." Market Value of Fleet of Nuclear, Coal, Gas, and Oil Power Plants, Rebuttal Testimony filed July 1997.

"Future Wholesale Electricity Prices, Fuel Markets, Coal Transportation and the Cajun Bankruptcy." Testimony to Louisiana Public Service Commission, December 1996.

"Curtailment of the Saguaro QF, Power Contracting and Southwest Power Markets." Testimony on a contract arbitration, Las Vegas, Nevada, June 1996.

"Future Rate Paths and the Cajun Bankruptcy." Testimony to the U.S. Bankruptcy Court, June 1997.

"Fuel Prices and Coal Transportation." Testimony to the U.S. Bankruptcy Court, June 1997.

"Demand for Gas Pipeline Capacity in Florida from Electric Utilities." Testimony to Florida Public Service Commission, May 1993.

"The Case for Fuel Flexibility in the Florida Electric Generation Industry." Testimony to the Florida Department of Environmental Regulation (DER), Hearings on Fuel Diversity and Environmental Protection, December 1992.

#### **SELECTED SPEAKING ENGAGEMENTS**

Rose, J.L., ICF's New York City Energy Forum, - Market Recovery in Merchant Generation Assets, June 10, 2008.

Rose, J.L., Southeastern Electric Exchange – Integrated Resource Planning Task Force Meeting, Carbon Tax Outlook Discussion, February 21-22, 2008.

Rose, J.L., AESP, NEEC Conference, Rising Prices and Failing Infrastructure: A Bleak or Optimistic Future, Marlborough, MA, October 23, 2006.

Rose, J.L., Infocast Gas Storage Conference, "Estimating the Growth Potential for Gas-Fired Electric Generation," Houston, TX, March 22, 2006.

Rose, J.L., "Power Market Trends Impacting the Value of Power Assets," Infocast Conference, Powering Up for a New Era of Power Generation M&A, February 23, 2006.

Rose, J.L., "The Challenge Posed by Rising Fuel and Power Costs", Lehman Brothers, November 2, 2005.

Rose, J.L., "Modeling the Vulnerability of the Power Sector", EUCI – Securing the Nation's Energy Infrastructure, September 19, 2005

Rose, J.L., "Fuel Diversity in the Northeast, Energy Bar Association, Northeast Chapter Meeting, New York, NY, June 9, 2005.

Rose, J.L., "2005 Macquarie Utility Sector Conference", Macquarie Utility Sector Conference, Vail, CO, February 28, 2005.

Rose, J.L., "The Outlook for North American Natural Gas and Power Markets", The Institute for Energy Law, Program on Oil and Gas Law, Houston, TX, February 18, 2005.

Rose, J.L. "Assessing the Salability of Merchant Assets – What's on the Horizon?", Infocast – The Market for Power Assets, Phoenix, AZ, February 10, 2005.

Rose, J.L. "Market Based Approaches to Transmission – Longer-Term Role", National Group of Municipal Bond Investors, New York, NY, December 10, 2004.

Rose, J.L. "Supply & Demand Fundamentals – What is Short-Term Outlook and the Long-Term Demand? Platt's Power Marketing Conference, Houston, TX, October 11, 2004.

Rose, J.L. "Assessing the Salability of Merchant Assets – When Will We Hit Bottom?, Infocast's Buying, Selling, and Investing in Energy Assets Conference, Houston, TX, June 24, 2004.

Rose, J. L. "After the Blackout – Questions That Every Regulator Should be Asking," NARUC Webinar Conference, Fairfax, VA, November 6, 2003.

- Rose, J. L., "Supply and Demand in U.S. Wholesale Power Markets," Lehman Brothers Global Credit Conference, New York, NY, November 5, 2003.
- Rose, J.L., "Assessing the Salability of Merchant Assets – When Will We Hit Bottom?", Infocast's Opportunities in Energy Asset Acquisition, San Francisco, CA, October 9, 2003.
- Rose, J.L., "Asset Valuation in Today's Market", Infocast's Project Finance Tutorial, New York, NY, October 8, 2003.
- Rose, J.L., "Forensic Evaluation of Problem Projects", Infocast's Project Finance Workouts: Dealing With Distressed Energy Projects, September 17, 2003.
- Rose, J.L., National Management Emergency Association, Seattle, WA, September 8, 2003.
- Rose, J.L., "Assessing the Salability of Merchant Assets – When Will We Hit Bottom?", Infocast's Buying, Selling & Investing in Energy Assets, Chicago, IL, July 24, 2003.
- Rose, J.L., CSFB Leveraged Finance Independent Power Producers and Utilities Conference, New York, NY, "Spark Spread Outlook", July 17, 2003.
- Rose, J.L., Multi-Housing Laundry Association, Washington, D. C., "Trends in U.S. Energy and Economy", June 24, 2003.
- Rose, J.L., "Power Markets: Prices, SMD, Transmission Access, and Trading", Bechtel Management Seminar, Frederick, MD, June 10, 2003.
- Rose, J.L., Platt's Global Power Market Conference, New Orleans, LA, "The Outlook for Recovery," March 31, 2003.
- Rose, J.L., "Electricity Transmission and Grid Security", Energy Security Conference, Crystal City, VA, March 25, 2003.
- Rose, J.L., "Assessing the Salability of Merchant Assets – When Will We Hit Bottom?, Infocast's Buying, Selling & Investing in Energy Assets, New York City, February 27, 2003.
- Rose, J.L., Panel Discussion, "Forensic Evaluation of Problem Projects", Infocast Conference, NY, February 24, 2003.
- Rose, J.L., PSEG Off-Site Meeting Panel Discussion, February 6, 2003 (April 13, 2003).
- Rose, J.L., "The Merchant Power Market—Where Do We Go From Here?" Center for Business Intelligence's Financing U.S. Power Projects, November 18-19, 2002.
- Rose, J.L., "Assessing U.S. Regional And The Potential for Additional Coal-Fired Generation in Each Region," Infocast's Building New Coal-Fired Generation Conference, October 8, 2002.
- Rose, J.L., "Predicting the Price of Power for Asset Valuation in the Merchant Power Financings, "Infocast's Product Structuring in the Real World Conference, September 25, 2002.
- Rose, J.L., "PJM Price Outlook," Platt's Annual PJM Regional Conference, September 24, 2002.

- Rose, J.L., "Why Investors Are Zeroing in on Upgrading Our Antiquated Power Grid Rather Than Exotic & Complicated Technologies," New York Venture Group's Investing in the Power Industry—Targeting The Newest Trends Conference, July 31, 2002.
- Rose, J.L., Panel Participant in the Salomon Smith Barney Power and Energy Merchant Conference 2002, May 15, 2002.
- Rose, J.L., "Locational Market Price (LMP) Forecasting in Plant Financing Decisions," Structured Finance Institute, April 8-9, 2002.
- Rose, J.L., "PJM Transmission and Generation Forecast", Financial Times Energy Conference, November 6, 2001.
- Rose, J.L., "U.S. Power Sector Trends", Credit Suisse First Boston's Power Generation Supply Chain Conference, Web Presented Conference, September 12, 2002.
- Rose, J.L., "Dealing with Inter-Regional Power Transmission Issues", Infocast's Ohio Power Game Conference, September 6, 2001
- Rose, J.L., "Where's the Next California", Credit Suisse First Boston's Global Project Finance Capital Markets Conference, New York NY, June 27 2001
- Rose, J.L., "U.S. Energy Issues: What MLA Members Need to Know," Multi-housing Laundry Association, Boca Raton Florida, June 25, 2001
- Rose, J.L., "How the California Meltdown Affects Power Development", Infocast's Power Development and Finance Conference 2001, Washington D.C., June 12, 2001
- Rose, J.L., "Forecasting 2001 Electricity Prices" presentation and workshop, What to Expect in western Power Markets this Summer 2001 Conference, Denver, Colorado, May 2, 2001
- Rose, J.L., "Power Crisis in the West" Generation Panel Presentation, San Diego, California, February 12, 2001
- Rose, J.L., "An Analysis of the Causes leading to the Summer Price Spikes of 1999 & 2000" Conference Chair, Infocast Managing Summer Price Volatility, Houston, Texas, January 30, 2001.
- Rose, J. L., "An Analysis of the Power Markets, summer 2000" Generation Panel Presentation, Financial Times Power Mart 2000 conference, Houston, Texas, October 18, 2000
- Rose, J.L., "An Analysis of the Merchant Power Market, Summer 2000" presentation, Conference Chair, Merchant Power Finance Conference, Atlanta, Georgia, September 11 to 15, 2000
- Rose, J.L., "Understanding Capacity Value and Pricing Firmness" presentation, Conference Chair, Merchant Plant Development and Finance Conference, Houston, Texas, March 30, 2000.
- Rose, J.L., "Implementing NYPP's Congestion Pricing and Transmission Congestion Contract (TCC)", Infocast Congestion Pricing and Forecasting Conference, Washington D.C., November 19, 1999.



- Rose, J.L., "Understanding Generation" Pre-Conference Workshop, Powermart, Houston, Texas, October 26-28, 1999.
- Rose, J.L., "Understanding Capacity Value and Pricing Firmness" presentation, Conference Chair Merchant Plant Development and Finance Conference, Houston, Texas, September 29, 1999.
- Rose, J.L., "Comparative Market Outlook for Merchant Assets" presentation, Merchant Power Conference, New York, New York, September 24, 1999.
- Rose, J.L., "Transmission, Congestion, and Capacity Pricing" presentation, Transmission The Future of Electric Transmission Conference, Washington, DC, September 13, 1999.
- Rose, J.L., "Effects of Market Power on Power Prices in Competitive Energy Markets" Keynote Address, The Impact of Market Power in Competitive Energy Markets Conference, Washington, DC, July 14, 1999.
- Rose, J.L., "Peak Price Volatility in ECAR and the Midwest, Futures Contracts: Liquidity, Arbitrage Opportunity" presentation at ECAR Power Markets Conference, Columbus, Ohio, June 9, 1999.
- Rose, J.L., "Transmission Solutions to Market Power" presentation, Do Companies in the Energy Industry Have Too Much Market Power? Conference, Washington, DC, May 24, 1999.
- Rose, J.L., "Repowering Existing Power Plants and Its Impact on Market Prices" presentation, Exploiting the Full Energy Value-Chain Conference, Chicago, Illinois, May 17, 1999.
- Rose, J.L., "Transmission and Retail Issues in the Electric Industry" Session Speaker, Gas Mart/Power 99 Conference, Dallas, Texas, May 10, 1999.
- Rose, J.L., "Peak Price Volatility in the Rockies and Southwest" presentation at Repowering the Rockies and the Southwest Conference, Denver, Colorado, May 5, 1999.
- Rose, J.L., "Understanding Generation" presentation and Program Chairman at Buying & Selling Power Assets: The Great Generation Sell-Off Conference, Houston, Texas, April 20, 1999.
- Rose, J.L., "Buying Generation Assets in PJM" presentation at Mid-Atlantic Power Summit, Philadelphia, Pennsylvania, April 12, 1999.
- Rose, J.L., "Evaluating Your Generation Options in Situations With Insufficient Transmission," presentation at Congestion Management conference, Washington, D.C., March 25, 1999.
- Rose, J.L., "Will Capacity Prices Drive Future Power Prices?" presentation at Merchant Plant Development conference, Chicago, Illinois, March 23, 1999.
- Rose, J.L., "Capacity Value – Pricing Firmness," presentation at Market Price Forecasting conference, Atlanta, Georgia, February 25, 1999.

- Rose, J.L., "Developing Reasonable Expectations About Financing New Merchant Plants That Have Less Competitive Advantage Than Current Projects," presentation at Project Finance International's Financing Power Projects in the USA conference, New York, New York, February 11, 1999.
- Rose, J.L., "Transmission and Capacity Pricing and Constraints," presentation at Power Fair 99, Houston, Texas, February 4, 1999.
- Rose, J.L., "Peak Price Volatility: Comparing ERCOT With Other Regions," presentation at Megawatt Daily's Trading Power in ERCOT conference, Houston, Texas, January 13, 1999.
- Rose, J.L., "The Outlook for Midwest Power Markets," presentation to The Institute for Regulatory Policy Studies at Illinois State University, Springfield, Illinois, November 19, 1998.
- Rose, J.L., "Developing Pricing Strategies for Generation Assets," presentation at Wholesale Power in the West conference, Las Vegas, Nevada, November 12, 1998.
- Rose, J.L., "Understanding Electricity Generation and Deregulated Wholesale Power Prices," a full-day pre-conference workshop at Power Mart 98, Houston, Texas, October 26, 1998.
- Rose, J.L., "The Impact of Power Generation Upgrades, Merchant Plant Developments, New Transmission Projects and Upgrades on Power Prices," presentation at Profiting in the New York Power Market conference, New York, NY, October 22, 1998.
- Rose, J.L., "Capacity Value – Pricing Firmness," presentation to Edison Electric Institute Economics Committee, Charlotte, NC, October 8, 1998.
- Rose, J.L., "Locational Marginal Pricing and Futures Trading," presentation at Megawatt Daily's Electricity Regulation conference, Washington, D.C., October 7, 1998.
- Rose, J.L., Chairman's opening speech and "The Move Toward a Decentralized Approach: How Will Nodal Pricing Impact Power Markets?" at Congestion Pricing and Tariffs conference, Washington, D.C., September 25, 1998.
- Rose, J.L., "The Generation Market in MAPP/MAIN: An Overview," presentation at Megawatt Daily's MAIN/MAPP – The New Dynamics conference, Minneapolis, Minnesota, September 16, 1998.
- Rose, J.L., "Capacity Value – Pricing Firmness," presentation at Market Price Forecasting conference, Baltimore, Maryland, August 24, 1998.
- Rose, J.L., "ICF Kaiser's Wholesale Power Market Model," presentation at Market Price Forecasting conference, New York, New York, August 6, 1998.
- Rose, J.L., Campbell, R., Kathan, David, "Valuing Assets and Companies in M&A Transactions," full-day workshop at Utility Mergers & Acquisitions conference, Washington, D.C., July 15, 1998.
- Rose, J.L., "Must-Run Nuclear Generation's Impact on Price Forecasting and Operations," presentation at The Energy Institute's conference entitled "Buying and Selling Electricity in the Wholesale Power Market," Las Vegas, Nevada, June 25, 1998.

- Rose, J.L., "The Generation Market in PJM," presentation at Megawatt Daily's PJM Power Markets conference, Philadelphia, Pennsylvania, June 17, 1998.
- Rose, J.L., "Market Evaluation of Electric Generating Assets in the Northeast," presentation at McGraw-Hill's conference: Electric Asset Sales in the Northeast, Boston, Massachusetts, June 15, 1998.
- Rose, J.L., "Overview of SERC Power," opening speech presented at Megawatt Daily's SERC Power Markets conference, Atlanta, Georgia, May 20, 1998.
- Rose, J.L., "Future Price Forecasting," presentation at The Southeast Energy Buyers Summit, Atlanta, Georgia, May 7, 1998.
- Rose, J.L., "Practical Risk Management in the Power Industry," presentation at Power Fair, Toronto, Canada, April 16, 1998.
- Rose, J.L., "The Wholesale Power Market in ERCOT: Transmission Issues," presentation at Megawatt Daily's ERCOT Power Markets conference, Houston, Texas, April 1, 1998.
- Rose, J.L., "New Generation Projects and Merchant Capacity Coming On-Line," presentation at Northeast Wholesale Power Market conference, New York, New York, March 18, 1998.
- Rose, J.L., "Projecting Market Prices in a Deregulated Electricity Market," presentation at conference: Market Price Forecasting, San Francisco, California, March 9, 1998.
- Rose, J.L., "Handling of Transmission Rights," presentation at conference: Congestion Pricing & Tariffs, Washington, D.C., January 23, 1998.
- Rose, J.L., "Understanding Wholesale Markets and Power Marketing," presentation at The Power Marketing Association Annual Meeting, Washington, D.C., November 11, 1997.
- Rose, J.L., "Determining the Electricity Forward Curve," presentation at seminar: Pricing, Hedging, Trading, and Risk Management of Electricity Derivatives, New York, New York, October 23, 1997.
- Rose, J.L., "Market Price Forecasting In A Deregulated Market," presentation at conference: Market Price Forecasting, Washington, D.C., October 23, 1997,
- Rose, J.L., "Credit Risk Versus Commodity Risk," presentation at conference: Developing & Financing Merchant Power Plants in the New U.S. Market, New York, New York, September 16, 1997.

#### **SELECTED PUBLICATIONS**

- Rose, J.L., "Should Environmental Restrictions be Eased to Allow for the Construction of More Power Plants?, The Costco Connection, April 2001:
- Rose, J.L., "Deregulation in the US Generation Sector: A Mid-Course Appraisal", Power Economics, October 2000.

- Rose, J. L., "Price Spike Reality: Debunking the Myth of Failed Markets", *Public Utilities Fortnightly*, November 1, 2000.
- Rose, J.L., "Missed Opportunity: What's Right and Wrong in the FERC Staff Report on the Midwest Price Spikes," *Public Utilities Fortnightly*, November 15, 1998.
- Rose, J.L., "Why the June Price Spike Was Not a Fluke," *The Electricity Journal*, November 1998.
- Rose, J.L., S. Muthiah, and J. Spencer, "Will Wall Street Rescue the Competitive Wholesale Power Market?" *Project Finance International*, May 1998.
- Rose, J.L., "Last Summer's "Pure" Capacity Prices – A Harbinger of Things to Come," *Public Utilities Fortnightly*, December 1, 1997.
- Rose, J.L., D. Kathan, and J. Spencer "Electricity Deregulation in the New England States," *Energy Buyer*, Volume 1, Issue 10, June-July 1997.
- Rose, J.L., S. Muthiah, and M. Fusco, "Financial Engineering in the Power Sector," *The Electricity Journal*, Jan/Feb 1997.
- Rose, J.L, S. Muthiah, and M. Fusco, "Is Competition Lacking in Generation? (And Why it Should Not Matter)," *Public Utilities Fortnightly*, January 1, 1997.
- Mann, C. and J.L. Rose, "Price Risk Management: Electric Power vs. Natural Gas," *Public Utilities Fortnightly*, February 1996.
- Rose, J.L. and C. Mann, "Unbundling the Electric Capacity Price in a Deregulated Commodity Market," *Public Utilities Fortnightly*, December 1995.
- Booth, William and J.L. Rose, "FERC's Hourly System Lambda Data as Interim Bulk Power Price Information," *Public Utilities Fortnightly*, May 1, 1995.
- Rose, J.L. and M. Frevert, "Natural Gas: The Power Generation Fuel for the 1990s." Published by Enron.

## EMPLOYMENT HISTORY

|                            |                   |              |
|----------------------------|-------------------|--------------|
| ICF Resources Incorporated | Managing Director | 1999-Present |
|                            | Vice President    | 1996-1999    |
|                            | Project Manager   | 1993-1996    |
|                            | Senior Associate  | 1986-1993    |
|                            | Associate         | 1982-1986    |

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



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

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

---

<sup>1</sup> Cette catégorie vise des événements survenus sur le réseau de TransÉnergie mais qui n'entraînent pas nécessairement une réduction du service de transport.

<sup>2</sup> Ces événements comprennent, notamment, les retraits planifiés et les encombrements à pleine capacité, à l'exclusion d'événements survenus sur les interconnexions.

<sup>3</sup> Ces événements surviennent sur les interconnexions mais n'incluent pas les événements visés à la note 2.





## **INVESTISSEMENTS EN TRANSPORT**



**INVESTISSEMENTS EN TRANSPORT**

**Liste des projets d'investissements de 25 M\$ et plus**

| Nom du projet                   | N° de dossier | Date de dépôt             | Décision                 | Date de décision            | Montant autorisé (M\$) |
|---------------------------------|---------------|---------------------------|--------------------------|-----------------------------|------------------------|
| Toulnostouc                     | R-3497-2002   | 1 <sup>er</sup> nov. 2002 | D-2003-68                | 4 avril 2003                | 129,1                  |
| Waskaganich                     | R-3512-2003   | 12 mai 2003               | D-2003-214               | 17 nov. 2003                | 64,0                   |
| Déglaiseur Lévis                | R-3522-2003   | 17 déc. 2003              | D-2004-175               | 20 août 2004                | 190,8                  |
| Eastmain-1                      | R-3527-2004   | 24 mars 2004              | D-2004-187               | 7 sept. 2004                | 145,7                  |
| CS à Lévis                      | R-3553-2004   | 6 déc. 2004               | D-2005-45                | 10 mars 2005                | 33,0                   |
| Mise à niveau - Éoliennes       | R-3560-2005   | 11 mars 2005              | D-2005-142               | 2 août 2005                 | 34,6                   |
| Poste Arnaud                    | R-3561-2005   | 11 mars 2005              | D-2005-119               | 29 juin 2005                | 32,2                   |
| Poste Saraguay                  | R-3575-2005   | 21 juillet 2005           | D-2005-153               | 31 août 2005                | 38,9                   |
| Péribonka                       | R-3581-2005   | 11 octobre 2005           | D-2006-25                | 1 <sup>er</sup> fév. 2006   | 184,5                  |
| Rapide-des-Cœurs & Chute-Allard | R-3585-2005   | 31 octobre 2005           | D-2006-36                | 28 fév. 2006                | 104,5                  |
| Wemindji                        | R-3613-2006   | 2 octobre 2006            | D-2007-18                | 5 mars 2007                 | 46,0                   |
| Poste Hauterive                 | R-3616-2006   | 4 déc. 2006               | D-2007-41                | 16 avril 2007               | 79,0                   |
| Poste Sorel                     | R-3619-2006   | 18 janvier 2007           | D-2007-36                | 3 avril 2007                | 52,2                   |
| Poste Saint-Lin                 | R-3627-2007   | 3 avril 2007              | D-2007-78                | 29 juin 2009                | 48,1                   |
| Éoliennes en Gaspésie           | R-3631-2007   | 23 avril 2007             | D-2007-141<br>D-2008-077 | 18 déc. 2007<br>28 mai 2008 | 509,5                  |
| Poste St-Maxime                 | R-3634-2007   | 24 avril 2007             | D-2007-87                | 20 juillet 2007             | 42,0                   |
| Poste Vaudreuil-Soulanges       | R-3635-2007   | 18 juillet 2007           | D-2007-118               | 17 oct. 2007                | 29,7                   |
| Chénier-Outaouais               | R-3646-2007   | 26 sept. 2007             | D-2008-030               | 7 mars 2008                 | 214,1                  |
| Poste Mont-Tremblant            | R-3651-2007   | 5 déc. 2007               | D-2008-043               | 28 mars 2008                | 51,0                   |
| Éléonore                        | R-3656-2008   | 23 janvier 2008           | D-2008-073               | 21 mai 2008                 | 51,1                   |
| Poste Anne-Hébert               | R-3666-2008   | 23 mai 2008               | D-2008-129               | 3 oct. 2008                 | 83,7                   |

|                                                                                           |             |                  |            |                 |                                     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|------------------|------------|-----------------|-------------------------------------|
| Eastmain-1A/La Sarcelle                                                                   | R-3674-2008 | 18 août 2008     | D-2008-149 | 4 déc. 2008     | 191,1                               |
| Poste Waconichi                                                                           | R-3683-2009 | 16 janvier 2009  | D-2009-075 | 10 juin 2009    | 36,2                                |
| CS Abitibi                                                                                | R-3684-2009 | 30 janvier 2009  | D-2009-063 | 25 mai 2009     | 71,3                                |
| Poste Riv.-des-Prairies                                                                   | R-3686-2009 | 13 février 2009  | D-2009-069 | 28 mai 2009     | 37,0                                |
| Mise à niveau du réseau principal                                                         | R-3696-2009 | 8 avril 2009     | D-2009-109 | 25 août 2009    | 259,8                               |
| Poste Chomedey                                                                            | R-3705-2009 | 23 juillet 2009  | D-2009-140 | 23 octobre 2009 | 75,8                                |
| Compensateurs statiques<br>Némiscau                                                       | R-3712-2009 | 29 octobre 2009  | D-2010-007 | 29 janvier 2010 | 71,8                                |
| Remplacement liaisons<br>hertziennes                                                      | R-3716-2009 | 25 novembre 2009 | D-2010-003 | 20 janvier 2010 | 94,4                                |
| Modifications aux<br>interconnexions HQT-MASS et<br>HQT-NE                                | R-3715-2009 | 14 décembre 2009 | À venir    | À venir         | Autorisation<br>demandée :<br>120,2 |
| Remplacement ligne souterraine<br>entre postes Notre-Dame et Berri                        | R-3718-2009 | 14 décembre 2009 | D-2010-029 | 22 mars 2010    | 33,5                                |
| Systèmes auxiliaires<br>poste Châteauguay                                                 | R-3719-2009 | 18 décembre 2009 | D-2010-048 | 28 avril 2010   | 45,5                                |
| Reconstruction lignes et<br>remplacement câble de garde<br>entre postes Cadillac et Rouyn | R-3721-2010 | 10 février 2010  | D-2010-061 | 20 mai 2010     | 41,4                                |

Liste des demandes d'autorisation d'investissements dont le coût est inférieur à 25 M\$

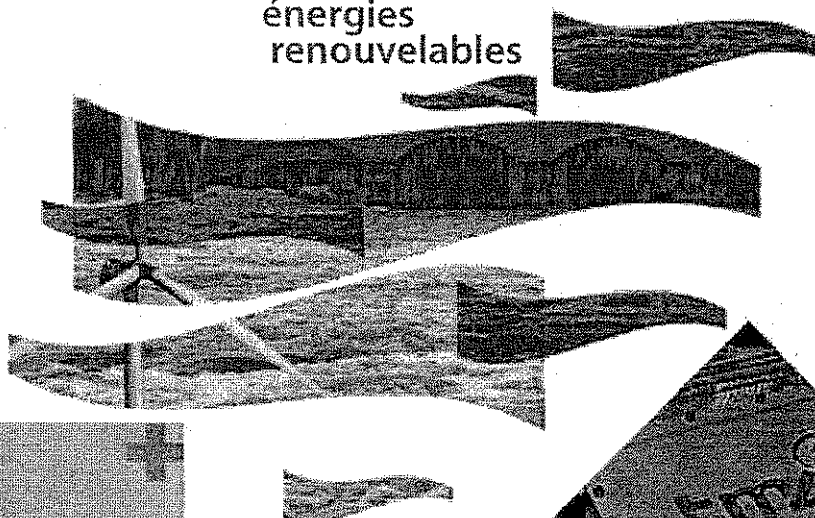
| Nom du dossier                | N° de dossier | Date de dépôt            | Décision   | Date de décision | Montant global autorisé (M\$) |
|-------------------------------|---------------|--------------------------|------------|------------------|-------------------------------|
| Budget d'investissements 2002 | R-3476-2001   | 19 déc. 2001             | D-2002-81  | 12 avril 2002    | 204,7                         |
| Budget d'investissements 2003 | R-3504-2002   | 6 déc. 2002              | D-2003-71  | 9 avril 2003     | 258,8                         |
| Budget d'investissements 2004 | R-3520-2003   | 3 déc. 2003              | D-2004-87  | 29 avril 2004    | 396,8                         |
| Budget d'investissements 2005 | R-3557-2004   | 22 déc. 2004             | D-2005-50  | 31 mars 2005     | 550,4                         |
| Budget d'investissements 2006 | R-3592-2005   | 1 <sup>e</sup> déc. 2005 | D-2006-89  | 26 mai 2006      | 587,5                         |
| Budget d'investissements 2007 | R-3606-2006   | 10 juillet 2006          | D-2006-170 | 21 déc. 2006     | 512,2                         |
| Budget d'investissements 2008 | R-3641-2007   | 11 juillet 2007          | D-2008-020 | 15 fév. 2008     | 716,9                         |
| Budget d'investissements 2009 | R-3670-2008   | 29 juillet 2008          | D-2009-013 | 2 mars 2009      | 717,6                         |
| Budget d'investissements 2010 | R-3707-2009   | 30 juillet 2009          | D-2010-056 | 14 mai 2010      | 634,7                         |





## Plan stratégique | 2009-2013

énergies  
renouvelables



efficacité  
énergétique



innovation  
technologique



|           |                                     |
|-----------|-------------------------------------|
| <b>1</b>  | <b>Les points d'ancrage</b>         |
| <b>15</b> | <b>Les orientations</b>             |
| <b>17</b> | Hydro-Québec Production             |
| <b>37</b> | Hydro-Québec TransÉnergie           |
| <b>47</b> | Hydro-Québec Distribution           |
| <b>59</b> | Électrification des transports      |
| <b>67</b> | Activités corporatives              |
| <b>75</b> | <b>Les perspectives financières</b> |

Le *Plan stratégique 2009-2013* doit être déposé auprès du gouvernement du Québec au plus tard le 1<sup>er</sup> août 2009. Il fera l'objet d'un examen en commission parlementaire avant son approbation.

*Note: Sauf indication contraire, l'unité monétaire utilisée dans ce texte est le dollar canadien.*



Centrale de l'Eastmain-1  
et chantier de l'Eastmain-1-A

## Hydro-Québec Production

### Orientations

1. Augmenter la capacité de production hydroélectrique.
2. Accroître les exportations.
3. Rendre la division encore plus performante.

### Indicateurs

- Capacité de production additionnelle mise en service entre 2008 et 2013 (MW).
- Centrale de Gentilly-2 – réfection achevée sur la période 2009-2013.
- Investissements en pérennité (M\$).
- Production brute des centrales hydroélectriques (TWh).
- Coût de production moyen (¢/kWh).

### Perspectives financières (M\$)

|                                             | 2008<br>(données réelles) | 2009<br>(projections <sup>a</sup> ) | 2010  | 2011  | 2012  | 2013  | Total<br>2009-2013 |
|---------------------------------------------|---------------------------|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|--------------------|
| Contribution au bénéfice<br>de l'entreprise | 2 137                     | 2 099                               | 1 776 | 1 737 | 1 658 | 1 590 | 8 860              |
| Investissements                             | 1 894                     | 2 454                               | 2 244 | 1 950 | 2 068 | 1 653 | 10 369             |

a) Projections basées sur les données réelles pour les quatre premiers mois de 2009.

## ***Stratégie 2 – Accroître les exportations vers la Nouvelle-Angleterre et New York.***

Hydro-Québec a inauguré sa première ligne de transport à courant continu au début des années 90, soit la ligne de Radisson-Nicolet-des Cantons, qui fait partie de l'interconnexion avec les postes de Comerford et de Sandy Pond aux États-Unis<sup>15</sup>. Cette ligne à 450 kV a notamment servi à acheminer 70 TWh sur une période de dix ans aux termes d'un contrat conclu avec un regroupement de 22 distributeurs d'électricité de la Nouvelle-Angleterre. Les liaisons à courant continu sont particulièrement performantes pour le transport de grandes quantités d'énergie sur de longues distances à des tensions élevées. De plus, elles facilitent les échanges d'énergie entre les réseaux à courant alternatif non synchronisés, comme ceux du Québec et des autres régions du nord-est du continent.

En décembre 2008, Hydro-Québec et les deux principaux distributeurs d'électricité de la Nouvelle-Angleterre, Northeast Utilities et NSTAR, ont signé une lettre d'entente concernant un projet de ligne à courant continu de 1200 MW entre le poste des Cantons et un poste dans le sud du New-Hampshire qui reste à déterminer<sup>16</sup>. L'interconnexion présentera des caractéristiques techniques semblables à celles de la ligne à courant continu qui a été mise en service au début des années 90. En mai 2009, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a donné son aval à la structure des transactions qui encadre le projet. Selon le président de la FERC, M. Jon Wellinghoff, «ce projet permet aux consommateurs d'accéder à une énergie propre et à faible coût dans une région [la Nouvelle-Angleterre] qui présente de fortes contraintes sur le plan de l'approvisionnement en électricité»<sup>17</sup>. Hydro-Québec Production négocie actuellement des contrats en vue de fournir de l'électricité à ces deux distributeurs américains ainsi qu'à d'autres distributeurs de la Nouvelle-Angleterre, au moyen de cette ligne de transport, à compter du milieu de la prochaine décennie.

D'autres discussions ont cours avec les autorités de l'État de New York, notamment la New York Power Authority (NYPA) et le New York Independent System Operator (NYISO), dans le but d'accroître les ventes d'électricité sur ce marché. L'État de New York envisage un ensemble de moyens, dont l'importation d'hydroélectricité québécoise, pour atteindre ses objectifs en matière d'énergies renouvelables et de réduction des émissions de GES.

15. Le tronçon des Cantons-Sandy Pond de la ligne a été mis en service à la fin de 1986.

16. Voir aussi l'orientation 2 d'Hydro-Québec TransÉnergie, p. 42.

17. FERC Docket No. EL09-20-000, Statement of Chairman Jon Wellinghoff on Northeastern Utilities and NSTAR Electric's Petition for Declaratory Order. "(...) this project provides access to clean, low-cost energy for consumers in a region of the country that has tight constraints on electricity supplies."

Poste  
de l'Outaouais

## Hydro-Québec TransÉnergie

### Orientations

1. Assurer la qualité du service de transport d'électricité.
2. Accroître la capacité du réseau pour répondre aux besoins des clients.
3. Rendre la division encore plus performante.

### Indicateurs

- Investissements prévus et réalisés (G\$).
- Nouvelles capacités de production intégrées au réseau (MW au regard de la liste de projets).
- Capacité de transit additionnelle (MW).
- Continuité du service de transport – temps moyen normalisé d'interruption du service par client par année (min).

### Perspectives financières (M\$)

|                                          | 2008<br>(données réelles) | 2009<br>(projections <sup>a</sup> ) | 2010  | 2011  | 2012  | 2013  | Total<br>2009-2013 |
|------------------------------------------|---------------------------|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|--------------------|
| Contribution au bénéfice de l'entreprise | 481                       | 368                                 | 338   | 374   | 436   | 467   | 1 983              |
| Investissements                          | 1 097                     | 1 231                               | 1 231 | 1 752 | 1 662 | 1 946 | 7 822              |

a) Projections basées sur les données réelles pour les quatre premiers mois de 2009.



## **Stratégie 2 – Augmenter la capacité de transit des interconnexions.**

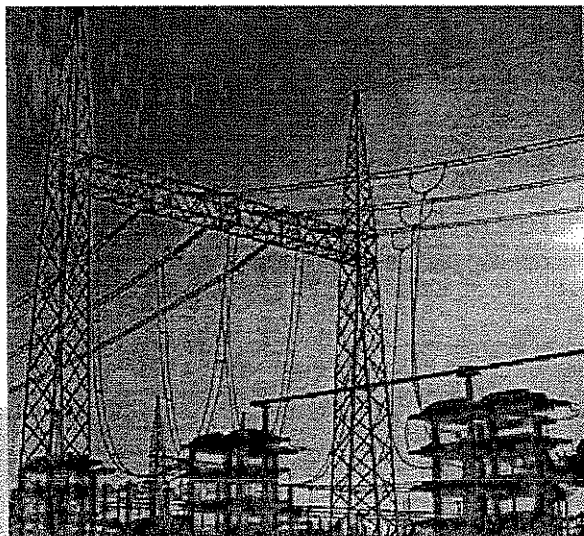
Hydro-Québec TransÉnergie poursuivra ses actions en vue d'augmenter ses capacités d'interconnexion avec le Nord-Est américain et les provinces voisines.

La nouvelle interconnexion avec l'Ontario (1250 MW) sera mise en service en 2009-2010, conformément à l'échéancier. La division prévoit compléter la construction du poste de l'Outaouais et le prolongement de la ligne à 230 kV vers l'Ontario en 2009, ce qui permettra le transit d'énergie additionnelle vers les réseaux voisins. La construction de la ligne Chénier-Outaouais à 315 kV sera terminée en 2010.

Par ailleurs, sous réserve de la confirmation de demandes de services de transport, Hydro-Québec TransÉnergie prévoit construire une interconnexion de 1200 MW avec la Nouvelle-Angleterre à l'horizon 2014. En mai 2009, la FERC a rendu une décision favorable relativement à la structure de financement pour la portion américaine de ce projet de transport d'électricité. Au Québec, la division consultera les communautés locales concernées afin d'optimiser le tracé de la ligne.

La division entend aussi remettre à neuf l'interconnexion avec l'État de New York (poste de Châteauguay). Compte tenu de ses capacités d'exportation et d'importation, cette interconnexion joue un rôle majeur dans les échanges d'énergie entre le Québec et les États-Unis. La division coordonnera ses travaux avec les exploitants américains pour réduire les impacts sur le service.

Hydro-Québec TransÉnergie envisage d'autres projets de pérennité et poursuit ses efforts en vue de maintenir ou d'accroître la capacité exploitable de toutes ses installations d'interconnexion. Elle intensifiera sa participation aux travaux des comités techniques auxquels elle siège avec les exploitants des réseaux voisins et continuera de faire des représentations au sujet des critères de fiabilité et des règles d'exploitation communes qui s'appliquent aux réseaux de transport interconnectés.



### **NOUVELLE INTERCONNECTION AVEC L'ONTARIO**

Par suite de la signature d'une convention de service de transport à long terme par Hydro-Québec Production, Hydro-Québec TransÉnergie et Hydro One Networks ont conclu une entente relative à la construction d'une interconnexion de 1250 MW entre le Québec et l'Ontario. Ce projet, qui a démarré en décembre 2006, comprend trois principaux volets:

- le poste de l'Outaouais à 315-230 kV;
- une ligne à 230 kV vers l'Ontario;
- la ligne Chénier-Outaouais à 315 kV.

La capacité de la nouvelle interconnexion a été souscrite par Hydro-Québec Production pour une durée de 50 ans. Cela permettra à Hydro-Québec Production de vendre de l'énergie propre et renouvelable aux conditions des marchés adjacents. Grâce à sa capacité d'importation, l'interconnexion permettra également d'augmenter la fiabilité du réseau électrique québécois.

**PROCESSUS D'APPROBATION  
DES PROJETS D'INVESTISSEMENT PAR LA  
RÉGIE DE L'ÉNERGIE**



**PROCESSUS D'APPROBATION DES PROJETS D'INVESTISSEMENT  
PAR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

---

**1. Loi sur la Régie de l'énergie**

Hydro-Québec, dans le cadre de ses activités de transport d'électricité (ci-après : « **HQT** » ou « **Hydro-Québec TransÉnergie** »), est assujettie à l'autorité de la Régie de l'énergie (la « **Régie** ») en vertu des pouvoirs qui lui sont conférés par la *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q. c.R-6.01 (la « **Loi** »).

L'article 73 de la *Loi* requiert d'HQT qu'elle obtienne l'autorisation de la Régie pour acquérir, construire ou disposer des actifs destinés au transport ou étendre ou modifier l'utilisation du réseau de transport :

73. Le transporteur d'électricité, le distributeur d'électricité et les distributeurs de gaz naturel doivent obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour :

1° acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution;

2° étendre, modifier ou changer l'utilisation de leur réseau de transport ou de distribution;

3° cesser ou interrompre leurs opérations;

[...]

Dans l'examen d'une demande d'autorisation, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret et, dans le cas d'une demande visée au paragraphe 1°, tient compte le cas échéant :

1° des prévisions de vente du distributeur d'électricité ou des distributeurs de gaz naturel et de leur obligation de distribuer;

2° des engagements contractuels des consommateurs du service de transport d'électricité et, le cas échéant, de leurs contributions financières à l'acquisition ou à la construction d'actifs de transport et de la faisabilité économique de ce projet.

La Régie approuve les projets d'investissement s'il est démontré qu'ils sont techniquement justifiés, économiquement réalisables et qu'ils sont dans l'intérêt public. Dans l'exercice de ses pouvoirs, la Régie tient compte d'un ensemble de facteurs et équilibre différents intérêts au sens de l'article 5 de la *Loi*:

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

7 Lorsqu'une demande de service de transport d'un client requiert que des ajouts soient effectués  
8 au réseau d'HQT, le processus d'autorisation par la Régie est précédé d'une étude d'impact sur  
9 le réseau et d'une étude d'avant-projet, comme le prévoient les tarifs et conditions des services  
10 de transport d'Hydro-Québec.

11 **2. Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de**  
12 **l'énergie**

13 Le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*,  
14 c.R-6.01, r.2 (le « **Règlement** ») prévoit les conditions que doit respecter HQT et les  
15 informations qu'elle doit fournir lorsqu'elle soumet ses projets d'investissements pour  
16 approbation par la Régie. Le Règlement distingue les projets d'une valeur égale ou supérieure à  
17 25 M\$, qui sont analysés individuellement, des projets d'une valeur inférieure à 25 M\$, qui sont  
18 regroupés pour fins d'étude et d'autorisation par catégorie d'investissements. L'article 1 du  
19 Règlement prévoit ce qui suit :

20 1. Une autorisation de la Régie de l'énergie est requise pour:

21 1° acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés  
22 au transport ou à la distribution ainsi que pour étendre, modifier ou  
23 changer l'utilisation du réseau de transport ou de distribution dans le  
24 cadre d'un projet de:

25 a) transport d'électricité d'un coût de 25 000 000 \$ et plus;

26 (...)

27 2° cesser ou interrompre les opérations du transporteur ou du distributeur  
28 pour des raisons autres que la sécurité publique ou l'exploitation normale  
29 d'un réseau;

30 3° effectuer une restructuration des activités du transporteur ou du  
31 distributeur ayant pour effet d'en soustraire une partie de l'application de  
32 la Loi.

33 Une autorisation est également requise pour les projets dont le coût est  
34 inférieur aux seuils énoncés au paragraphe 1 du premier alinéa et qui  
35 n'ont pas encore été reconnus prudemment acquis et utiles pour  
36 l'exploitation du réseau de transport d'électricité, du réseau de  
37 distribution d'électricité ou de gaz naturel en vertu du paragraphe 1 du



premier alinéa de l'article 49 de la Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.Q., c. R-6.01).

Le deuxième alinéa ne s'applique pas aux projets de rétablissement du service, ni aux travaux de raccordement demandés au distributeur ou au transporteur après la date de dépôt d'une demande d'autorisation.

**(a) Projet d'une valeur supérieure à 25 M\$ :**

Ces projets sont présentés et examinés individuellement par la Régie. Toute demande d'autorisation de tels investissements par HQT doit être accompagnée des renseignements suivants :

- (1) Les objectifs visés par le projet;
- (2) La description du projet;
- (3) La justification du projet en relation avec les objectifs visés;
- (4) Les coûts associés au projet;
- (5) L'étude de faisabilité économique du projet;
- (6) La liste des autorisations exigée en vertu d'autres lois;
- (7) L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité;
- (8) L'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité;
- (9) Le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents;
- (10) Selon la nature du projet, la liste des principales normes techniques qui y seront appliquées;
- (11) Le cas échéant, les engagements contractuels des clients du service ainsi que leurs contributions financières<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Articles 2 et 3 du Règlement.

(b) **Projet d'investissements d'une valeur inférieure à 25 M\$ :**

Conformément au Règlement, les investissements se rapportant à des projets inférieurs à 25 M\$ sont présentés par catégorie d'investissements (sans ventilation projet par projet). Les catégories utilisées par HQT sont les suivantes :

- (1) Pérennité (« Asset Sustainement »);
- (2) Amélioration de la qualité du réseau (« System quality improvements »);
- (3) Respect des exigences (« Compliance with standards and requirements »);
- (4) Croissance des besoins de la clientèle d'HQT (« Growth of the needs of HQT's clientele »)

De telles demandes d'autorisation doivent inclure les informations suivantes :

- (1) La description synthétique des investissements et de leurs objectifs;
- (2) Les coûts associés à chaque catégorie d'investissements;
- (3) La justification des investissements en relation avec les objectifs visés;
- (4) L'impact sur les tarifs;
- (5) L'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité<sup>2</sup>.

**3. Guide de dépôt**

La Régie de l'énergie a également élaboré un *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité*<sup>3</sup> («**Guide de dépôt**»). Ce guide s'applique à toute demande d'autorisation de projets d'investissements<sup>4</sup>.

---

<sup>2</sup> Voir article 5 du Règlement.

<sup>3</sup> Voir Guide de dépôt, 7 février 2007.

1 Pour tout projet d'une valeur égale ou supérieure à 25 M\$, la Régie, dans son Guide de dépôt,  
2 exige que le Transporteur fournisse la description des autres solutions envisagées pour atteindre  
3 les objectifs fixés de même que leurs avantages et inconvénients. Il doit aussi comparer les  
4 études et analyses techniques et économiques ayant mené au choix du projet soumis à des fins  
5 d'approbation, de même que des schémas unifilaires, des diagrammes pertinents sur les  
6 écoulements de puissance et les résultats de ce projet.<sup>5</sup>

7 **4. Droit d'intervention**

8 Les demandes d'approbation de projets d'investissements du Transporteur sont affichées sur le  
9 site Internet de la Régie. En vertu de l'article 5 du *Règlement sur la procédure de la Régie de*  
10 *l'énergie*, R.R.Q., c. R-6.01, r.4 (« **Règlement sur la procédure** »), tout intéressé peut demander  
11 à la Régie d'obtenir le statut d'intervenant dans le cadre des audiences sur les demandes  
12 d'approbation des projets d'investissement du Transporteur. Tout autre intéressé peut aussi  
13 déposer des observations écrites concernant une question débattue devant la Régie (art. 10 du  
14 *Règlement sur la procédure*).

15 La Régie permet régulièrement l'intervention de personnes intéressées dans le cadre de telles  
16 audiences. Dans son étude des demandes d'intervention, la Régie tient compte de la pertinence  
17 de l'apport de l'intéressé à l'étude du dossier, eu égard à son champ de compétence. La Régie a  
18 discrétion pour autoriser ou non l'intervention.

19 Lorsque son intervention est autorisée, l'intervenant participe pleinement aux audiences. Il reçoit  
20 copie de la preuve déposée par le Transporteur au soutien de cette demande. Si le Transporteur a  
21 demandé qu'un traitement confidentiel s'applique à des documents ou à des renseignements  
22 (art. 33 du *Règlement sur la procédure*) et que la Régie a acquiescé à la demande, les  
23 intervenants et les observateurs peuvent généralement avoir accès à ces documents  
24 conformément aux dispositions édictées par la Régie, dont la signature d'une entente de  
25 confidentialité. L'intervenant peut formuler des demandes de renseignements par écrit au  
26 Transporteur afin d'obtenir des précisions sur cette preuve.

27 L'intervenant obtient donc toute l'information pertinente à l'évaluation du projet  
28 d'investissement, dont notamment des schémas d'écoulement de puissance, de l'information  
29 relative à l'impact du projet sur les tarifs et sur la qualité du service de transport, de l'information  
30 relative aux autres solutions envisagées mais écartées par le Transporteur, etc.

31 La Régie décide si la preuve sera présentée dans le cadre d'une audience orale, en tout ou en  
32 partie, ou par écrit (art. 11 du *Règlement sur la procédure*). L'intervenant peut présenter une

---

<sup>4</sup> Pour les investissements d'une valeur inférieure à 25 M\$, voir la section 2.1 du Guide de dépôt. Pour les investissements d'une valeur égale ou supérieure à 25 M\$, voir la section 2.2 du Guide de dépôt.

<sup>5</sup> Voir section 2.2, para 7 du Guide de dépôt.

- 1 preuve d'expert et faire toute représentation appropriée et, dans le cas d'une audience orale, il
- 2 peut faire entendre des témoins.
- 3 La procédure d'approbation en vertu de l'article 73 de la Loi est une procédure publique où les
- 4 intervenants ont l'occasion de débattre pleinement de l'opportunité d'approuver ou non les
- 5 projets d'investissement du Transporteur.

Hydro-Québec TransÉnergie

Juin 2010

**PLANIFICATION DU RÉSEAU ET  
DOSSIERS TARIFAIRES**

**PLANIFICATION DU RÉSEAU ET DOSSIERS TARIFAIRES**

| Nom du dossier         | No. de dossier           | Date de dépôt   | Planification                                    | Décision   | Date de décision |
|------------------------|--------------------------|-----------------|--------------------------------------------------|------------|------------------|
| Demande tarifaire 2001 | R-3401-98                | 15 août 2000    | HQT-3<br>(Réseau de transport)                   | D-2002-95  | 30 avril 2002    |
| Demande tarifaire 2005 | R-3549-2004<br>(phase 1) | 27 sept. 2004   | HQT-4<br>(Planification du réseau de transport)  | D-2005-50  | 31 mars 2005     |
| Demande tarifaire 2007 | R-3605-2006              | 6 juillet 2006  | HQT-9<br>(Planification du réseau de transport)  | D-2007-08  | 20 février 2007  |
| Demande tarifaire 2008 | R-3640-2007              | 11 juillet 2007 | HQT-10<br>(Planification du réseau de transport) | D-2008-019 | 15 février 2008  |
| Demande tarifaire 2009 | R-3669-2008<br>(phase 1) | 29 juillet 2008 | HQT-9<br>(Planification du réseau de transport)  | D-2009-015 | 5 mars 2009      |
| Demande tarifaire 2010 | R-3706-2009              | 30 juillet 2009 | HQT-9<br>(Planification du réseau de transport)  | D-2009-032 | 26 mars 2010     |

Hydro-Québec TransÉnergie  
Juin 2010

**PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT  
(PIÈCE HQT-9, DOCUMENT 1, DANS LE  
DOSSIER R-3706-2009)**





## **PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT**



## TABLE DES MATIÈRES

|                                                                                             |           |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1. MÉTHODE DE PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT .....</b>                             | <b>5</b>  |
| 1.1 CONCEPTION ET DÉMARCHE DE PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT .....                    | 5         |
| 1.1.1 Contexte .....                                                                        | 5         |
| 1.1.2 Conception du réseau de transport .....                                               | 6         |
| 1.1.3 Démarche de planification du réseau de transport .....                                | 10        |
| 1.2 L'ÉVOLUTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT .....                                                | 11        |
| 1.2.1 Carte du réseau de transport .....                                                    | 11        |
| 1.2.2 Évolution du réseau de transport par niveau de tension 12                             |           |
| 1.2.3 Taux d'utilisation du réseau .....                                                    | 12        |
| 1.2.4 Interconnexions avec leur évolution et utilisation.....                               | 14        |
| <b>2. INVESTISSEMENTS ET MISES EN SERVICES PROJETÉS SUR UN HORIZON DE<br/>DIX ANS .....</b> | <b>18</b> |
| 2.1 DESCRIPTION DES CATÉGORIES D'INVESTISSEMENT.....                                        | 18        |
| 2.2 PRÉVISION DES INVESTISSEMENTS ET DES MISES EN SERVICE .....                             | 19        |
| 2.3 PRÉVISION DES BESOINS DE TRANSPORT .....                                                | 23        |
| 2.4 PROJECTION DES TAUX D'INFLATION .....                                                   | 24        |
| 2.5 IMPACT TARIFAIRE ESTIMÉ DES INVESTISSEMENTS PROJETÉS .....                              | 25        |

## TABLEAUX

|                                                                                      |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tableau 1 Évolution du réseau de transport par niveau de tension de 2008 à 2010..... | 12 |
| Tableau 2 Taux d'utilisation du réseau de transport pour 2008.....                   | 13 |
| Tableau 3 Capacité de transfert en réception pour 2008 <sup>1</sup> .....            | 15 |
| Tableau 4 Capacité de transfert en livraison pour 2008 <sup>1</sup> .....            | 16 |
| Tableau 5 Échanges en réception .....                                                | 17 |
| Tableau 6 Échanges en livraison .....                                                | 17 |
| Tableau 7 Investissements par catégorie à l'horizon 2019 (M\$) .....                 | 20 |
| Tableau 8 Sommaire des investissements par catégorie à l'horizon 2019 (M\$).....     | 23 |
| Tableau 9 Sommaire des mises en service par catégorie à l'horizon 2019 (M\$).....    | 23 |
| Tableau 10 Prévision des besoins de transport (MW) .....                             | 24 |
| Tableau 11 Taux d'inflation.....                                                     | 24 |
| Tableau 12 Impact tarifaire des investissements projetés à l'horizon 2019 .....      | 25 |

**GRAPHIQUES**

|                                                      |    |
|------------------------------------------------------|----|
| Graphique 1 Zones géographiques du NPCC.....         | 9  |
| Graphique 2 Réseau de transport du Transporteur..... | 11 |

1 La présente pièce présente la méthode de planification du réseau de transport ainsi  
2 que les investissements et mises en services projetés sur un horizon de dix ans.

3 Par ailleurs, la pièce HQT-9, Document 1.1 présente des informations détaillées sur  
4 l'état de la transformation des postes du Transporteur.

5 Enfin, le Transporteur dépose sous pli strictement confidentiel, à la pièce HQT-9,  
6 Document 1.2, les schémas unifilaires et les schémas d'écoulements de puissance à  
7 la pointe prévue du réseau.

## 8 **1. MÉTHODE DE PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT**

### 9 **1.1 Conception et démarche de planification du réseau de transport**

#### 10 **1.1.1 Contexte**

11 Afin de répondre adéquatement, de façon économique et fiable, aux besoins de  
12 transport de sa clientèle qui évoluent, le Transporteur doit assurer une gestion  
13 proactive de ses actifs existants. Il doit également voir au développement de son  
14 réseau de transport afin de répondre aux besoins de l'ensemble de sa clientèle de  
15 façon efficiente et avec la qualité attendue.

16 Au Québec, ces besoins sont particulièrement élevés durant les périodes froides de  
17 l'hiver, en raison notamment du chauffage électrique des locaux. Le réseau doit alors  
18 disposer d'équipements de transport suffisants pour répondre à cet appel maximal de  
19 puissance. De ce fait, la planification du réseau de transport est établie  
20 principalement en fonction de la pointe hivernale. Le Transporteur réalise donc les  
21 études nécessaires afin d'assurer l'adéquation entre l'offre et la demande,  
22 particulièrement durant la période d'hiver où les besoins de transport sont les plus  
23 élevés.

24 Par ailleurs, le Transporteur analyse également d'autres situations potentiellement  
25 stressantes pour son réseau et qui peuvent en influencer la planification de ce  
26 dernier. C'est le cas, par exemple, lorsqu'une zone de consommation est caractérisée  
27 par la présence de production éolienne, d'une clientèle industrielle ou encore par une  
28 forte composante de climatisation.

1 Au fil des ans, le Transporteur s'est ainsi doté d'une approche structurée et intégrée  
2 de gestion de ses actifs afin de satisfaire les besoins de l'ensemble de sa clientèle,  
3 tout en maintenant la pérennité du parc d'équipements. Cette approche permet  
4 d'assurer la fiabilité et la performance du réseau de transport.

5 De plus, le Transporteur poursuit ses efforts d'optimisation de ses façons de faire afin  
6 de garantir la disponibilité du réseau de transport et la qualité de son service dans un  
7 contexte où les investissements prévus en croissance sont en nette progression, où  
8 le taux d'utilisation du réseau de transport augmente et où le parc d'équipements est  
9 vieillissant. À cette fin, le Transporteur a mis en place des équipes dédiées à  
10 l'optimisation du processus de planification du réseau afin de saisir de nouvelles  
11 opportunités d'efficience et d'amélioration de ses pratiques. Entre autres exemples de  
12 cette démarche de planification intégrée, le Transporteur poursuit ses efforts visant à  
13 encore mieux arrimer la réalisation de ses investissements en Croissance des  
14 besoins et Maintien des actifs en considérant des paramètres de croissance et de  
15 pérennité dans le cadre de ses analyses.

16 Comme il l'explique plus amplement à la pièce HQT-3, Document 1, section 1.4.1, la  
17 planification intégrée des interventions liées à la pérennité du réseau et celles  
18 relatives à la croissance des besoins de la clientèle contribue à réduire le niveau des  
19 investissements en dégageant des coûts évités. Ainsi, au fil des ans, l'évolution de la  
20 base de tarification et celle des charges d'amortissement reflétées au coût de service  
21 du Transporteur seront réduites.

22 En somme, l'approche préconisée par le Transporteur quant à la planification lui  
23 permet d'avoir une vision globale de l'évolution de son réseau, tout en assurant la  
24 cohérence de l'ensemble des actions nécessaires à la réalisation de sa mission de  
25 base.

### 26 ***1.1.2 Conception du réseau de transport***

27 Les actifs du réseau de transport forment un tout intégré et leurs interactions sont  
28 nécessaires à l'exploitation et au bon fonctionnement du réseau.

29 Le Transporteur rappelle brièvement que la planification du réseau de transport tient  
30 compte de l'application de principes directeurs. Ces principes directeurs visent la

1 conformité aux critères de conception, l'acceptabilité aux plans financier et  
2 environnemental, la flexibilité d'exploitation et l'adaptation au territoire. La conformité  
3 aux critères de conception demeure la pierre d'assise de ces principes directeurs.

4 Aussi, afin d'assurer un niveau de fiabilité adéquat de son réseau, le Transporteur se  
5 conforme à des critères de conception qui encadrent la réalisation d'études de  
6 planification pour le choix d'un scénario optimal. Ces critères permettent d'assurer  
7 que le réseau de transport dispose de suffisamment de souplesse et de robustesse  
8 dans sa conception pour être en mesure de satisfaire aux besoins de transport en  
9 toute sécurité malgré la variabilité des conditions d'exploitation et en dépit de la  
10 survenance de défauts et d'indisponibilités d'équipements. Ils servent également de  
11 base au jugement que le Transporteur doit porter sur les besoins de renforcement et  
12 d'expansion du réseau et au déploiement des solutions qu'il propose pour satisfaire  
13 les besoins de sa clientèle.

14 Plus particulièrement, les critères de conception du réseau de transport exposent les  
15 paramètres électriques que le Transporteur doit analyser pour corriger les problèmes  
16 pouvant se manifester sur le réseau, compte tenu de l'évolution des besoins ou de  
17 tout autre changement pouvant survenir sur le réseau. Ils abordent tant la  
18 performance des équipements que le comportement du réseau, dans des conditions  
19 de régime établi ou transitoire. Les aspects qui y sont traités concernent tant la  
20 stabilité du réseau que la capacité des appareils, la continuité d'alimentation rendue  
21 possible, par exemple, par la redondance de certains équipements ou par le  
22 bouclage du réseau, la capacité d'exploiter, le maintien des installations en bon état,  
23 la qualité de l'onde, ainsi que le choix des équipements.

24 Ces critères visent ainsi à contrer deux types de perturbations possibles sur le  
25 réseau : les événements normaux et les événements exceptionnels. Le respect des  
26 normes de fiabilité fait partie intégrante des critères de conception appliqués à la  
27 planification du réseau de transport. Ces normes encadrent la performance que doit  
28 fournir le réseau lors de ces événements ou conditions d'exploitation. Ces critères  
29 sont appliqués selon une méthode déterministe qui prévoit intrinsèquement une  
30 réserve de base en termes d'équipement.

1 Les événements normaux sont ceux que le réseau est appelé à rencontrer  
2 régulièrement et auxquels il doit parer, lorsqu'ils se produisent, sans encourir de  
3 perte de charge. Les critères qui concernent ces événements normaux fixent le degré  
4 de robustesse à donner au réseau afin de satisfaire aux besoins de transport en toute  
5 sécurité, selon le niveau de qualité de service recherché. Ils mènent à l'ajout  
6 d'équipements qui se greffent à la structure même du réseau et en modifient  
7 l'architecture.

8 Les événements exceptionnels, plus sévères et moins probables que les événements  
9 normaux, ne sauraient être couverts en tout temps sans encourir d'investissements  
10 considérables pour accroître sensiblement la robustesse du réseau. Le Transporteur  
11 recourt alors, dans ce cas, à des automatismes tels le rejet de production et le  
12 délestage de charge pour limiter la dégradation du réseau.

13 Le Transporteur souligne qu'il applique déjà depuis plusieurs années, les normes  
14 édictées par la *North American Electric Reliability Corporation* (la « NERC ») et le  
15 *Northeast Power Coordinating Council Inc.* (le « NPCC »), organismes reconnus en  
16 matière de fiabilité des réseaux de transport d'électricité, en plus d'appliquer ses  
17 propres critères internes en cette matière.

18 Dans sa décision D-2003-65<sup>1</sup>, la Régie mentionne que les normes prises en  
19 considération par le Transporteur sont globalement satisfaisantes, nécessaires et lui  
20 permettent de gérer efficacement son réseau.

21 Le Transporteur rappelle qu'en 2006 la Régie s'est vue conférer de nouveaux  
22 pouvoirs en matière de fiabilité y compris ceux d'adopter des normes de fiabilité et  
23 d'en surveiller l'application. Le 14 août 2007, la Régie a désigné, par sa décision  
24 D-2007-95, la direction Contrôle des mouvements d'énergie (CMÉ) du Transporteur  
25 comme coordonnateur de la fiabilité au Québec. Le 2 juin 2009, la direction CMÉ  
26 dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec a déposé auprès de la  
27 Régie une demande visant l'adoption des normes de fiabilité notamment, celles de la  
28 NERC, avec une évaluation de la pertinence et des impacts des normes déposées et

---

<sup>1</sup> Dossier R-3498-2002, Demande d'approbation des normes relatives aux opérations, aux exigences techniques et de fiabilité du réseau de transport d'Hydro-Québec, novembre 2002.

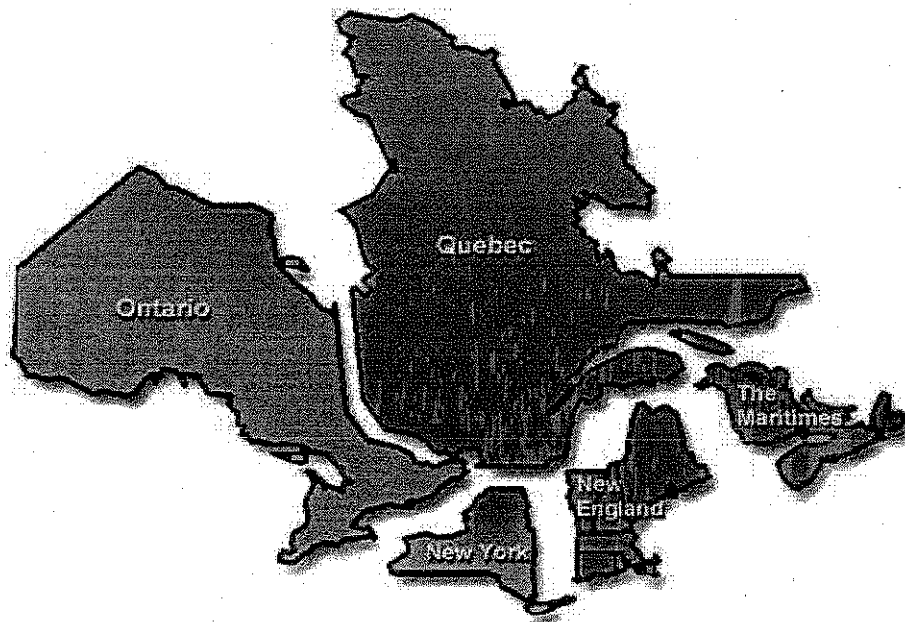


1 l'identification des entités susceptibles d'être visées par les normes de fiabilité. La  
2 Régie a pour sa part conclu une entente en mai 2009 avec la NERC et le NPCC en  
3 vue d'obtenir l'assistance de ces organismes pour la mise en place du régime  
4 obligatoire des normes de fiabilité du Québec et le déploiement d'un programme de  
5 surveillance de l'application de ces normes.

6 Par ailleurs, le Transporteur rappelle que le 27 septembre 2006, le NPCC a  
7 officiellement reconnu que le réseau de transport d'électricité du Québec constituait  
8 une interconnexion à part entière, ce dernier étant non synchronisé avec ses réseaux  
9 voisins. Le graphique 1 suivant présente, à titre d'information, les zones  
10 géographiques du NPCC.

11  
12

**Graphique 1**  
**Zones géographiques du NPCC**



1    ***1.1.3    Démarche de planification du réseau de transport***

2    La démarche appliquée par le Transporteur aux fins de la planification du réseau de  
3    transport porte sur un horizon de dix ans et permet d'avoir une vision globale des  
4    enjeux, problématiques et besoins qui sont sous-jacents à des actions à mettre en  
5    œuvre afin de rencontrer les besoins des clients avec la qualité attendue.

6    Le Transporteur vise à établir le bilan selon deux périodes de planification, soit une  
7    première période de cinq ans comportant plus de précisions sur les projets  
8    nécessaires, suivie d'une planification des cinq années suivantes qui consiste en une  
9    estimation des investissements prévus.

10   Ainsi, les besoins du Distributeur pour l'alimentation de la charge locale, les  
11   demandes des producteurs, les besoins en pérennité, les besoins en innovation  
12   technologique, les besoins en maintien et amélioration de la qualité ou en respect  
13   des normes et de la réglementation externe, de même que les besoins pour la  
14   conduite du réseau et en télécommunications sont évalués. Ces besoins sont basés  
15   sur des informations disponibles et prévisibles qui ont de bonnes probabilités de se  
16   réaliser mettant en perspective différents scénarios pour enfin choisir le scénario  
17   optimal sur les plans technique, économique et environnemental.

18   Ces besoins d'investissements sont établis en coûts paramétriques, notamment  
19   parce qu'un certain degré d'incertitude est relié, par exemple, à la réalisation de  
20   certains projets de croissance et aussi parce que la réalisation des projets de  
21   transport s'étend sur plusieurs années. Des projets de maintien ou de pérennité  
22   peuvent aussi être devancés ou reportés car le Transporteur profitera de projets de  
23   croissance afin d'optimiser la résolution d'une problématique dans une zone donnée  
24   ou sur un équipement en particulier.

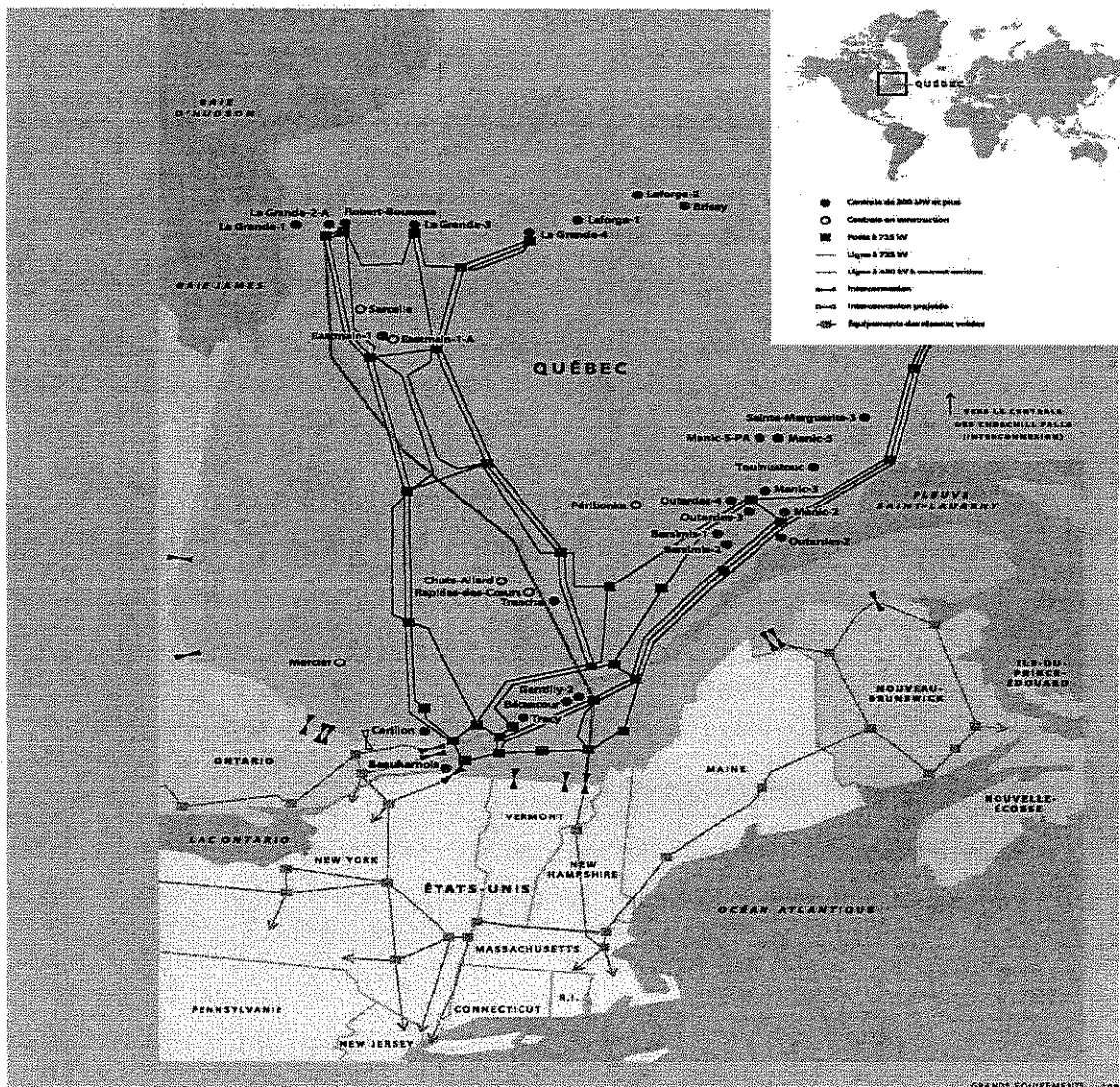
25   Tel qu'il l'a mentionné plus avant, le Transporteur a mis en place des équipes  
26   dédiées à l'optimisation du processus de planification du réseau afin de mieux gérer  
27   ses portefeuilles de projets.

1 1.2 L'évolution du réseau de transport

2 1.2.1 Carte du réseau de transport

3 Graphique 2  
4 Réseau de transport du Transporteur

Grands équipements



**1.2.2 Évolution du réseau de transport par niveau de tension**

Le tableau 1 suivant présente l'évolution des postes et des lignes du réseau de transport du 31 décembre 2008 au 31 décembre 2010, selon les projets déjà approuvés.

**Tableau 1**  
**Évolution du réseau de transport par niveau de tension de 2008 à 2010**

| Tension          | Postes (nombre)    |                          | Lignes (km)        |                          |
|------------------|--------------------|--------------------------|--------------------|--------------------------|
|                  | Au<br>31 déc. 2008 | Prévu au<br>31 déc. 2010 | Au<br>31 déc. 2008 | Prévu au<br>31 déc. 2010 |
| 765 kV et 735 kV | 38                 | 38                       | 11 422             | 11 422                   |
| 450 kV           | 2                  | 2                        | 1 218              | 1 218                    |
| 315 kV           | 63                 | 65                       | 5 127              | 5 255                    |
| 230 kV           | 50                 | 52                       | 3 048              | 3 121                    |
| 161 kV           | 41                 | 41                       | 2 013              | 2 026                    |
| 120 kV           | 214                | 218                      | 6 624              | 6 660                    |
| 69 kV et moins   | 103                | 100                      | 3 606              | 3 642                    |
| <b>Total</b>     | <b>510</b>         | <b>516</b>               | <b>33 058</b>      | <b>33 344</b>            |

**1.2.3 Taux d'utilisation du réseau**

Les taux d'utilisation du réseau de transport pour les douze mois de l'année 2008 sont présentés au tableau 2 suivant.

1  
2

**Tableau 2**  
**Taux d'utilisation du réseau de transport pour 2008**

|                  | <b>Charge locale</b> | <b>Réseau global<br/>(charge locale et<br/>point à point)</b> |
|------------------|----------------------|---------------------------------------------------------------|
| <b>Janvier</b>   | 90,3%                | 96,7%                                                         |
| <b>Février</b>   | 84,7%                | 95,4%                                                         |
| <b>Mars</b>      | 76,9%                | 87,4%                                                         |
| <b>Avril</b>     | 70,3%                | 81,8%                                                         |
| <b>Mai</b>       | 59,6%                | 67,7%                                                         |
| <b>Juin</b>      | 52,3%                | 64,4%                                                         |
| <b>Juillet</b>   | 54,7%                | 65,4%                                                         |
| <b>Août</b>      | 54,0%                | 65,7%                                                         |
| <b>Septembre</b> | 55,6%                | 67,1%                                                         |
| <b>Octobre</b>   | 65,9%                | 72,5%                                                         |
| <b>Novembre</b>  | 73,8%                | 84,7%                                                         |
| <b>Décembre</b>  | 85,3%                | 90,6%                                                         |

3 Le Transporteur précise que ces taux d'utilisation représentent le rapport entre  
4 l'utilisation du réseau de transport à l'heure de pointe et la capacité de transport pour  
5 l'année en cours. L'heure de pointe correspond à l'heure à laquelle le transport pour  
6 la charge locale et pour les services de transport de point à point est à son maximum.  
7 Par ailleurs, la capacité de transport est déterminée par la simulation d'un scénario  
8 de forte demande survenant dans les conditions d'exploitation à la pointe. Pour  
9 l'année 2008, la capacité de transport a été établie à 40 150 MW.

1    **1.2.4    Interconnexions avec leur évolution et utilisation**

2    Le Transporteur rappelle que ses interconnexions assurent la sécurisation de  
3    l'alimentation électrique au Québec et permettent au Distributeur de diversifier ses  
4    approvisionnements d'électricité en mode réception. À cet effet, le Distributeur a,  
5    conformément à son *Plan d'approvisionnement 2008-2017*, désigné une quantité de  
6    puissance de 500 MW issue du réseau de New York comme ressource  
7    d'approvisionnement pour la charge locale.

8    Les interconnexions assurent également une accessibilité des producteurs québécois  
9    aux marchés externes en mode livraison et l'accessibilité des producteurs externes  
10    au réseau de transport du Transporteur de façon à pouvoir accéder à d'autres  
11    marchés, soit en mode réception et livraison simultanées ou par le biais des  
12    transactions de passage.

13    En outre, en cas de dommages aux infrastructures stratégiques du réseau de  
14    transport à 735 kV, les interconnexions du Transporteur permettent de compenser les  
15    pertes de production qui pourraient en résulter et ainsi affecter la desserte de la  
16    clientèle. En cas de dommages significatifs aux infrastructures de transport  
17    régionales, un minimum d'assistance aux postes de charge frontaliers de l'Abitibi, de  
18    l'Outaouais, de l'Estrie et de la Gaspésie peut être fourni par les interconnexions avec  
19    l'Ontario, le Vermont et le Nouveau-Brunswick pour assurer la sécurisation des  
20    charges locales.

21    Dans les tableaux 3 et 4 suivants, le Transporteur présente la capacité de transfert  
22    des interconnexions en mode réception et en mode livraison pour l'année 2008.

**Tableau 3**  
**Capacité de transfert en réception pour 2008 <sup>1</sup>**

| RÉSEAU                     | CHEMIN              | MW            |
|----------------------------|---------------------|---------------|
| <b>Ontario</b>             |                     |               |
|                            | LAW-HQT             | 470           |
|                            | DYMO-HQT            | 0             |
|                            | OTTO-HQT            | 110           |
|                            | CHNO-HQT            | 0             |
|                            | P33C-HQT            | 0             |
|                            | Q4C-HQT             | 140           |
|                            | ON-HQT <sup>2</sup> | 0             |
|                            | <b>TOTAL</b>        | <b>720</b>    |
| <b>New York</b>            |                     |               |
|                            | CRT-HQT             | 100           |
|                            | MASS-HQT            | 1 000         |
|                            | <b>TOTAL</b>        | <b>1 100</b>  |
| <b>Nouvelle Angleterre</b> |                     |               |
|                            | HIGH-HQT            | 170           |
|                            | DER-HQT             | 0             |
|                            | NE-HQT              | 1 700         |
|                            | <b>TOTAL</b>        | <b>1 970</b>  |
| <b>Nouveau-Brunswick</b>   |                     |               |
|                            | <b>TOTAL</b>        | <b>770</b>    |
| <b>Alcan</b>               |                     |               |
|                            | <b>TOTAL</b>        | <b>650</b>    |
| <b>Brscan</b>              |                     |               |
|                            | MATI-HQT            | 250           |
|                            | MAFA-HQT            | 95            |
|                            | <b>TOTAL</b>        | <b>345</b>    |
| <b>Churchill Falls</b>     |                     |               |
|                            | <b>TOTAL</b>        | <b>5 150</b>  |
| <b>TOTAL</b>               |                     | <b>10 705</b> |

<sup>1</sup> Capacité de transfert (TTC) correspondant à la capacité de transfert maximale pouvant être réalisée à un moment de l'année

<sup>2</sup> La mise en service commerciale de l'interconnexion avec l'Ontario est en juillet 2009

**Tableau 4**  
**Capacité de transfert en livraison pour 2008 <sup>1</sup>**

| RÉSEAU                     | CHEMIN              | MW           |
|----------------------------|---------------------|--------------|
| <b>Ontario</b>             |                     |              |
|                            | HQT-LAW             | 800          |
|                            | HQT-DYMO            | 85           |
|                            | HQT-OTTO            | 0            |
|                            | HQT-CHNO            | 65           |
|                            | HQT-P33C            | 345          |
|                            | HQT-Q4C             | 0            |
|                            | HQT-ON <sup>2</sup> | 0            |
|                            | <b>TOTAL</b>        | <b>1 295</b> |
| <b>New York</b>            |                     |              |
|                            | HQT-CRT             | 325          |
|                            | HQT-MASS            | 1800         |
|                            | <b>TOTAL</b>        | <b>2 125</b> |
| <b>Nouvelle Angleterre</b> |                     |              |
|                            | HQT-HIGH            | 225          |
|                            | HQT-DER             | 50           |
|                            | HQT-NE              | 2 000        |
|                            | <b>TOTAL</b>        | <b>2 275</b> |
| <b>Nouveau-Brunswick</b>   |                     |              |
|                            | <b>TOTAL</b>        | <b>1 100</b> |
| <b>Alcan</b>               |                     |              |
|                            | <b>TOTAL</b>        | <b>1 275</b> |
| <b>Brascan</b>             |                     |              |
|                            | HQT-MATI            | 115          |
|                            | HQT-MAFA            | 0            |
|                            | <b>TOTAL</b>        | <b>115</b>   |
| <b>Churchill Falls</b>     |                     |              |
|                            | <b>TOTAL</b>        | <b>0</b>     |
| <b>TOTAL</b>               |                     | <b>8 185</b> |

<sup>1</sup> Capacité de transfert (TTC) correspondant à la capacité de transfert maximale pouvant être réalisée à un moment de l'année

<sup>2</sup> La mise en service commerciale de l'interconnexion avec l'Ontario est en juillet 2009



1 À titre d'information, les échanges d'énergie au cours de l'année 2008 sur les  
2 interconnexions du Transporteur sont présentés aux tableaux 5 et 6 suivants. Les  
3 pertes de transport ne sont pas comprises dans ces valeurs.

4 **Tableau 5**  
5 **Échanges en réception**

| Réseaux voisins     | Chemin                            | Transit 2007<br>(GWh) | Transit 2008<br>(GWh) |
|---------------------|-----------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| Ontario             | LAW DYMO<br>OTTO CHNO<br>P33C Q4C | 2 200                 | 2 699                 |
| Nouveau-Brunswick   | NB                                | 287                   | 58                    |
| New York            | CRT                               | 0                     | 0                     |
| New York            | MASS                              | 1 196                 | 698                   |
| Nouvelle-Angleterre | DER                               | 0                     | 0                     |
| Nouvelle-Angleterre | HIGH                              | 34                    | 7                     |
| Nouvelle-Angleterre | NE                                | 576                   | 120                   |
| <b>TOTAL</b>        |                                   | <b>4 293</b>          | <b>3 582</b>          |

6 **Tableau 6**  
7 **Échanges en livraison**

| Réseaux voisins     | Chemin                            | Transit 2007<br>(GWh) | Transit 2008<br>(GWh) |
|---------------------|-----------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| Ontario             | LAW DYMO<br>OTTO CHNO<br>P33C Q4C | 1 100                 | 887                   |
| Nouveau-Brunswick   | NB                                | 1 722                 | 3 409                 |
| New York            | CRT                               | 855                   | 784                   |
| New York            | MASS                              | 4 573                 | 5 624                 |
| Nouvelle-Angleterre | DER                               | 211                   | 189                   |
| Nouvelle-Angleterre | HIGH                              | 1 403                 | 1 435                 |
| Nouvelle-Angleterre | NE                                | 6 981                 | 8 127                 |
| <b>TOTAL</b>        |                                   | <b>16 845</b>         | <b>20 555</b>         |

8 En 2008, le transit sur les interconnexions a été de 3,6 TWh en mode réception, soit  
9 une diminution de 17 % par rapport à 2007. Quant aux livraisons, elles ont atteint  
10 20,6 TWh, soit une augmentation de 22 % par rapport à 2007.

1 **2. INVESTISSEMENTS ET MISES EN SERVICE PROJETÉS SUR UN HORIZON**  
2 **DE DIX ANS**

3 La section 3 aborde la prévision des investissements en transport et les mises en  
4 service planifiées sur un horizon de dix ans, soit sur la période 2010-2019. Des  
5 informations sont également fournies sur la description des catégories  
6 d'investissement, la prévision des investissements et des mises en service, la  
7 prévision des besoins de transport, la projection des taux d'inflation et l'impact  
8 tarifaire estimé des investissements projetés.

9 **2.1 Description des catégories d'investissement**

10 Les investissements sont regroupés selon qu'ils génèrent ou non des revenus  
11 additionnels.

12 ***Investissements ne générant pas de revenus additionnels***

- 13 • *Maintien des actifs* : les investissements de cette catégorie sont requis pour  
14 maintenir la capacité de service offerte par le Transporteur à sa clientèle tout  
15 en mettant à profit les plus récents progrès techniques disponibles et utiles.
- 16 • *Maintien et amélioration de la qualité* : les investissements de cette catégorie  
17 sont destinés à la satisfaction de la clientèle et au maintien ou au  
18 rehaussement de la qualité du service rendu par le Transporteur à l'égard de  
19 la demande existante ; essentiellement, ces projets d'investissement  
20 représentent les solutions optimales retenues pour répondre à des  
21 problématiques de performance qui touchent notamment le comportement du  
22 réseau de transport, la continuité du service, la fiabilité des équipements ou la  
23 qualité de l'onde.
- 24 • *Respect des exigences* : les investissements de cette catégorie visent la  
25 conformité aux lois et règlements en vigueur, aux engagements contractuels  
26 que le Transporteur est tenu de respecter et aux encadrements et normes  
27 internes.

1    **Investissements générant des revenus additionnels**

- 2        • *Croissance des besoins de la clientèle* : les investissements de cette catégorie  
3        découlent des besoins et des demandes exprimés par les clients du  
4        Transporteur ; les investissements classés en *Croissance des besoins de la*  
5        *clientèle* visent d'une part, à répondre aux besoins croissants de la charge  
6        locale en augmentant la capacité du réseau de transport par des ajouts  
7        d'équipements suivant les orientations qui sont établies de concert avec le  
8        Distributeur ; d'autre part, les travaux de raccordement, de prolongement ou  
9        de modification du réseau permettent d'intégrer la puissance produite par une  
10       nouvelle source de production et d'assurer le transit de la puissance  
11       additionnelle générée par l'ajout de nouveaux groupes de production ou la  
12       modification de groupes de production dans une centrale existante.

13    **2.2    Prévion des investissements et des mises en service**

14    Le tableau 7 suivant présente les investissements pour les années 2008 et 2009 ainsi  
15    que la projection sur un horizon de dix ans, soit de 2010 à 2019 selon les catégories  
16    décrites précédemment.

17    On y retrouve la liste des projets de 25 M\$ et plus et les investissements qui s'y  
18    rattachent. Des informations sur les investissements liés aux projets de moins de  
19    25 M\$, de même que les contributions des clients qui sont basées sur l'année de  
20    mise en service y sont également présentées.

Tableau 7 Investissements par catégorie à l'horizon 2019 (M\$)

| CATÉGORIES (millions \$)                                            | Date de mise en service | Autorisation | 2008 et -    | 2009         | 2010         | 2011         | 2012         | 2013         | 2014         | 2015         | 2016         | 2017         | 2018         | 2019         | Total          |
|---------------------------------------------------------------------|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| <b>1. Investissements ne générant pas de revenus additionnels</b>   |                         |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |                |
| <b>1.1 Maintenance des actifs</b>                                   |                         |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |                |
| Poste Châteauguay                                                   | 2010-2013               |              |              | 2,1          | 7,1          | 10,3         | 8,1          | 4,7          |              |              |              |              |              |              | 30,2           |
| Poste Bourassa                                                      | 2013                    |              |              | 1,2          | 8,1          | 9,8          | 23,7         | 21,2         |              |              |              |              |              |              | 62,0           |
| Poste Montclair                                                     | 2012                    |              | 0,8          | 1,5          | 7,8          | 8,5          | 85,2         | 0,7          |              |              |              |              |              |              | 96,3           |
| Poste Neuchâle                                                      | 2012-2014               |              | 0,1          | 0,9          | 3,2          | 7,1          | 17,4         | 4,0          | 0,0          |              |              |              |              |              | 32,8           |
| Poste Rivière des prairies                                          | 2010                    | D-2008-058   | 1,3          | 13,4         | 28,0         | 0,1          |              |              |              |              |              |              |              |              | 34,9           |
| Poste St-Maxime                                                     | 2009-2010               | D-2007-97    | 7,7          | 8,1          | 8,8          |              |              |              |              |              |              |              |              |              | 24,6           |
| Poste Lévis - compensateur synchrone                                | 2007-2009               | O-2005-45    | 32,8         | 1,8          |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              | 34,6           |
| Poste Sorel                                                         | 2009-2010               |              | 14,3         | 18,6         | 18,7         |              |              |              |              |              |              |              |              |              | 50,6           |
| Poste Châteaus                                                      | 2011                    |              |              | 0,3          | 4,3          | 25,2         |              |              |              |              |              |              |              |              | 29,8           |
| Poste Outremont                                                     | 2014-2016               |              |              |              | 0,3          | 0,7          | 1,2          | 8,5          | 29,1         | 5,0          |              |              |              |              | 44,9           |
| Poste Rospidon/Farmers                                              | 2011                    |              | 0,0          | 0,3          | 4,3          | 25,2         |              |              |              |              |              |              |              |              | 29,8           |
| Hautrive                                                            | 2008-2013               | D-2004-187   | 16,4         | 7,2          | 6,7          | 5,4          | 0,9          | 1,1          |              |              |              |              |              |              | 35,7           |
| Poste ABNLI remise à neuf des compensateurs synchrones              | 2010-2011               | D-2008-083   | 3,8          | 7,9          | 33,7         | 27,5         | 1,0          |              |              |              |              |              |              |              | 73,9           |
| Poste Némicau Albatel compensateur statique                         | 2014                    |              | 0,5          | 7,1          | 1,3          | 3,2          | 8,8          | 28,9         | 25,0         |              |              |              |              |              | 75,0           |
| Poste Manic                                                         | 2016-2018               |              |              |              |              |              | 0,1          | 1,3          | 7,9          | 32,1         | 25,7         |              |              |              | 67,1           |
| Poste Radisson                                                      | 2016                    |              |              |              |              |              | 3,0          | 5,0          | 27,0         | 36,0         |              |              |              |              | 71,0           |
| Poste Nicolet                                                       | 2017                    |              |              |              |              |              |              |              | 3,0          | 5,0          | 27,0         | 35,0         |              |              | 70,0           |
| Poste Madawaska                                                     | 2014                    |              |              |              |              | 1,0          | 4,0          | 18,0         | 22,0         |              |              |              |              |              | 45,0           |
| Interconnexion avec New York (Poste Châteauguay)                    | 2012                    |              | 0,0          | 3,0          | 10,0         | 30,0         | 45,0         | 10,7         | 36,0         | 82,7         | 22,7         | 41,3         | 42,7         | 26,7         | 383,9          |
| Postes autres                                                       | 2015-2019               |              |              |              |              |              | 10,7         |              |              |              |              |              |              |              |                |
| Investissements de moins de 25 M\$                                  |                         |              | 382,0        |              | 384,3        | 389,4        | 577,4        | 480,6        | 488,7        | 508,1        | 621,1        | 619,8        | 686,7        | 709,7        | 5 652,5        |
| Telecom plus de 25 M\$                                              |                         |              | 2,8          |              | 7,5          | 21,5         | 15,9         | 9,8          | 4,6          | 20,2         | 23,2         | 20,0         | 20,0         |              | 162,6          |
| Telecom moins de 25 M\$ et préalablement autorisé                   |                         |              | 55,7         |              | 37,8         | 38,8         | 42,8         | 44,0         | 36,3         | 29,9         | 21,8         | 25,0         | 25,0         | 45,0         | 398,9          |
| <b>TOTAL - Maintenance des actifs</b>                               |                         |              | <b>76,6</b>  | <b>525,4</b> | <b>558,8</b> | <b>612,5</b> | <b>628,0</b> | <b>636,3</b> | <b>695,7</b> | <b>698,9</b> | <b>741,8</b> | <b>741,3</b> | <b>754,4</b> | <b>775,4</b> | <b>7 445,7</b> |
| <b>1.2 Amélioration de la qualité</b>                               |                         |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |                |
| Poste Hauteville                                                    | 2006-2012               | D-2007-41    | 2,1          | 4,8          | 0,9          | 1,8          | 0,1          |              |              |              |              |              |              |              | 8,9            |
| Renforcement du réseau de transport 2011                            | 2011-2012               |              | 2,2          | 10,8         | 94,5         | 120,5        | 53,0         |              |              |              |              |              |              |              | 261,0          |
| Estmain 1 amélioration                                              | 2006-2009               | O-2004-187   | 9,1          | 0,2          |              |              |              |              | 0,5          | 3,3          | 16,7         | 21,0         | 16,7         | 1,4          | 61,8           |
| Corréé Wesson Saint-Rémi Réseau Principal-Lignes Manic/Beauport     | 2010                    |              |              | 1,0          | 5,0          | 4,0          |              |              |              |              |              |              |              |              | 10,0           |
| Alouettes-Sept-Îles-St-Armand amélioration                          | 2011                    |              |              | 7,4          | 0,0          |              |              |              |              |              |              |              |              |              | 203,6          |
| Déchargeur Lévis                                                    | 2007-2009               | D-2004-175   | 195,1        |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |                |
| Investissements de moins de 25 M\$                                  |                         |              | 50,5         |              | 50,0         | 60,7         | 22,3         | 52,0         | 52,0         | 52,7         | 55,3         | 55,3         | 54,0         | 54,0         | 544,8          |
| Telecom plus de 25 M\$                                              |                         |              | 1,4          |              | 8,7          | 0,8          |              |              |              |              |              |              |              |              | 8,0            |
| Telecom moins de 25 M\$ et préalablement autorisé                   |                         |              | 5,4          |              | 17,2         | 4,9          | 2,8          | 1,4          | 1,5          | 1,5          | 1,5          | 1,5          | 1,5          | 1,5          | 39,3           |
| <b>TOTAL - Amélioration de la qualité</b>                           |                         |              | <b>209,5</b> | <b>61,0</b>  | <b>144,3</b> | <b>181,4</b> | <b>78,3</b>  | <b>53,4</b>  | <b>54,0</b>  | <b>59,5</b>  | <b>71,5</b>  | <b>75,8</b>  | <b>72,2</b>  | <b>56,9</b>  | <b>1 137,0</b> |
| <b>1.3 Respect des exigences</b>                                    |                         |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |                |
| Alouettes-Sept-Îles-St-Armand                                       | 2011                    |              |              | 2,0          | 18,0         | 10,0         |              |              |              |              |              |              |              |              | 30,0           |
| Alouettes-Sept-Îles-St-Armand contribution                          | 2011                    |              |              |              | (34,5)       |              |              |              |              |              |              |              |              |              | -34,5          |
| Telecom plus de 25 M\$                                              |                         |              | 30,0         |              | 30,0         | 30,0         | 30,0         | 30,0         | 30,0         | 30,0         | 30,0         | 30,0         | 30,0         | 30,0         | 330,0          |
| Telecom moins de 25 M\$ et préalablement autorisé                   |                         |              | 0,1          |              | 0,8          | 0,8          | 0,8          | 0,8          | 1,0          | 1,0          | 1,0          | 1,0          | 1,0          | 1,0          | 9,7            |
| <b>TOTAL - Respect des exigences</b>                                |                         |              | <b>-</b>     | <b>32,0</b>  | <b>48,8</b>  | <b>6,4</b>   | <b>30,9</b>  | <b>30,9</b>  | <b>31,0</b>  | <b>31,0</b>  | <b>31,0</b>  | <b>31,0</b>  | <b>31,0</b>  | <b>31,0</b>  | <b>335,2</b>   |
| <b>TOTAL Investissement ne générant pas de revenus additionnels</b> |                         |              | <b>266,1</b> | <b>638,4</b> | <b>751,6</b> | <b>804,4</b> | <b>757,2</b> | <b>720,6</b> | <b>781,7</b> | <b>789,4</b> | <b>844,6</b> | <b>848,1</b> | <b>857,6</b> | <b>863,3</b> | <b>8 918,7</b> |

Tableau 7 (suite) Investissements par catégorie à l'horizon 2019 (M\$)

| CATÉGORIES (millions \$)                                                           | Date de mise en service | Autorisation | 2006 et -    | 2008         | 2010         | 2011         | 2012         | 2013         | 2014         | 2015         | 2016        | 2017        | 2018        | 2019        | Total          |
|------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|----------------|
| <b>INVESTISSEMENTS DÉPENSANT DES REVENUS RÉGULIÉS</b>                              |                         |              |              |              |              |              |              |              |              |              |             |             |             |             |                |
| <b>2.1 Télécommunication</b>                                                       |                         |              |              |              |              |              |              |              |              |              |             |             |             |             |                |
| Télécom plus de 25 M\$ et prudemment acquis                                        |                         |              | 4,4          |              | 10,8         | 16,1         | 18,3         | 18,8         | 18,7         | 21,1         | 13,1        | 3,3         | 3,5         |             | 127,0          |
| Télécom moins de 25 M\$ et préalablement autorisé                                  |                         |              | 13,8         |              | 6,5          | 3,8          | 0,1          |              | 1,0          |              | 6,0         | 6,0         | 5,0         | 6,5         | 47,0           |
| <b>TOTAL - Télécommunication</b>                                                   |                         |              | <b>18,2</b>  |              | <b>17,4</b>  | <b>19,7</b>  | <b>18,3</b>  | <b>19,6</b>  | <b>19,7</b>  | <b>21,1</b>  | <b>19,1</b> | <b>9,3</b>  | <b>8,5</b>  | <b>6,5</b>  | <b>174,0</b>   |
| <b>2.2 Intégration de puissance</b>                                                |                         |              |              |              |              |              |              |              |              |              |             |             |             |             |                |
| Centrale SM-3 troisième groupe (440 MW)                                            | 2014                    |              | 0,1          | 2,0          | 3,0          | 26,0         | 40,0         | 30,0         | 190,0        | 58,0         |             |             |             |             | 351,1          |
| Centrale SM-3 troisième groupe (440 MW) contribution HQP                           | 2014                    |              |              |              |              |              |              |              | (80,0)       |              |             |             |             |             | (80,0)         |
| Expansion du réseau de transport en Minganie Contribution HQP                      | 2014-2020               |              | 14,9         | 16,2         | 11,8         | 12,8         | 102,6        | 271,8        |              | 102,6        | 266,4       | 213,3       | 70,8        | 69,2        | 1 385,6        |
| Intégration Rapide des Coeurs et Ch. Altard (138 MW)                               | 2007-2008               |              | 100,7        | 1,4          |              |              |              |              | (337,4)      |              | (155,8)     | (177,0)     |             |             | 479,3          |
| Intégration Rapide des Coeurs et Ch. Altard (138 MW) Contribution HQP              | 2007-2008               |              | (38,8)       | (16,4)       |              |              |              |              |              |              |             |             |             |             | (55,2)         |
| Intégration Paribonka (385 MW)                                                     | 2007-2008               | D-2006-25    | 165,6        | 0,7          | 1,3          |              |              |              |              |              |             |             |             |             | 167,7          |
| Intégration Paribonka (385 MW) Contribution HQP                                    | 2007-2008               | D-2006-25    | (12,0)       |              |              |              |              |              |              |              |             |             |             |             | (12,0)         |
| Intégration Paribonka (385 MW) Paiement HQP                                        | 2007-2008               | D-2006-25    | 13,7         |              |              |              |              |              |              |              |             |             |             |             | 13,7           |
| Intégration Eastmain 1A-La Sarcelle (803 MW)                                       | 2011                    | D-2008-149   | 6,8          | 12,6         | 86,7         | 65,2         | 2,2          |              |              |              |             |             |             |             | 175,8          |
| Intégration Eastmain 1A-La Sarcelle (803 MW) contribution HQP                      | 2011                    | D-2008-149   |              |              | (30,7)       |              |              |              |              |              |             |             |             |             | (30,7)         |
| Interconnexion Ontario (1250 MW)                                                   | 2009                    |              | 358,8        | 56,1         | 2,7          |              |              |              |              |              |             |             |             |             | 417,6          |
| Interconnexion Ontario phase 2 (1250 MW)                                           | 2010                    | D-2008-230   | 21,9         | 148,5        | 40,2         |              |              |              |              |              |             |             |             |             | 210,6          |
| HQT-MASS et HQT-NE transport ferme 2400 MW long terme                              | 2012-2014               |              |              |              | 4,8          | 13,5         | 29,8         | 43,6         | 15,7         |              |             |             |             |             | 107,4          |
| Interconnexion Nouvelle-Angleterre                                                 | 2014                    |              |              |              | 2,2          | 22,3         | 71,7         | 310,1        | 153,2        |              |             |             |             |             | 556,5          |
| Accroissement de puissance Centrale Manic 2                                        | 2013                    |              |              |              | 3,4          | 7,2          | 28,9         | (2,5)        |              |              |             |             |             |             | 36,0           |
| Accroissement de puissance Centrale Manic 3 Contribution HQP                       | 2013                    |              |              |              |              |              |              |              |              |              |             |             |             |             | (2,5)          |
| Accroissement de puissance Centrale Manic 3                                        | 2015-2019               |              |              |              |              |              | 0,9          | 7,0          | 42,3         | 115,5        | 56,8        | 27,2        | 24,6        | 10,2        | 284,6          |
| Accroissement de puissance Centrale Manic 3 Contribution HQP                       | 2015-2019               |              |              |              |              |              |              |              |              |              | (177,1)     |             |             |             | (177,1)        |
| Renforcement du réseau régional Matapédia                                          | 2006-2009               | D-2005-142   | 32,8         | 1,8          |              |              |              |              |              |              |             |             |             |             | 34,6           |
| Intégration de huit parcs éoliens au réseau de transports (950 MW)                 | 2009-2011               | D-2007-141   | 143,9        | 105,4        | 78,0         | 176,7        | 32,0         |              |              |              |             |             |             |             | 536,0          |
| Intégration de huit parcs éoliens au réseau de transports (950 MW)-Frais entretien | 2009-2011               | D-2007-141   |              | 4,8          |              | 16,8         | 4,8          |              |              |              |             |             |             |             | 26,4           |
| Intégration du Zimex appel d'offres d'éolien                                       | 2011-2015               |              | 9,7          | 5,1          | 13,1         | 297,7        | 352,0        | 229,1        | 142,7        | 143,5        |             |             |             |             | 1 183,8        |
| Intégration du Zimex appel d'offres d'éolien - Frais d'entretien                   | 2011-2015               |              |              |              |              | 18,8         | 21,1         | 16,5         | 7,8          | 11,4         |             |             |             |             | 75,4           |
| Autres projets                                                                     |                         |              |              |              |              |              |              |              | 67,8         | 137,6        |             |             |             |             | 205,4          |
| Investissements de moins de 25 M\$                                                 |                         |              | 1,5          |              | 0,3          | 0,0          | 0,0          | 9,6          | 0,3          |              |             |             |             |             | 11,7           |
| <b>TOTAL - Intégration de puissance</b>                                            |                         |              | <b>887,2</b> | <b>341,6</b> | <b>249,5</b> | <b>630,4</b> | <b>684,8</b> | <b>938,9</b> | <b>412,7</b> | <b>568,9</b> | <b>12,4</b> | <b>83,6</b> | <b>55,5</b> | <b>79,4</b> | <b>4 875,9</b> |

Tableau 7 (suite) Investissements par catégorie à l'horizon 2019 (M\$)

| CATÉGORIES (millions \$)                                       | Date de mise en service | Autorisation | 2008 et +      | 2009           | 2010         | 2011           | 2012           | 2013           | 2014           | 2015           | 2016           | 2017           | 2018           | 2019           | Total           |
|----------------------------------------------------------------|-------------------------|--------------|----------------|----------------|--------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|
| 2.3 Croissance charge locale                                   |                         |              |                |                |              |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                 |
| Poste Chénouay                                                 | 2010-2013               |              | 2,2            | 8,9            | 7,9          | 16,4           | 8,1            | 4,2            |                |                |                |                |                |                | 43,6            |
| Poste Charlebourg                                              | 2014                    |              | 0,1            | 1,0            | 1,4          | 3,1            | 18,4           | 55,5           | 3,9            |                |                |                |                |                | 83,4            |
| Poste Rive Sud / Montarville                                   | 2013                    |              | 0,1            | 2,4            | 1,8          | 3,4            | 14,0           | 35,0           |                |                |                |                |                |                | 54,7            |
| Poste St-Jérôme                                                | 2012-2013               |              |                | 0,3            | 2,9          | 19,4           | 17,0           | 25,7           |                |                |                |                |                |                | 65,3            |
| Poste Wascouich et ligne d'alimentation                        | 2011                    | D-2009-075   | 1,3            | 1,3            | 13,0         | 26,2           | 0,2            |                |                |                |                |                |                |                | 36,0            |
| Ligne Beaucouvé / St-Marie                                     | 2011                    |              | 0,2            | 5,8            | 12,1         | 14,4           | 0,2            |                |                |                |                |                |                |                | 32,7            |
| Poste Anne Hébert                                              | 2010-2011               | D-2006-129   | 4,3            | 34,5           | 36,9         | 1,4            | 0,2            | 1,9            |                |                |                |                |                |                | 78,1            |
| Poste Mont-Tremblant                                           | 2009-2010               | D-2006-043   | 9,8            | 35,1           |              |                |                |                |                |                |                |                |                |                | 45,0            |
| Saragay nouvelle section                                       | 2007-2009               | D-2005-153   | 27,5           | 2,0            |              |                |                |                |                |                |                |                |                |                | 30,1            |
| Poste Saint-Lin                                                | 2008-2009               | D-2007-78    | 42,0           | 3,0            |              |                |                |                |                |                |                |                |                |                | 45,1            |
| Poste St-Maxime                                                | 2008-2010               | D-2007-87    | 10,1           | 4,3            | 0,8          |                |                |                |                |                |                |                |                |                | 15,2            |
| Poste Vaudreuil-Gouloges                                       | 2009                    | D-2007-118   | 7,2            | 28,0           | 0,1          |                |                |                |                |                |                |                |                |                | 35,3            |
| Poste Duvernay                                                 | 2011                    |              |                |                | 6,3          | 25,8           | 0,9            |                |                |                |                |                |                |                | 33,0            |
| Huotville (Alcoa)                                              | 2008-2011               | D-2007-41    | 13,6           | 10,5           | 4,9          | 3,8            | 0,5            |                |                |                |                |                |                |                | 33,3            |
| Wentzell                                                       | 2008                    | D-2007-18    | 19,5           | 2,6            |              |                |                |                |                |                |                |                |                |                | 22,1            |
| Poste Bélanger                                                 | 2014                    |              | 6,5            | 0,7            | 0,1          | 0,0            | 7,5            | 17,0           | 35,5           |                |                |                |                |                | 59,3            |
| Poste Duval de Tite                                            | 2014                    |              |                |                | 4,0          | 4,9            | 5,0            | 38,0           | 158,0          |                |                |                |                |                | 209,9           |
| Poste Lévesque                                                 | 2014                    |              |                |                | 0,7          | 1,0            | 6,3            | 15,9           | 31,6           |                |                |                |                |                | 54,7            |
| Poste Brome 120-25KV                                           | 2014                    |              |                | 0,1            | 0,3          | 1,0            | 3,1            | 16,0           | 13,4           |                |                |                |                |                | 34,2            |
| Poste St-Jérôme Nord                                           | 2015                    |              |                |                |              |                | 0,3            | 0,7            | 3,7            | 13,3           | 23,3           |                |                |                | 41,3            |
| Client Mirler (Éléonore)                                       | 2010                    | D-2008-073   | 11,6           | 24,8           | 17,5         |                |                |                |                |                |                |                |                |                | 54,9            |
| Client Mirler (Éléonore) contribution de PP                    | 2010                    | D-2008-073   |                |                | (54,8)       |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                 |
| Client Aluminerie Alcoa (Sept-Îles-Hauterives)                 | 2012-2013               |              | 5,8            |                | 8,5          | 27,0           | 21,0           | 5,2            |                |                |                |                |                |                | 67,5            |
| Postes autres                                                  | 2012-2019               |              |                |                | 2,3          | 28,9           | 82,8           | 8,6            | 7,2            | 33,5           | 11,3           | 20,7           | 21,3           | 13,3           | 208,6           |
| Investissements de moins de 25 M\$                             |                         |              |                | 77,0           | 112,0        | 101,1          | 84,8           | 34,4           | 109,2          | 176,2          | 243,0          | 247,0          | 245,0          | 255,0          | 1 684,8         |
| <b>TOTAL - Croissance charge locale</b>                        |                         |              | <b>149,8</b>   | <b>238,9</b>   | <b>177,7</b> | <b>372,3</b>   | <b>347,8</b>   | <b>280,7</b>   | <b>357,7</b>   | <b>233,5</b>   | <b>254,3</b>   | <b>287,7</b>   | <b>286,3</b>   | <b>258,3</b>   | <b>3 025,8</b>  |
| <b>TOTAL investissements générant des revenus additionnels</b> |                         |              | <b>557,3</b>   | <b>559,3</b>   | <b>443,5</b> | <b>622,4</b>   | <b>858,3</b>   | <b>1 238,2</b> | <b>798,2</b>   | <b>823,0</b>   | <b>284,8</b>   | <b>318,4</b>   | <b>370,1</b>   | <b>347,3</b>   | <b>8 075,3</b>  |
| <b>TOTAL INVESTISSEMENTS</b>                                   |                         |              | <b>1 243,7</b> | <b>1 220,3</b> | <b>911,9</b> | <b>1 222,7</b> | <b>1 646,2</b> | <b>1 940,8</b> | <b>1 579,3</b> | <b>1 412,4</b> | <b>1 429,3</b> | <b>1 487,8</b> | <b>1 222,9</b> | <b>1 210,7</b> | <b>16 941,0</b> |

Les tableaux 8 et 9 suivants présentent le sommaire des investissements planifiés par catégorie et le sommaire des mises en service projetées par catégorie.

**Tableau 8**  
**Sommaire des investissements par catégorie à l'horizon 2019**  
**(M\$)**

| Catégories des investissements          | Réel    | Budget  | Planifié |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
|-----------------------------------------|---------|---------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                                         | 2008    | 2009    | 2010     | 2011    | 2012    | 2013    | 2014    | 2015    | 2016    | 2017    | 2018    | 2019    |
| Ne générant pas de revenus additionnels | 548,7   | 638,4   | 751,8    | 834,8   | 737,2   | 720,6   | 781,7   | 789,4   | 844,0   | 848,1   | 857,6   | 863,3   |
| Maintien des actifs                     | 453,5   | 525,4   | 559,6    | 612,5   | 628,0   | 636,3   | 606,7   | 608,9   | 741,6   | 741,3   | 754,4   | 775,4   |
| Maintien et amélioration de la qualité  | 43,5    | 81,0    | 144,3    | 181,4   | 78,3    | 53,4    | 54,0    | 58,5    | 71,5    | 75,8    | 72,2    | 56,9    |
| Respect des exigences                   | 49,8    | 32,0    | 48,9     | 40,9    | 30,9    | 30,9    | 31,0    | 31,0    | 31,0    | 31,0    | 31,0    | 31,0    |
| Générant des revenus additionnels       | 567,8   | 611,6   | 498,3    | 917,5   | 925,1   | 1 225,2 | 1 218,1 | 812,2   | 617,8   | 516,5   | 370,3   | 347,3   |
| Croissance des besoins                  | 567,8   | 611,6   | 498,3    | 917,5   | 925,1   | 1 225,2 | 1 218,1 | 812,2   | 617,8   | 516,5   | 370,3   | 347,3   |
| Total                                   | 1 114,5 | 1 250,0 | 1 250,2  | 1 752,4 | 1 662,3 | 1 945,8 | 1 999,8 | 1 601,5 | 1 461,8 | 1 364,6 | 1 227,9 | 1 210,7 |

**Tableau 9**  
**Sommaire des mises en service par catégorie à l'horizon 2019**  
**(M\$)**

| Catégories des mises en service         | Réel  | Budget  | Planifié |         |         |         |         |         |       |         |         |         |
|-----------------------------------------|-------|---------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|-------|---------|---------|---------|
|                                         | 2008  | 2009    | 2010     | 2011    | 2012    | 2013    | 2014    | 2015    | 2016  | 2017    | 2018    | 2019    |
| Ne générant pas de revenus additionnels | 521,8 | 604,8   | 662,2    | 733,7   | 902,2   | 622,8   | 831,6   | 869,1   | 695,2 | 860,4   | 896,1   | 871,8   |
| Maintien des actifs                     | 388,6 | 498,8   | 559,4    | 647,9   | 668,1   | 539,1   | 747,1   | 784,4   | 609,9 | 774,6   | 750,0   | 791,3   |
| Maintien et amélioration de la qualité  | 96,5  | 71,5    | 61,9     | 159,3   | 203,2   | 52,9    | 53,5    | 53,7    | 54,3  | 54,8    | 116,2   | 49,5    |
| Respect des exigences                   | 36,6  | 34,5    | 30,9     | 26,4    | 30,9    | 30,9    | 31,0    | 31,0    | 31,0  | 31,0    | 31,0    | 31,0    |
| Générant des revenus additionnels       | 263,1 | 536,7   | 587,9    | 739,8   | 728,9   | 620,8   | 1 689,4 | 1 005,8 | 79,4  | 708,2   | 338,8   | 478,7   |
| Croissance des besoins                  | 263,1 | 536,7   | 587,9    | 739,8   | 728,9   | 620,8   | 1 689,4 | 1 005,8 | 79,4  | 708,2   | 338,8   | 478,7   |
| Total                                   | 784,8 | 1 243,5 | 1 250,1  | 1 473,3 | 1 630,2 | 1 243,6 | 2 521,0 | 1 874,9 | 774,5 | 1 568,6 | 1 234,9 | 1 350,5 |

## 2.3 Prévision des besoins de transport

Le tableau 10 suivant présente la prévision des besoins de transport à l'horizon 2019, soit les besoins du service pour l'alimentation de la charge locale et ceux du service de transport de point à point à long terme.

**Tableau 10**  
**Prévision des besoins de transport**  
**(MW)**

| Services de transport | 2010   | 2011   | 2012   | 2013   | 2014   | 2015   | 2016   | 2017   | 2018   | 2019   |
|-----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Charge locale         | 35 230 | 36 244 | 36 791 | 37 232 | 37 583 | 37 960 | 38 272 | 39 159 | 39 495 | 39 808 |
| Point à point         | 4 575  | 4 908  | 4 908  | 4 908  | 5 645  | 6 172  | 6 172  | 6 172  | 6 172  | 6 172  |
| Total                 | 39 805 | 41 152 | 41 699 | 42 140 | 43 228 | 44 132 | 44 444 | 45 331 | 45 667 | 45 980 |

## 2.4 Projection des taux d'inflation

La projection des taux d'inflation est fournie au tableau 11 suivant.

**Tableau 11**  
**Taux d'inflation**

| Année        | Canada                            |                                          |                                                     | États-Unis                        |                                          |                                                     |
|--------------|-----------------------------------|------------------------------------------|-----------------------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
|              | Indice des prix à la consommation | Indice des prix des produits industriels | Indice implicite des prix du produit intérieur brut | Indice des prix à la consommation | Indice des prix des produits industriels | Indice en chaîne des prix du produit intérieur brut |
|              | %                                 | %                                        | %                                                   | %                                 | %                                        | %                                                   |
| 2001         | 2,6                               | 1,0                                      | 1,1                                                 | 2,8                               | 1,1                                      | 2,4                                                 |
| 2002         | 2,2                               | 0,1                                      | 0,9                                                 | 1,6                               | -1,3                                     | 1,5                                                 |
| 2003         | 2,8                               | -1,2                                     | 3,5                                                 | 2,3                               | 3,2                                      | 1,6                                                 |
| 2004         | 1,9                               | 3,4                                      | 3,2                                                 | 2,7                               | 3,6                                      | 2,1                                                 |
| 2005         | 2,2                               | 1,5                                      | 3,1                                                 | 3,4                               | 4,9                                      | 2,8                                                 |
| 2006         | 2,0                               | 2,3                                      | 2,1                                                 | 3,2                               | 4,7                                      | 2,9                                                 |
| 2007         | 2,2                               | 1,6                                      | 3,1                                                 | 2,9                               | 3,9                                      | 2,7                                                 |
| 2008         | 2,3                               | 4,3                                      | 3,9                                                 | 3,8                               | 9,9                                      | 2,2                                                 |
| 2009         | 0,2                               | -0,2                                     | -0,5                                                | -1,9                              | -13,7                                    | 0,9                                                 |
| 2010         | 2,0                               | 0,6                                      | 1,0                                                 | 1,7                               | 2,2                                      | 0,8                                                 |
| 2011         | 2,0                               | 0,8                                      | 2,0                                                 | 2,2                               | 2,7                                      | 1,3                                                 |
| 2012         | 2,0                               | 1,6                                      | 2,2                                                 | 2,3                               | 3,1                                      | 1,4                                                 |
| 2013         | 2,0                               | 1,8                                      | 2,0                                                 | 2,6                               | 3,9                                      | 1,9                                                 |
| 2014 et plus | 2,0                               | 1,6                                      | 1,8                                                 | 2,4                               | 1,5                                      | 2,0                                                 |



## 2.5 Impact tarifaire estimé des investissements projetés

Le tableau 12 suivant présente l'impact tarifaire estimé pour les investissements projetés à l'horizon 2019.

Afin d'estimer l'impact tarifaire des investissements, le Transporteur prend en considération les besoins de transport ainsi que les coûts associés aux mises en services de ces investissements. Ces coûts comprennent l'amortissement selon la méthode linéaire, le coût du capital, la taxe sur le capital, la taxe sur les services publics ainsi que les charges d'exploitation.

Cette estimation indique que de 2011 à 2014 le coût unitaire demeure inférieur au tarif en vigueur de 72,00 \$/kW et qu'une légère hausse du tarif surviendrait les autres années.

**Tableau 12**  
**Impact tarifaire des investissements projetés à l'horizon 2019**

| Années | Ajouts nets à la base de tarification (M\$) | Coût du capital <sup>1</sup> (M\$) | Charges d'exploitation (M\$) | Amortissement (M\$) | Taxe sur le capital <sup>2</sup> (M\$) | Taxe sur les services publics <sup>3</sup> (M\$) | Total (M\$) | Revenus requis (M\$) | Besoins de transport (MW) | Tarif annuel (\$/kW) |
|--------|---------------------------------------------|------------------------------------|------------------------------|---------------------|----------------------------------------|--------------------------------------------------|-------------|----------------------|---------------------------|----------------------|
| 2009   |                                             |                                    |                              |                     |                                        |                                                  |             | 2 741                | 38 072                    | 72,00                |
| 2010   | 332                                         | -6                                 | 8                            | 165                 | 0                                      | 0                                                | 168         | 2 909                | 39 805                    | 73,09                |
| 2011   | 641                                         | 8                                  | 19                           | 120                 | 0                                      | 2                                                | 148         | 2 889                | 41 152                    | 70,21                |
| 2012   | 852                                         | 39                                 | 30                           | 121                 | 0                                      | 5                                                | 195         | 2 936                | 41 699                    | 70,41                |
| 2013   | 492                                         | 75                                 | 38                           | 153                 | 0                                      | 9                                                | 275         | 3 017                | 42 140                    | 71,59                |
| 2014   | 1 798                                       | 116                                | 60                           | 178                 | 0                                      | 11                                               | 365         | 3 106                | 43 228                    | 71,85                |
| 2015   | 1 173                                       | 180                                | 74                           | 221                 | 0                                      | 20                                               | 494         | 3 235                | 44 132                    | 73,31                |
| 2016   | 89                                          | 223                                | 76                           | 260                 | 0                                      | 25                                               | 584         | 3 325                | 44 444                    | 74,81                |
| 2017   | 895                                         | 219                                | 86                           | 276                 | 0                                      | 23                                               | 604         | 3 345                | 45 331                    | 73,79                |
| 2018   | 578                                         | 241                                | 92                           | 304                 | 0                                      | 26                                               | 664         | 3 405                | 45 667                    | 74,56                |
| 2019   | 694                                         | 254                                | 100                          | 333                 | 0                                      | 27                                               | 714         | 3 455                | 45 980                    | 75,15                |

Ensemble de la période 2010 à 2019

72,88

<sup>1</sup> Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,401% % proposé dans la présente demande, pièce HQT-8, Document 1

<sup>2</sup> Taxe sur le capital de 0,12 % en 2010 et de 0,00 % par la suite selon le budget 2007-2008 du gouvernement du Québec du 24 mai 2007, *Renseignements additionnels sur les mesures du budget*, section A, page 13

<sup>3</sup> Taxe sur les services publics de 0,55 % selon le budget 2005-2006 du gouvernement du Québec du 21 avril 2005, *Renseignements additionnels sur les mesures du budget*, section 1, page 133



**GUIDE DE DÉPÔT POUR HYDRO-QUÉBEC  
DANS SES ACTIVITÉS DE  
TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ**





Montréal, le 7 février 2007

Par courriel et par la poste

Me François G. Hébert  
Chef affaires réglementaires et tarifaires  
Hydro-Québec TransÉnergie  
Complexe Desjardins  
Tour de l'Est, 9e étage  
Case postale 10 000  
Montréal, Québec H5B 1H7

**Objet : Guide de dépôt du Transporteur**

---

Cher confrère,

Pour faire suite aux discussions tenues relativement à l'objet mentionné en titre, nous vous transmettons, avec la présente, le Guide de dépôt final du Transporteur relativement aux demandes tarifaires générales et aux autorisations de projets d'investissements.

Cette version fait suite aux commentaires reçus du Transporteur et de certains intervenants et le Transporteur devra prendre en compte les exigences de dépôt indiquées dans ce Guide en vue du dépôt de sa prochaine demande tarifaire et de ses prochaines demandes d'autorisation de projet d'investissement.

Par ailleurs, ce Guide constitue un document public et sera affiché, dès le 9 février 2007, sur le site Internet de la Régie.

Ce Guide sera mis à jour périodiquement. Lors de ces mises à jour, des chapitres supplémentaires pourront être ajoutés pour couvrir des demandes relatives à d'autres articles de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, notamment ceux découlant de la Loi 46 de 2006.

Vous remerciant de votre collaboration dans l'élaboration de ce Guide, nous vous prions d'agréer, cher confrère, l'expression de nos sentiments distingués.

Véronique Dubois, avocate  
Secrétaire de la Régie de l'énergie  
VD/pl

P.J.

Régie  
de l'énergie

Québec



# GUIDE DE DÉPÔT

pour

Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité

7 février 2007

# GUIDE DE DÉPÔT

## Demande soumise à la Régie de l'énergie (la Régie) par Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur)

---

### 1. INTRODUCTION

#### 1.1 Application

Ce Guide de dépôt de la Régie (le Guide) s'applique aux demandes suivantes soumises à la Régie par le Transporteur en vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi)<sup>1</sup>.

- fixation ou modification tarifaire (articles 48 et 49 de la Loi);
- autorisation de projet d'investissement (article 73);

#### 1.2 Objectifs

Le Guide vise à standardiser la documentation déposée par le Transporteur à l'appui de ses demandes et à la compléter de façon à ce que la Régie ait tous les documents dont elle a besoin dans l'exercice de ses fonctions.

Le dépôt des documents exigés par le Guide permettra d'améliorer l'efficacité du traitement des demandes du Transporteur.

Les exigences du Guide sont des normes minimales. Le Transporteur est libre d'inclure à ses demandes tout autre document pertinent.

#### 1.3 Plan du Guide

Le Guide traite d'abord des exigences communes à toutes les demandes.

Les chapitres du Guide réfèrent plus spécifiquement aux exigences statutaires et réglementaires propres à différents types de demande<sup>2</sup> :

Chapitre 1 : La demande tarifaire générale (articles 48 et 49 de la Loi)

Chapitre 2 : La demande d'autorisation de projets d'investissement (article 73)

---

<sup>1</sup> Le Guide est mis à jour périodiquement. Lors de ces mises à jour, des chapitres supplémentaires pourront être ajoutés pour couvrir des demandes relatives à d'autres articles de la Loi et notamment ceux découlant de la Loi 46.

<sup>2</sup> Idem.

Une demande peut avoir plus d'un objet. Le Transporteur doit alors joindre à sa demande les documents requis par le Guide en regard de chaque type de demande.

## **2. DIRECTIVES GÉNÉRALES**

### **2.1 Information commune à toutes les demandes**

#### **2.1.1 La planification de la date de dépôt de certaines demandes**

Le traitement d'une demande en audience publique comporte certaines exigences et contraintes. Aux fins de faciliter le déroulement d'un dossier selon un calendrier efficace, la Régie requiert le dépôt d'une demande complète respectant les délais ci-dessous sauf dans les cas mentionnés spécifiquement. La Régie considère toutefois que, lorsque les travaux de rencontres techniques demandées dans la décision portant sur un dossier précédent n'ont pu être terminés à temps, les résultats peuvent être soumis après le dépôt initial.

À des fins de planification, le Transporteur doit tenir compte des délais réglementaires suivants lorsqu'il dépose une demande en vue d'obtenir une décision de la Régie à une date donnée. Ces délais permettront au demandeur de calculer à rebours la date la plus tardive pour le dépôt de sa demande.

| TYPE DE DEMANDE                                   | DATES DE DÉPÔT DEMANDÉES                                               |
|---------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|
| Demande tarifaire générale                        | ▪ 7 mois avant la date demandée d'entrée en vigueur des tarifs         |
| Demande d'autorisation de projet d'investissement | ▪ entre 3 et 6 mois avant la date requise, selon l'envergure du projet |

Pour les délais inhérents au traitement des autres demandes ou dépôts, le Transporteur pourra se référer à la Loi et à ses règlements d'application ou aux décisions pertinentes.

#### **2.1.2 Le nombre de copies et le mode de transmission**

Toute demande et les documents qui y sont reliés doivent être déposés au Greffe de la Régie en format papier et par envoi électronique suivant les modalités suivantes :



| TYPE DE DEMANDE            | NOMBRE DE COPIES À DÉPOSER<br>À LA RÉGIE |
|----------------------------|------------------------------------------|
| Demande tarifaire générale | 15 copies papier*                        |
| Autres demandes            | 8 copies papier                          |

\* Note : Cette quantité s'applique à la demande en instance et aux pièces à son soutien. Tout autre document soumis en cours de processus doit être déposé en 8 copies.

### 2.1.3 Documents particuliers

#### 2.1.3.1 Documents volumineux

Toute demande, incluant les documents qui y sont reliés, comportant un nombre très important de pages, doit être déposée sur support électronique, en plus du dépôt au Greffe de la Régie en format papier.

#### 2.1.3.2 Dépôt de documents confidentiels

Lorsqu'un demandeur dépose des documents dont il entend demander la confidentialité, il doit en aviser préalablement le Greffe de la Régie et indiquer clairement la nature confidentielle des documents qu'il devra identifier avec précision et les motifs à l'appui de la demande.

#### 2.1.3.3 Dépôt de fichiers électroniques

Présenter tous les tableaux sous le format Excel, y inclure les formules lorsque requis. Une exemption sera autorisée sur présentation de justifications.

## 2.2 Les demandes de renseignements et leurs réponses

À moins d'indication contraire au *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie* ou aux décisions, ordonnances ou directives de la Régie, toute demande de renseignements doit être rédigée suivant le modèle prévu à l'*Annexe A* du Guide.

La pertinence des renseignements demandés est une question d'administration de la preuve qui relève du pouvoir décisionnel de la Régie. Les demandes de renseignements et leurs réponses visent à assurer un traitement efficace du dossier. Le respect des normes suivantes devrait éviter des débats à cet égard :

- Les renseignements demandés doivent être directement reliés à la preuve déposée et ne doivent pas déborder du cadre fixé par la Régie;

- Les renseignements demandés doivent être nécessaires pour clarifier certains aspects vagues ou ambigus de la preuve; et
- Les questions doivent être regroupées par thèmes en limitant, dans la mesure du possible, les sous-questions.

Les réponses doivent être rédigées en utilisant le même modèle (voir l'*Annexe A*) que la demande. Le cas échéant, tout document additionnel non disponible sur le site Internet de la Régie auquel réfère la demande ou la réponse doit être joint dans la forme requise par le Guide.

## CHAPITRE 1 : LA DEMANDE TARIFAIRE GÉNÉRALE DU TRANSPORTEUR (ARTICLES 48 ET 49)

---

### EXIGENCES DE DÉPÔT

#### Exigences générales

- Présenter les données réelles pour l'année historique, les données réelles et prévues pour l'année de base, les prévisions pour l'année témoin projetée. Pour l'année de base, préciser le nombre de mois pour lesquelles les données sont réelles.
- Présenter les tableaux sous le format Excel, incluant les formules, lorsque requis. En particulier, les présenter pour les tableaux portant sur les revenus requis, les impacts tarifaires et la répartition des coûts.

*Note : La présentation de tous les éléments des revenus requis regroupés en un seul tableau Excel est préférable.*

#### Informations requises

##### 1. Informations générales

- Fournir la structure corporative, l'organigramme de l'entité réglementée, une description des affiliés en spécifiant les activités non réglementées, et l'organigramme de la direction. En particulier, le Transporteur doit fournir :
  - une liste exhaustive ou un organigramme des entités affiliées du Transporteur;
  - le montant annuel des transactions entre chaque affilié et le Transporteur, et leur classement tel que prescrit par le *Code de conduite du Transporteur*;
  - un rapport faisant état du classement à titre d'activité réglementée ou non réglementée de toute nouvelle activité du Transporteur.
- Déposer les Plan stratégique, rapport annuel et rapport de performance environnementale les plus récents d'Hydro-Québec, ou une référence aux sites Internet où ces documents sont publiés.
- Présenter une estimation détaillée du coût complet pour les transactions avec les affiliés dans le cas où le système comptable de l'affilié est distinct de celui du Transporteur et justifier chacune des hypothèses retenues.

- Fournir, le cas échéant, le résultat des travaux effectués par les groupes de travail dont la mise en place a été décidée par la Régie dans des dossiers tarifaires.

## 2. Contexte commercial

Décrire le contexte commercial de la demande tarifaire. En particulier, présenter :

- les caractéristiques des marchés au Québec et hors Québec,
- les services offerts par le Transporteur à sa clientèle ;
- les relations commerciales avec la clientèle.

## 3. Mesure de l'efficacité interne

Présenter les indicateurs retenus par la Régie, ainsi que tout nouvel indicateur proposé sur une période couvrant un historique d'au moins cinq ans, le cas échéant. Inclure le détail des calculs qui sous-tendent chacun des indicateurs présentés en fournissant les données de base, les ajustements et les explications.

Présenter et justifier les cibles pour chacun des indicateurs de performance.

Produire les résultats des balisages effectués par le Transporteur depuis sa demande tarifaire précédente.

## 4. Principes réglementaires et méthodes d'établissement du coût du service

Présenter la liste des principes réglementaires et des méthodes d'établissement du coût du service, incluant des conventions comptables, qui ont servi de base à l'établissement du dossier présenté. Joindre le numéro de la décision dans laquelle chaque principe ou méthode a été approuvé.

Lors de la présentation de nouveaux principes réglementaires, présenter la justification au soutien de la modification proposée et, à titre de contexte réglementaire, les principes suivis dans un minimum de trois autres situations comparables, le cas échéant.

Lors de la présentation de nouvelles méthodes d'établissement du coût du service, incluant des conventions comptables, présenter la justification au soutien de la modification proposée, illustrer à l'aide d'un cas-type l'application de la nouvelle méthode, préciser à quelles activités elle s'applique et fournir une estimation de l'impact sur les revenus requis de l'année témoin (avant et après changement) et, si possible, des années postérieures à cette dernière.

## *5. Revenus requis*

Présenter un tableau fournissant pour les années historique, de base et témoin les principaux postes des dépenses nécessaires à la prestation du service ainsi que le rendement sur la base de tarification détaillé entre le coût de la dette et le rendement sur l'avoir propre, ou une référence à ces informations.

Concilier les données de l'année historique avec les données du rapport annuel vérifié d'Hydro-Québec.

Pour chaque poste des revenus requis, expliquer toute variation importante (augmentation ou diminution) d'une année à l'autre, ou une référence à ces informations. En ce qui a trait aux charges de nature non récurrente, inclure, notamment, la ou les années pour lesquelles elles sont prévues.

## *6. Besoins de transport et planification du réseau*

### **BESOINS**

Fournir le niveau réel des réservations du service de point à point à long terme pour chaque mois de l'année, en comparaison avec le niveau projeté lors du dernier dossier tarifaire. Expliquer les écarts observés.

Pour l'année de base, préciser le niveau des données et la période pour lesquelles les données sont projetées.

Pour l'année historique, fournir la pointe observée, réelle et normalisée pour la température moyenne, pour chaque mois de l'année et la date d'apparition de cette pointe, pour l'ensemble du réseau, la charge locale, le service de point à point et, le cas échéant, le service en réseau intégré.

Présenter l'évolution des besoins de transport (données réelles et normalisées) relatifs à l'alimentation de la charge locale, chacun des services de point à point et, le cas échéant, le service en réseau intégré.

Présenter et expliquer la prévision des besoins pour l'année de base et l'année témoin par catégorie de service.

Présenter l'évolution de la prévision et une explication des écarts par rapport au dossier tarifaire précédent.

Fournir l'évolution des taux de pertes. Justifier toute modification proposée à la méthode de détermination des taux de pertes.

Fournir, tous les cinq ans, une description, telle que prévue à l'article 37.1 alinéa i) des Tarifs et Conditions, de la charge à chaque point de livraison.

#### **RESSOURCES DU DISTRIBUTEUR**

Fournir une description, telle que prévue à l'article 37.1 alinéa iii) des Tarifs et Conditions, des ressources du Distributeur.

Concernant la désignation de nouvelles ressources du Distributeur, déposer toute entente de raccordement conclue entre le Transporteur et tout propriétaire d'une nouvelle ressource désignée ou d'une nouvelle centrale pouvant alimenter une ressource désignée par le Distributeur tel que prévu à l'article 38.2 des Tarifs et Conditions.

#### **METHODE DE PLANIFICATION DU RESEAU**

Décrire la méthode de planification du réseau et expliquer la démarche.

Définir et décrire globalement les critères de conception du réseau. Expliquer la conformité aux normes.

Fournir les cartes du réseau de transport, la mise à jour des schémas unifilaires et des écoulements de puissance à la pointe prévue du réseau. Fournir également les zones géographiques du NPCC.

Décrire l'évolution des actifs du réseau de transport. En particulier :

- Présenter un tableau montrant l'évolution du réseau de transport par niveau de tension ;
- Présenter un tableau sur la comparaison des investissements et des mises en service réalisés depuis le dernier dossier tarifaire.

Fournir un historique des taux d'utilisation mensuels du réseau de transport relatifs à l'alimentation de la charge locale et le réseau global. Le cas échéant, fournir les données pour le service en réseau intégré.

Présenter une liste des interconnexions en précisant les capacités en mode import et en mode export. Fournir un sommaire de l'évolution de l'utilisation de chacune des interconnexions.

## INVESTISSEMENTS PROJETES

Produire la prévision des investissements sur un horizon de 10 ans intégrant des tableaux sur :

- la description des catégories d'investissements ;
- la projection des investissements de moins de 25 M\$. Détailler les investissements selon les 4 catégories Croissance des besoins, Maintien des actifs, Amélioration de la qualité et Respect des exigences ;
- les investissements projetés annuels par catégorie et, lorsque disponible, par famille d'actifs, pour les investissements de moins de 25 M\$ ;
- la projection des mises en service ;
- la liste des projets de plus de 25 M\$ montrant, pour chacun, les investissements annuels prévus ;
- l'impact tarifaire estimé pour les investissements projetés, pour chacune des 10 années ;
- la prévision des besoins des clients du Transporteur sur un horizon de 10 ans ;
- les hypothèses relatives à la projection des taux d'inflation et autres paramètres pertinents utilisés dans la projection d'investissements ;
- la prévision des charges d'exploitation relatives aux investissements.

## ÉTAT DE LA TRANSFORMATION

Décrire l'état de la transformation des postes du Transporteur.

Présenter un tableau sur l'état de la transformation des postes du réseau principal du Transporteur ; indiquer, notamment, le nombre et la capacité des transformateurs, la capacité en hiver, la capacité post-événement, le transit à la pointe et le transit post-événement.

Présenter un tableau sur l'état de la transformation des postes régionaux du Transporteur (postes satellites, postes sources).

## CONVENTIONS DE SERVICE

Déposer les nouvelles conventions de service de transport signées depuis la dernière demande tarifaire. Le cas échéant, déposer les conventions ayant fait l'objet de modifications depuis le dernier dépôt.

### 7. *Dépenses nécessaires à la prestation du service*

Présenter un tableau détaillant les principales rubriques des dépenses nécessaires à la prestation du service.

### 8. *Charges d'exploitation - total*

### 9. *Charges brutes directes - total*

### 10. *Masse salariale et effectif*

Présenter un tableau détaillant les composantes de la masse salariale selon les rubriques suivantes : salaires de base, temps supplémentaire, primes et revenus divers (régime d'intéressement corporatif, bonis versés aux employés non régis, autres primes), avantages sociaux (coût de retraite, autres avantages postérieurs à la retraite ou à l'emploi, autres). Expliquer toute variation d'importance de chacune des rubriques composant le poste Masse salariale et effectif.

Présenter les objectifs des régimes de bonification et les cibles prévues.

Présenter sous forme de tableau et expliquer l'évolution de l'effectif annuel moyen en équivalents temps complet annuels (ETC).

Présenter sous forme de tableau les salaires de base moyens et les avantages sociaux par groupe d'emplois.

Décrire les régimes de rémunération variable, soit le régime de gestion de la performance et le régime d'intéressement corporatif, et toute modification à ces régimes.

Présenter la dernière évaluation du marché de comparaison d'Hydro-Québec (étude sur la position salariale) ou référer au dossier dans lequel cette étude a été déposée.

Présenter les paramètres principaux des conventions collectives de travail en vigueur.



### *11. Autres charges directes*

Présenter sous forme de tableau les principales rubriques des autres charges directes, soit :

- Dépenses de personnel et indemnités
- Services externes
- Stocks
- Achats de biens
- Ressources financières
- Location et autres

Détailler chacune de ces rubriques.

Détailler le poste Services externes selon les rubriques suivantes : Services professionnels, Entretien, Autres.

Identifier la contribution du Transporteur au NPCC, au NERC et à tout autre organisme concerné par la fiabilité des réseaux.

### *12. Récupération de coûts*

Le poste Récupération de coûts doit se limiter à des rubriques telles que les services occasionnels rendus par le Transporteur à des tiers ou aux filiales d'Hydro-Québec.

### *13. Charges de services partagés*

Présenter un tableau sommaire des charges de services partagés selon les rubriques suivantes :

Groupe Technologie,  
Centre de services partagés,  
Unités corporatives,  
HQ Équipement,  
HQ Production,  
HQ Distribution,  
Ajustements divers et montants non répartis.

Chacune de ces rubriques doit être subdivisée en sous-rubriques.

Le montant attribué à chacune de ces rubriques doit être expliqué. Les fournisseurs doivent présenter les principaux volumes de consommation facturés à leurs unités clientes. Ils doivent de plus présenter la facturation totale à Hydro-Québec et la facturation spécifique au Transporteur et au Distributeur, ainsi que les ratios du Transporteur et du Distributeur sur le total Hydro-Québec. Lorsque applicable, le

Transporteur doit présenter le calcul du rendement attribué aux actifs utilisés dans la prestation des services de ses fournisseurs internes.

#### *14. Coûts capitalisés*

Le poste Coûts capitalisés doit être détaillé selon les rubriques suivantes : Prestations de travail, Gestion de matériel, Autres.

Présenter un tableau détaillant la valeur des prestations de travail, les heures imputées aux investissements ainsi que le taux horaire moyen.

Lors d'un changement méthodologique, fournir le calcul du taux horaire moyen des prestations de travail ainsi que l'explication de la modification.

#### *15. Frais corporatifs*

Les frais corporatifs doivent être détaillés selon les rubriques suivantes :

- Bureaux PDG, PCA, protectrice de la personne,
- Vérification générale,
- Affaires corporatives et secrétariat général,
- Finances,
- Ressources humaines,
- Autres.

Présenter aussi, pour chacune de ces rubriques, le total des frais corporatifs pour Hydro-Québec.

Présenter sommairement la méthode de répartition utilisée.

#### *16. Facturation interne émise*

Ce poste doit être détaillé selon les rubriques suivantes :

- Service de téléconduite,
- Ateliers spécialisés,
- Maintenance et exploitation des installations,
- Refacturation d'espaces,
- Autres.

### *17. Autres charges*

Présenter sous forme de tableaux les principales rubriques formant les autres charges incluant, le cas échéant, les méthodes de répartition utilisées ainsi qu'une justification du choix de ces méthodes. Inclure et détailler les rubriques suivantes :

- Achats de services de transport,
- Achats d'électricité,
- Amortissement et déclassement,
- Taxes.

Justifier les montants affectés aux éléments constitutifs de chacune des rubriques.

Pour les Achats de services de transport :

- Expliciter les coûts et les capacités réservées par le Transporteur. En particulier, fournir les données de base et la méthode de détermination des coûts facturés, de même que, si disponible, les tarifs pratiqués par Société de transmission électrique de Cedars Rapids limitée (CRT), Alcan ou tout autre fournisseur de services de transport.
- Effectuer une comparaison du coût moyen pondéré du capital applicable aux actifs utilisés avec le taux proposé par le Transporteur pour l'année témoin.
- Déposer toute entente entre le Transporteur et le fournisseur de service, excluant, le cas échéant, les clauses de confidentialité.
- Si le réseau fournisseur dispose d'un tarif d'accès (OATT), déposer ce dernier et fournir la référence à la décision d'application de ce tarif.
- Préciser le niveau de la charge québécoise alimentée par les achats des services de transport.
- Fournir les revenus tirés des réservations des clients de point à point du Transporteur sur le chemin HQT-CRT. Produire les résultats pour chacun des services de point à point (annuel, ferme et non ferme mensuel et quotidien, horaire).

### *18. Facturation externe émise*

Ce poste doit être présenté sous la section Revenu. Présenter sous forme de tableau les principales rubriques.

# 19. Rendement sur la base de tarification et coût moyen pondéré du capital prospectif

- a) Présenter le calcul détaillé du rendement sur la base de tarification pour les années historique, de base et témoin.
- b) Dans un premier temps, présenter le calcul détaillé du rendement sur l'avoir propre pour l'année témoin à partir du Consensus Forecast du mois le plus récent et des données de Bloomberg du mois correspondant pour le calcul de l'écart entre les taux des obligations du gouvernement du Canada de 30 et 10 ans.

Dans un deuxième temps, mettre à jour le calcul détaillé du rendement sur l'avoir propre pour l'année témoin à partir du Consensus Forecast disponible à la date de fin des audiences et des données de Bloomberg du mois précédent le Consensus Forecast utilisé pour le calcul de l'écart entre les taux des obligations du gouvernement du Canada de 30 et 10 ans. Mettre à jour également les revenus requis en conséquence.

Inclure une copie des données utilisées provenant du Consensus Forecast. Fournir les données de Bloomberg et indiquer le nom de la série des données.

- c) Présenter le calcul détaillé du coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec appliqué à la base de tarification pour les années historique, de base et témoin selon la méthodologie approuvée par la Régie. Inclure les éléments suivants :
  - Tous les changements comptables affectant le coût de la dette ainsi qu'une analyse de leurs impacts
  - Description de la dette intégrée au 31 décembre de l'année historique
  - Taille et structure de la dette intégrée
  - Dettes accompagnées d'options
  - Dettes émises à escompte considérable
  - Dette à perpétuité
  - Dette avec fonds d'amortissement
  - Autres dettes
  - Description des programmes d'emprunts de l'année de base et de l'année témoin
  - Nature des besoins pour l'année de base et l'année témoin
  - Hypothèses de composition de la dette pour l'année de base et l'année témoin
  - Définition et calcul du coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec
  - Évaluation prospective du coût de la dette

- Évaluation du coût de la dette intégrée
- Taux moyen du coût de la dette pour l'année historique
- Projection du coût de la dette pour l'année de base et pour l'année témoin
- Résultats des projections et analyse des résultats
- Effet des taux d'intérêt
- Effet du taux de change
- Autres effets
- Choix des maturités de la dette émise et la proportion de dette à taux flottant
- Systèmes de notation long terme des agences de crédit
- Ajustement des frais reportés
- Répartition de la dette en devises
- Répartition de la dette à taux fixe ou à taux de court terme, par devise, après swaps au 31 décembre de l'année historique
- Répartition de la dette par échéance
- Dettes avec options pour Hydro-Québec
- Dettes avec options pour les détenteurs
- Dettes venant à échéance pendant l'année de base et l'année témoin
- Prévisions des variables économiques pour l'année témoin

d) Présenter le calcul détaillé du taux moyen du coût moyen pondéré du capital prospectif.

## *20. Base de tarification*

Présenter sous forme de tableau la base de tarification mensuelle ainsi que la moyenne des 13 soldes mensuels.

Présenter, au moins tous les cinq ans, la liste détaillée des immobilisations corporelles en exploitation et des actifs incorporels inclus dans la base de tarification de l'année historique.

Présenter l'état des banques d'appareillage majeur et d'urgence lignes sous la forme d'un tableau incluant les entrées et sorties pour l'année de base et la prévision pour l'année témoin.

Présenter, sous forme de tableau, et expliquer l'évolution annuelle des principales composantes de la base de tarification.

Détailler le compte Frais de développement et frais reportés entre ses deux éléments constitutifs.

Ventiler les frais reportés par producteur raccordé au réseau de transport.

Présenter les modifications aux durées de vie utile et leur impact.

Présenter sous forme de tableau les frais reportés et la référence aux décisions qui les ont autorisés.

Présenter sous forme de tableau le calcul de l'encaisse réglementaire. Toute modification au mode de calcul doit être justifiée par la présentation d'une étude des délais de recouvrement.

Présenter sous forme de tableau le détail du poste Matériaux, combustibles et fournitures.

#### **AJOUTS A LA BASE DE TARIFICATION**

Dresser la liste des actifs de plus de 5 M\$ par projet ou catégorie de projets de moins de 25 M\$ à ajouter à la base de tarification. Pour chacun d'entre eux, justifier le caractère prudemment acquis et utile des actifs ainsi que leur juste valeur, soit leur coût non amorti au 31 décembre.

Concernant l'intégration de centrales, démontrer, le cas échéant, la neutralité tarifaire de chaque ajout au réseau pris individuellement.

Déposer les ententes de raccordement signées concernant les projets de moins de 25 M\$ dont le coût est intégré à la base de tarification.

Présenter un tableau montrant les mises en exploitation annuelles. Pour chacun des investissements supérieurs à 5 M\$, préciser la valeur autorisée, la valeur à la date de mise en service, le type d'autorisation, l'identification et la date d'autorisation par la Régie.

Fournir l'évolution des mises en exploitation.

Fournir l'impact tarifaire des ajouts à la base de tarification.

## *21. Répartition du coût du service*

Décrire la méthode de répartition du coût du service. Toute modification à la répartition du coût du service doit être appuyée par une analyse de sensibilité des modifications présentées.

Présenter les tableaux suivants pour l'année témoin :

- Sommaire du coût du service par fonction (M\$)
- Classement par fonction de la base de tarification (M\$)
- Classement par fonction du coût de prestation (M\$)
- Description et valeurs des facteurs de classement par fonction des actifs
- Description et valeurs des facteurs de classement par fonction des dépenses
- Classement par composante du coût du service (M\$)
- Description et valeurs des facteurs de classement par composante
- Répartition du coût du service par service de transport (M\$)
- Description et valeurs des facteurs de répartition du coût du service par service
- Valeurs absolues servant au calcul des facteurs de classement et de répartition

## *22. Structures tarifaires*

Présenter les principes tarifaires et le cadre méthodologique utilisés ou proposés. Le cas échéant, l'étude de l'évolution des structures tarifaires doit être mise à jour de façon à vérifier que les tarifs continuent de répondre aux principes tarifaires de base et sont bien adaptés au contexte.

Présenter le cadre d'analyse, les structures de base des tarifs, le lien avec l'étude de répartition du coût du service, leur évolution proposée et toute autre modification analysée.

Pour chaque modification proposée, en présenter l'impact.

Présenter un tableau détaillant, pour le service d'alimentation de la charge locale, le service en réseau intégré et le service de point à point à long terme, les besoins exprimés en MW et en GWh, ainsi que les revenus qui y sont associés.

Présenter un tableau détaillant, pour chacun des services de point à point à court terme, les besoins de réservation exprimés en MW et en GWh, ainsi que les revenus qui y sont associés.

Présenter un tableau indiquant, pour l'année témoin :

- Les revenus générés par les tarifs existants applicables à chaque catégorie de service;

- les revenus requis; et
- les revenus additionnels requis.

Présenter un tableau récapitulatif des tarifs proposés et les tarifs existants pour chacun des services de point à point ferme et non fermes (annuel, mensuels, hebdomadaires, quotidiens et horaire).

Présenter les méthodes de calcul de chacun des tarifs de point à point et de la facture au Distributeur pour le service d'alimentation de la charge locale. Le cas échéant, présenter le détail des calculs de la facture aux clients du service en réseau intégré.

En cas de nouveaux clients pour le service en réseau intégré, présenter l'ajustement effectué au niveau de la facture au Distributeur pour le service d'alimentation de la charge locale.

#### **RABAIS**

Le cas échéant, présenter et justifier la politique de rabais proposée et préciser son champ d'application (services concernés, périodes horaires, chemins).

Le cas échéant, présenter un bilan de la politique appliquée. En particulier, fournir l'impact sur l'utilisation du réseau et des revenus.

Le cas échéant, présenter, sur une base mensuelle, en pointe et hors pointe, l'évolution du transit horaire moyen à l'importation et du transit horaire moyen à l'exportation (en MW).

Le cas échéant, produire un tableau comparatif des prix pratiqués par le Transporteur et par les réseaux voisins (Ontario, Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Angleterre, New York), en mode importation et en mode exportation, pour chacun des services de transport incluant les tarifs de point à point et les services complémentaires.

#### **SERVICES COMPLEMENTAIRES**

Présenter la liste des services complémentaires offerts par le Transporteur. Toute modification proposée devra être mise en évidence et justifiée.

Détailler la méthode de détermination des tarifs applicables à chacun des services complémentaires. Toute modification méthodologique proposée doit être justifiée et un impact de cette modification fourni.

Présenter les données de base utilisées dans la méthode de détermination des tarifs de chacun des services complémentaires.



Présenter un tableau faisant état, pour chaque service complémentaire, des tarifs existants, de la formule de calcul et du niveau du tarif proposé.

Présenter les revenus tirés de chaque service complémentaire, en distinguant ceux destinés à Hydro-Québec Production (le « Producteur »).

Fournir toute entente avec le fournisseur des services complémentaires. L'entente doit comporter le détail et l'explication des prix pratiqués pour chacun des services offerts par le fournisseur.

#### **TARIFS ET CONDITIONS**

Présenter une liste des thèmes relatifs aux principales modifications proposées au texte des Tarifs et conditions. Pour chacun des thèmes, expliquer et justifier les modifications.

Présenter, sous la forme d'un tableau, les numéros d'articles, les modifications proposées et leurs justifications.

Produire la version révisée des Tarifs et conditions en mettant en évidence chaque modification proposée par rapport au texte existant.

Produire le texte des Tarifs et Conditions en version française et anglaise.

## **CHAPITRE 2 :     AUTORISATION DE PROJETS D'INVESTISSEMENT (ARTICLE 73)**

---

### **EXIGENCES DE DÉPÔT**

#### **SECTION 2.1 :     LA DEMANDE D'AUTORISATION POUR LES INVESTISSEMENTS DONT LE COUT EST INFÉRIEUR À 25 MILLIONS DE DOLLARS**

##### **Description et objectifs**

1. Présenter une description synthétique des investissements par catégorie et de leurs objectifs, en dissociant les éléments différents de chaque catégorie. Le cas échéant, distinguer tout programme majeur multiannuel d'investissements.

##### **Coûts associés à chaque catégorie d'investissements**

2. Présenter le sommaire des prévisions d'investissements pour l'année faisant l'objet de la demande sous forme de tableau en indiquant pour chaque catégorie, les investissements réputés prudemment acquis et utiles en vertu de l'article 164.1 de la Loi, les projets majeurs de plus de 25 M\$ autorisés et à autoriser et les investissements de moins de 25 M\$.
3. Présenter les investissements réalisés par catégorie et une estimation de ceux à venir au 31 décembre de l'année en cours et expliquer les écarts par rapport aux investissements autorisés lors de la demande précédente.
4. Présenter le montant des investissements totaux autorisés, réalisés, et mis en service lors des trois années précédant la demande selon le même format que l'item précédent.
5. Présenter une prévision des investissements totaux par catégorie pour les trois années à venir, selon le même format que l'item précédent.
6. Présenter les flux monétaires annuels prévus pour les investissements qui s'étalent sur plusieurs années. Fournir l'information par catégorie et par année, pour les projets déjà autorisés, les projets supérieurs à 25 M\$ et les projets inférieurs à 25 M\$.

### **Justification des investissements en relation avec les objectifs visés ;**

7. Présenter une justification du niveau d'investissement prévu dans chaque catégorie, selon les différents éléments pertinents. Expliquer sur la base d'une analyse coûts bénéfiques, en quoi ils permettent de maintenir les actifs, d'améliorer la fiabilité et la qualité du service, de répondre à la croissance des besoins de la clientèle et de respecter des exigences.
8. Pour la catégorie « Maintien des actifs », présenter un tableau par famille d'actifs homogènes.
9. Pour la catégorie « Amélioration de la qualité », présenter un tableau distinguant les interventions en mettant en relief les objectifs poursuivis et leur impact sur l'indice de continuité de service ou d'autres indicateurs pertinents.
10. Pour les catégories « Maintien des actifs » et « Amélioration de la qualité » présenter une analyse coûts bénéfiques des projets résultant d'une modification d'un critère, d'une norme ou d'une pratique. Présenter aussi une évaluation du risque de non réalisation des projets.
11. Pour la catégorie « Respect des exigences », présenter un tableau répartissant les investissements prévus entre les différentes sources d'exigences. Identifier et documenter celles-ci.
12. Pour la catégorie « Croissance des besoins », présenter la valeur de la croissance de la demande, le détail des coûts et revenus annuels à la marge, selon la nature des investissements requis, en utilisant la plus récente prévision disponible.

### **Impact sur les tarifs**

13. Présenter l'analyse détaillée de l'impact tarifaire des budgets d'investissements sur dix ans sous forme de tableaux en expliquant les hypothèses retenues. Inclure un tableau pour les investissements ne générant pas de revenus additionnels, un autre pour les investissements générant des revenus additionnels et un dernier pour l'ensemble des investissements. Indiquer, le cas échéant, les programmes d'investissements multiannuels. Ajouter la prévision des besoins pour la charge locale, le réseau intégré, le cas échéant, et celle du point à point avec les explications des hypothèses retenues.

## **Impact sur la fiabilité du réseau de transport et sur la qualité de prestation du service de transport**

14. Expliquer comment les investissements faisant l'objet de la demande d'autorisation s'intégrant à une démarche globale de gestion permettront au Transporteur de rencontrer les cibles fixées à ses différents indicateurs de performance.

## **EXIGENCES DE DÉPÔT**

### **SECTION 2.2 : LA DEMANDE D'AUTORISATION POUR UN INVESTISSEMENT DONT LE COUT EST EGAL OU SUPERIEUR A 25 MILLIONS DE DOLLARS**

#### **Objectifs**

1. Décrire et quantifier les objectifs du projet proposé pour autorisation (le Projet). Si le Projet a un impact sur la qualité du service, fournir et quantifier les objectifs d'amélioration pour les réseaux régionaux et le réseau principal.

Le cas échéant, présenter le programme majeur multiannuel d'investissements dans lequel l'investissement s'insère.

#### **Description**

2. Décrire la situation actuelle et les modifications que le Projet devrait apporter. Au besoin, décrire l'ensemble des actions, des projets ou le programme dans lequel le Projet s'inscrit.
3. Présenter une description détaillée du Projet et de chacune de ses composantes, incluant une carte géographique indiquant leur situation. Fournir les schémas unifilaires et les écoulements de puissance pertinents montrant les modifications induites par le Projet. Décrire la démarche de mise en œuvre et fournir un échéancier.

#### **Justification en relation avec les objectifs**

4. Déposer des études ou analyses techniques et économiques à l'appui du Projet, qu'elles aient été réalisées par le Transporteur ou par des firmes externes. Expliquer le contexte de ces études, les mandats, les résultats et leur lien avec le Projet. Comparer les recommandations ou conclusions de ces études avec les objectifs du projet. Comparer les coûts du Projet avec ceux indiqués dans ces études et expliquer les changements et leur actualisation.
5. Expliquer les critères utilisés dans les études techniques. Déposer les analyses coûts bénéfices ayant conduit au choix de nouveaux critères, le cas échéant.
6. Justifier le Projet en termes techniques et économiques, réglementaires ou autres, en démontrant comment les objectifs visés seront atteints. Décrire les éléments du Projet indispensables à l'atteinte des objectifs et préciser pourquoi.

### **Les autres solutions envisagées**

7. Décrire les autres solutions envisagées pour rencontrer les objectifs poursuivis ainsi que leurs avantages et inconvénients. Comparer les aspects techniques et les coûts, en tenant compte des pertes électriques, les échéanciers, les impacts sur la fiabilité et les risques associés à chaque solution.
8. Déposer les études ou analyses techniques et économiques comparatives ayant mené au choix de la solution proposée. Présenter les paramètres économiques utilisés. Au besoin, actualiser les coûts estimés lors de ces études et comparer à ceux du Projet.
9. Déposer les schémas unifilaires, les écoulements de puissance pertinents et au besoin, les résultats d'autres études techniques qui permettent la comparaison des solutions envisagées.
10. Expliquer le calcul des pertes et les hypothèses utilisées.

### **Les coûts du Projet**

11. Présenter les coûts détaillés du Projet. Les fournir par activité (avant-projet, ingénierie, gestion de projet, approvisionnement, construction, ...) et par année. Présenter les coûts reliés aux entités affiliées non réglementées (Hydro-Québec Équipement) pour l'avant-projet, l'ingénierie et la gestion du projet.
12. Présenter les principaux éléments de coût pour les activités de construction et pour l'approvisionnement.
13. Présenter et justifier les autres coûts comme : les coûts du client, les frais financiers, les provisions, les autres dépenses.
14. Indiquer et quantifier, le cas échéant, les coûts qui devraient être encourus si le Projet n'était pas réalisé.
15. Le cas échéant, indiquer les équipements récupérés ou provenant de stocks. Fournir les informations pertinentes comme leur valeur historique et valeur comptable nette, les coûts de récupération, leur durée de vie utile restante et les coûts d'équipements neufs équivalents.

### **La faisabilité économique et l'impact sur les tarifs**

16. Présenter les bénéfices anticipés générés par le Projet et les hypothèses choisies pour leur estimation incluant, le cas échéant, la variation des pertes électriques, les

gains de productivité, l'optimisation de main d'œuvre et autres gains.

17. Si le Projet bénéficie à des tiers ou à d'autres divisions d'Hydro-Québec, fournir et justifier le partage des coûts envisagés et des bénéfices au besoin.
18. Fournir les hypothèses et paramètres retenus pour l'analyse économique et tarifaire, entre autres, le coût du capital, les taux d'actualisation, les taux d'inflation, les périodes et méthodes d'amortissement, les valeurs résiduelles, la période d'analyse, les contributions externes, les réinvestissements en capital et la valeur actuelle de ces réinvestissements. Justifier ces hypothèses et paramètres, au besoin en fournissant les références.
19. Au besoin, indiquer les contributions financières obtenues de partenaires ou de divers organismes gouvernementaux, et déposer les ententes et documents pertinents.
20. Fournir l'étude de faisabilité économique et fournir celle-ci sous forme de chiffré électronique. Déposer une analyse de sensibilité sur les principaux paramètres. Présenter une description du modèle.
21. Inclure à l'analyse économique le calcul de la valeur actuelle nette (VAN). Utiliser les périodes d'analyse adéquates selon le type de projet ou en fonction de la durée de vie utile moyenne des principaux actifs.
22. Fournir l'analyse de l'impact sur les revenus requis et sur les tarifs du Transporteur et fournir celle-ci sous forme de chiffré électronique. Déposer une analyse de sensibilité sur les principaux paramètres. Présenter une description du modèle d'analyse.

#### **L'impact sur la fiabilité et la qualité de service**

23. Présenter l'analyse de l'impact du Projet sur la fiabilité et la qualité du service (réseaux régional ou global). Le cas échéant, quantifier cet impact en fonction de critères ou d'indices appropriés comme l'indice de continuité.

#### **Autres aspects**

24. Soumettre la liste des principales normes techniques applicables au Projet et identifier celles qui motivent ou qui influencent le choix de la solution retenue. Justifier au besoin le choix de certaines normes (internes ou d'organismes externes).
25. Déposer les ententes et engagements contractuels pertinents au Projet impliquant les clients concernés, les autres divisions d'Hydro-Québec, ou des tiers. Démontrer

comment les revenus additionnels découlant de ces engagements permettent d'assurer la neutralité tarifaire de l'ajout au réseau pris individuellement.

26. Fournir la liste des différentes autorisations ou permis requis par le Projet. Déposer ceux qui sont déjà obtenus. Indiquer le cas échéant, les résultats des premières démarches effectuées et les implications qu'elles pourraient avoir sur le Projet.
27. Présenter le mode de suivi proposé par le Transporteur pour la mise en œuvre du Projet, la réalisation des différentes étapes, les résultats et les gains obtenus, les coûts et les échéanciers. Le suivi doit permettre la comparaison avec les prévisions et fournir les explications des écarts majeurs.



## **ANNEXE A – CANEVAS DE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS**

---

(date)  
N° de dossier : R-3XXX-200X

Demande de renseignement n° X de l'intervenant / du Transporteur à « nom »

page 1 de X

### **DEMANDE DE RENSEIGNEMENT N° X DE L'INTERVENANT / DU TRANSPORTEUR RELATIVE A LA DEMANDE « TITRE DE LA DEMANDE »**

---

**1. Référence :** N° de la pièce ou autre

#### **Préambule**

« xxxxxxxx »

#### **Demandes (ou Réponses) :**

**1.1** Question à demander

**1.2** Deuxième question à demander



## **PROCESSUS D'ÉVALUATION DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL**



---

**PROCESSUS D'ÉVALUATION DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL**

---

**RÉSUMÉ**

Les projets importants (centrales hydroélectriques, lignes de transport d'énergie électrique, postes de manœuvre et de transformation) d'Hydro-Québec sont assujettis à une procédure obligatoire d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement qui peut déclencher l'intervention du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (« **BAPE** ») qui est un organisme indépendant chargé de consulter les intervenants à l'égard de ces projets. Lorsqu'un projet est réalisé dans un territoire qui fait l'objet d'une entente avec les autochtones, ce projet est soumis à des procédures semblables sauf que les autochtones bénéficient de droits particuliers au chapitre de la consultation et de la participation au processus.

**ANALYSE**

Le *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement*, L.R.Q. c. Q-2, r.9 (« **REEIE** ») adopté en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, L.R.Q., c. Q-2 (« **LQE** ») identifie les projets qui sont soumis à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement. Selon l'alinéa 2 k) du REEIE, la construction ou la relocalisation d'une ligne de transport et de répartition d'énergie électrique de 315 kV et plus sur une distance de plus de 2 km et la construction ou la relocalisation d'un poste de manœuvre ou de transformation de 315 kV ou plus sont assujettis à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement.

Le REEIE prévoit que l'étude d'impact sur l'environnement qu'Hydro-Québec doit préparer en vertu du paragraphe 31.2 de la LQE doit contenir, entre autres, une description des différentes options au projet, notamment quant à son emplacement et aux procédés et méthodes de réalisation et d'exploitation ainsi que les raisons justifiant le choix de l'option retenue.

Le paragraphe 2 l) du REEIE prévoit que la construction, la reconstruction et l'exploitation subséquente d'une centrale hydroélectrique ou d'une centrale thermique fonctionnant aux combustibles fossiles, d'une puissance supérieure à 5 MW, ou de toute autre centrale destinée à produire l'énergie électrique d'une puissance supérieure à 10 MW ou encore la construction ou l'agrandissement d'une centrale nucléaire sont également assujettis à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement.

Les *Règles de procédure relatives au déroulement des audiences publiques* L.R.Q. c. Q-2, r.19 (« **Règles de procédure** ») prévoient qu'Hydro-Québec est obligée d'expliquer son projet publiquement, que les intervenants, quels qu'ils soient, ont l'occasion de poser toutes les questions pertinentes et peuvent faire connaître verbalement et par écrit leur opinion et leurs suggestions relativement au projet. Le rapport du BAPE est public.

De façon plus spécifique, le processus de consultation publique fonctionne de la manière suivante :

- 1 a) Après la réception de l'étude d'impact sur l'environnement, l'article 31.3 de la LQE  
2 prévoit que le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs la  
3 rend publique et indique à l'initiateur du projet d'entreprendre l'étape d'information et de  
4 consultation publiques à l'égard du projet;
- 5 b) Dès que l'étude d'impact est rendue publique par le ministre, le BAPE doit émettre un  
6 communiqué de presse annonçant l'étape d'information et de consultation publiques;
- 7 c) Dans les 15 jours suivant la réception de ces instructions du ministre, les projets doivent  
8 faire l'objet d'un avis public respectant les prescriptions des articles 7 et 8 du REEIE  
9 dans un quotidien et un hebdomadaire de la région où le projet est susceptible d'être  
10 réalisé ainsi que dans un quotidien de Montréal et de Québec;
- 11 d) Dans les 21 jours suivant la publication de ce premier avis public, l'initiateur du projet  
12 doit également publier un second avis dans un hebdomadaire de la même région;
- 13 e) Le dossier de tout projet soumis à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur  
14 l'environnement doit être mis à la disposition du public aux centres de documentation du  
15 Ministère à Montréal et à Québec et dans un centre de consultation de la région où le  
16 projet est susceptible d'être réalisé et ce, pendant 45 jours suivant la date à laquelle le  
17 ministre a rendu l'étude d'impact publique (ou pendant toute autre période de temps  
18 supplémentaire décrétée par le ministre). Il doit comprendre les informations détaillées à  
19 l'article 12 du REEIE. Si des audiences publiques sont tenues, ce dossier demeurera  
20 disponible pour toute la durée des audiences;
- 21 f) A l'intérieur de ce délai de 45 jours, une personne, un groupe ou une municipalité peut  
22 demander la tenue d'une audience publique relativement au projet en vertu de l'article  
23 31.3 de la LQE. À moins qu'il ne juge la demande frivole, le Ministre requiert le BAPE  
24 de tenir une audience publique et de lui faire rapport de ses constatations (alinéa 31.3(3)  
25 de la LQE;
- 26 g) Lorsque la tenue d'audiences publiques est requise par le ministre, elles doivent faire  
27 l'objet d'un communiqué de presse et d'une annonce sur le site web du BAPE ainsi que  
28 d'un avis dans un quotidien et dans un hebdomadaire de la région où le projet est  
29 susceptible d'être réalisé de même que dans un quotidien de Montréal et de Québec;
- 30 h) Suite à un délai minimum de 5 jours suivant la publication des avis, le BAPE tient la  
31 première partie de l'audience publique conformément aux articles 22 à 26 des Règles de  
32 procédure. Au cours de la première partie de l'audience, l'initiateur du projet résume et  
33 explique les éléments du dossier déposé à l'appui de son projet, notamment l'étude  
34 d'impact. Toute personne peut alors poser toute question pertinente relative au projet;
- 35 i) Suite à un délai minimum de 21 jours suivant la première partie de l'audience, et  
36 conformément aux articles 27 à 29 des Règles de procédure, le BAPE tient la seconde

- 1 partie de l'audience pendant laquelle toute personne qui a déposé un mémoire peut faire  
2 connaître oralement son opinion et ses suggestions sur le projet, l'étude d'impact ou tout  
3 autre document faisant partie du dossier. Les mémoires doivent être déposés au moins  
4 4 jours avant de début de la deuxième partie de l'audience.
- 5 j) Le BAPE doit, à l'intérieur d'un délai de 4 mois suivant la réception du mandat du  
6 ministre, tenir les audiences publiques et soumettre un rapport au ministre.
- 7 Dans la pratique, Hydro-Québec tient régulièrement des consultations préalables avec les  
8 intervenants susceptibles d'être touchés par un de ses projets, avant que le projet ne soit soumis à  
9 l'examen du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement.
- 10 Lorsqu'un projet est réalisé sur un territoire sur lequel les autochtones possèdent des droits, les  
11 peuples autochtones bénéficient de droits particuliers dans le cadre de la procédure d'évaluation  
12 des impacts sur l'environnement.

Hydro-Québec TransÉnergie

Juin 2010

1. The first step in the process of identifying a problem is to recognize that a problem exists. This involves gathering information about the situation and identifying the specific issue that needs to be addressed.



**PROCÉDURE D'EXAMEN DES PLAINTES DES CLIENTS  
D'HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**



## *Procédure d'examen des plaintes des clients d'Hydro-Québec TransÉnergie*

Hydro-Québec  
TransÉnergie met tout en  
œuvre pour satisfaire au  
mieux sa clientèle.

Plus particulièrement,  
votre délégué  
commercial veille à  
établir des conditions  
propices à une bonne  
relation d'affaires entre  
vous et Hydro-Québec  
TransÉnergie

Vous pouvez en tout  
temps discuter avec lui  
de ce qui vous  
préoccupe. Il vous  
proposera les solutions  
les mieux adaptées à  
votre situation.

Malgré tout, il pourrait  
arriver que vous soyez  
insatisfait. Dans ce cas,  
vous pouvez porter  
plainte, conformément à  
la procédure d'examen  
des plaintes approuvées  
par la Régie de l'énergie.

### **Pour obtenir satisfaction**

#### **Soumettre une plainte à la directrice Commercialisation et affaires réglementaires**

Pour toute question non résolue à votre satisfaction  
relativement à l'application d'un tarif ou d'une condition  
de transport d'électricité, vous pouvez adresser une  
plainte à la directrice Commercialisation, à l'adresse  
suivante:

Directrice Commercialisation  
Casier postal 10 000  
Tour de l'Est, 9<sup>e</sup> étage  
Montréal (Québec)  
H5B 1H7

Vous devez préciser dans votre lettre les informations  
nécessaires à la compréhension de votre plainte et la  
solution souhaitée. Votre délégué commercial pourra,  
sur demande, vous aider à formuler votre plainte et  
recueillir vos observations.

La directrice Commercialisation vous transmettra, par  
écrit, la position d'Hydro-Québec TransÉnergie ainsi que  
les motifs qui la justifient, au plus tard dans les 60 jours  
suivant la réception de la plainte écrite. Si vous n'êtes  
pas d'accord avec la décision, vous pourrez alors vous  
adresser à la Régie de l'énergie.

# **Procédure d'examen des plaintes des clients d'Hydro-Québec TransÉnergie**

## **Procédure accélérée suite au rejet d'une demande de service de transport**

Pour toute question urgente relative au rejet d'une demande de service de transport, dont la date prévue de début du service se situe à l'intérieur d'un délai de quatre-vingt-dix (90) jours, le client est invité à contacter le délégué commercial s'il ne l'a pas encore fait.

Si le client a déjà communiqué avec le délégué commercial et qu'aucune entente n'est intervenue, il peut présenter à ce dernier une plainte. Cette plainte doit être déposée par écrit, en précisant les informations nécessaires à la compréhension de sa plainte et en précisant la solution recherchée. Sur demande, le délégué commercial assiste le client dans la formulation de sa plainte.

Le délégué commercial enregistre la plainte et recherche, en concertation avec la directrice Commercialisation, des solutions afin d'en arriver à une entente avec le client. Dans les cinq (5) jours ouvrables suivant la réception de la plainte écrite par Hydro-Québec TransÉnergie, le client reçoit une réponse écrite de la directrice Commercialisation. Cette réponse informe le client de la position retenue, des motifs appuyant cette position et de son droit de recours à la Régie de l'énergie, si le client est en désaccord avec la décision rendue par Hydro-Québec TransÉnergie.

## **Recours à la Régie de l'énergie**

### **Appel à la Régie de l'énergie**

Si votre plainte concerne l'application d'un tarif ou d'une condition de transport d'électricité et que vous n'êtes pas satisfait de la réponse de la directrice Commercialisation, vous disposez de 30 jours suivant la transmission de cette réponse pour soumettre votre plainte à la Régie de l'énergie. Vous devez faire parvenir à la Régie une copie de votre plainte et de la réponse d'Hydro-Québec TransÉnergie ainsi qu'une note précisant les motifs de votre désaccord accompagnées d'un chèque ou mandat-poste de 30\$ à l'ordre de la Régie de l'énergie, à l'adresse suivante:

Le Secrétaire  
Régie de l'énergie  
800, Place Victoria, bureau 255  
C.P. 001  
Montréal (Québec) H4Z 1A2

#### **Montréal**

Tél.: (514) 873-5050  
Sans frais: 1 888-873-2452  
Téléc.: (514) 873-2070

#### **Québec**

Tél.: (418) 646-0970  
Sans frais: 1 888-527-3443  
Téléc.: (418) 646-1021

## **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE, RENCONTRES AVEC LES RÉSEAUX VOISINS**



---

**HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**  
**RENCONTRES AVEC LES RÉSEAUX VOISINS**

---

1 HQT a signé avec les réseaux voisins deux types d'ententes: des conventions de  
2 propriétaires d'actifs et des conventions d'interconnexion. Les parties au premier type  
3 d'ententes sont des transporteurs («Transmission Owners») alors que les parties au  
4 deuxième type d'ententes sont des exploitants de réseau («Reliability Coordinators»).

5 **1. Conventions de propriétaires d'actifs**

6 HQT est partie à des conventions de propriétaires d'actifs avec les entités suivantes:

- 7 (a) Hydro-One Networks (Ontario)
- 8 (b) New York Power Authority (NYPA)
- 9 (c) Velco (Vermont)
- 10 (d) National Grid (Nouvelle-Angleterre)

11 Ces conventions prévoient que les parties formeront un comité des propriétaires  
12 d'actifs et se rencontreront régulièrement. Sauf en ce qui concerne NYPA, ces comités  
13 se rencontrent deux fois par année. L'objet de la convention est :

14 2.1 La présente Convention a pour objet d'assurer la  
15 fiabilité, l'exploitabilité et la Capacité nominale de transfert  
16 des Installations d'interconnexion moyennant l'exploitation,  
17 l'inspection, la maintenance, la planification, le mesurage et la  
18 mise à niveau coordonnés des Installations d'interconnexion  
19 par les Propriétaires d'actifs et leurs Exploitants désignés.

20 La perspective des discussions lors de ces rencontres en est une de propriétaires  
21 d'actifs de transport. Ainsi, les sujets portent sur l'entretien des actifs, sur l'état des  
22 actifs et sur les projets pouvant affecter les interconnexions. Un ordre du jour type se  
23 compose, notamment, des sujets suivants:

- 24 (a) Entretien
- 25 (b) Programmes de retraits et retraits planifiés
- 26 (c) Diagnostic des équipements
- 27 (d) Rapport d'exploitation
- 28 (e) Planification
- 29 (f) Revue documentaire

1     **2. Conventions d'interconnexion**

2     HQT est partie à des conventions d'interconnexion avec:

- 3         (a) Independent Electricity System Operator (IESO, Ontario)
- 4         (b) New York Independent System Operator (NYISO)
- 5         (c) Independent System Operator of New England (ISO-NE, NE)
- 6         (d) New Brunswick System Operator (NBSO)

7     Ces conventions prévoient que les parties formeront un comité d'interconnexion dont  
8     les membres se rencontreront régulièrement. Ces rencontres ont lieu deux fois par  
9     année. L'objet de la convention est :

10                 2.1 La présente Convention a pour objet d'assurer la  
11                 fiabilité et l'exploitabilité des Installations d'interconnexion en  
12                 relation avec les Réseaux interconnectés moyennant une  
13                 programmation coordonnée des Installations d'interconnexion.  
14                 La présente Convention porte également sur la gestion  
15                 comptable et sur les procédures relatives aux Services  
16                 d'urgence et aux Échanges involontaires entre les Réseaux  
17                 interconnectés.

18     Lors de ces rencontres, les parties échangent sur les problèmes qu'elles vivent et  
19     cherchent à solutionner leurs préoccupations et entraves. Les sujets vont porter sur les  
20     problèmes vécus en exploitation de l'interconnexion. Les processus de *checkout*, la  
21     coordination des urgences et la gestion des limites sont des sujets types. Un ordre du  
22     jour type se compose, notamment, des sujets suivants:

- 23         (a) Compte d'énergie involontaire
  - 24                 (i) Bilan
  - 25                 (ii) Revue des processus
- 26         (b) Capacités sur les interconnexions
- 27         (c) Modes d'exploitation
- 28         (d) Problèmes d'exploitation
- 29         (e) Retraits planifiés
- 30         (f) Planification et changements au marché
- 31         (g) Prévisions à la pointe

Hydro-Québec TransÉnergie

Juin 2010



## **CODE DE CONDUITE DU TRANSPORTEUR**





## **CODE DE CONDUITE DU TRANSPORTEUR**

**21 juin 2004**



## Table des matières

|    |                                              |   |
|----|----------------------------------------------|---|
| 1. | Définitions                                  | 1 |
| 2. | Interprétation                               | 2 |
| 3. | Objet                                        | 2 |
| 4. | Règles de conduite                           | 2 |
| 5. | Politique de prix de cession                 | 6 |
| 6. | Responsable de l'application du Code         | 6 |
| 7. | Dispositions particulières                   | 7 |
| 8. | Publication                                  | 7 |
| 9. | Entrée en vigueur                            | 7 |
|    | Annexe 1 : Entités affiliées du Transporteur | 8 |



## 1. DÉFINITIONS

Dans le présent Code de conduite du Transporteur, on entend par :

«activités de marchés de gros» : la vente en vue de la revente ou l'achat en vue de la revente d'énergie électrique à l'exception des contrats d'approvisionnement mis en place par Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité pour satisfaire les besoins québécois;

«client du service de transport» : tout client admissible (ou son agent désigné) qui peut signer ou qui signe une convention de service de transport ou qui peut recevoir un service de transport ou en reçoit un;

«Code de conduite» : le présent Code de conduite du Transporteur;

«entités affiliées du Transporteur» : les entités auxquelles il est fait référence à l'Annexe 1 du présent Code de conduite;

«filiale» : une filiale telle que définie dans la *Loi sur les compagnies* (L.R.Q., c. C-38);

«Loi» : la *Loi sur la Régie de l'énergie* (L.R.Q., c. R-6.01);

«OASIS» : Open Access Same-Time Information System (système d'information et de réservation des capacités de transport), le logiciel basé sur Internet qui est utilisé pour demander, approuver et administrer un service de transport et pour diffuser de l'information sur le réseau de transport;

«Régie» : la Régie de l'énergie;

«Société» : Hydro-Québec;

«Tarifs et conditions» : le texte en vigueur des «*Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec*» tels que fixés ou modifiés, de temps à autre, par la Régie;

«Transporteur» : Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité au sens de la Loi.

## 2. INTERPRÉTATION

- 2.1 Aucune disposition du présent *Code de conduite* ne doit être interprétée comme modifiant les dispositions des *Tarifs et conditions*.

## 3. OBJET

- 3.1 Le présent *Code de conduite* vise à prévenir toute forme de traitement préférentiel par le Transporteur en faveur de ses entités affiliées, en régissant les comportements et les échanges d'employés et d'informations.
- 3.2 Le présent *Code de conduite* vise aussi à prévenir que les activités commerciales des entités affiliées du Transporteur soient financées, en tout ou en partie, par les clients du service de transport, en encadrant les transactions du Transporteur avec ses entités affiliées.

## 4. RÈGLES DE CONDUITE

### Règles générales

- 4.1 Le Transporteur est distinct des autres divisions et unités administratives réalisant les activités corporatives de la Société et ses filiales.
- 4.2 Les bureaux du Transporteur doivent être séparés physiquement de ceux de ses entités affiliées, à l'exception des personnes qui oeuvrent au sein même du Transporteur et dont les activités ne sont pas réglementées en vertu de la Loi.

### Conduite des employés

- 4.3 Les employés du Transporteur doivent travailler indépendamment des employés des entités affiliées du Transporteur qui mènent des activités de marchés de gros.
- 4.4 Aucun employé du Transporteur ne doit permettre qu'un employé d'une entité affiliée du Transporteur qui participe à des activités de marchés de gros :
- i) participe aux opérations liées au réseau de transport ou remplisse des fonctions de fiabilité du réseau de transport; ou
  - ii) ait un accès au centre de conduite du réseau de transport ou à des installations semblables servant aux opérations de transport ou aux fonctions de fiabilité du réseau de transport, qui diffère, de quelque façon que ce soit, de l'accès offert aux autres clients du service de transport.



- 4.5 Les employés du Transporteur peuvent être mutés à des fonctions relatives aux activités de marchés de gros en autant que de telles mutations ne servent pas à contourner le présent *Code de conduite*.

Les employés des entités affiliées du Transporteur qui participent à des activités de marchés de gros peuvent être mutés à des fonctions auprès du Transporteur en autant que de telles mutations ne servent pas à contourner le présent *Code de conduite*.

Les avis de mutation des employés visés par le présent article du *Code de conduite* doivent être promptement affichés sur OASIS pendant au moins 90 jours.

Les renseignements affichés sur OASIS doivent inclure le nom de l'employé muté, les titres respectifs des fonctions exercées avant et après la mutation et la date d'entrée en vigueur de la mutation.

- 4.6 Aucun employé du Transporteur ne doit divulguer à un employé d'une entité affiliée du Transporteur qui participe à des activités de marchés de gros, des renseignements lui accordant un traitement préférentiel concernant le réseau de transport du Transporteur ou d'une autre entité non affiliée du Transporteur par le biais de communications non publiques menées en dehors d'OASIS, par l'accès à des renseignements qui ne sont pas affichés sur OASIS et qui ne sont pas en même temps disponibles pour le grand public sans restriction.

- 4.7 Si un employé du Transporteur révèle des renseignements qui ne sont pas affichés sur OASIS d'une façon contraire aux exigences du présent *Code de conduite*, le Transporteur doit immédiatement afficher ces renseignements sur OASIS.

- 4.8 Le Transporteur ne peut partager, directement ou indirectement, des renseignements commerciaux obtenus auprès de clients actuels ou éventuels du service de transport ou élaborés dans le cadre d'une réponse à une demande de service de transport ou d'un service complémentaire sur OASIS, avec les employés des entités affiliées du Transporteur qui participent à des activités de marchés de gros, sauf dans la mesure limitée où l'information doit être affichée sur OASIS en réponse à une demande de service de transport ou d'un service complémentaire.

- 4.9 Ni le Transporteur ni aucun de ses employés ne doivent utiliser un quelconque intermédiaire en vue de divulguer ou partager des renseignements expressément prohibés aux articles 4.6 et 4.8 du présent *Code de conduite*, avec les employés des entités affiliées du Transporteur qui participent à des activités de marchés de gros.

- 4.10 Aucun employé du Transporteur ne doit faire de déclaration laissant entendre qu'un client actuel ou éventuel recevra un traitement préférentiel parce qu'il fait affaires avec une entité affiliée du Transporteur.

#### **Données comptables**

- 4.11 Le Transporteur doit tenir des registres comptables distincts de ceux des entités affiliées du Transporteur, à l'exception des services au sein même du Transporteur réalisant des activités non réglementées en vertu de la Loi.
- 4.12 Le système d'information comptable utilisé par le Transporteur doit lui permettre d'identifier de façon spécifique les données comptables relatives aux transactions que le Transporteur réalise avec ses entités affiliées, autant à titre de client qu'à celui de fournisseur.
- 4.13 Lorsque requis pour l'évaluation de certaines transactions où il agit comme client, le Transporteur s'engage à prendre les mesures nécessaires pour obtenir de l'entité affiliée du Transporteur qui agit comme fournisseur la justification des coûts qu'elle utilise lors de ces transactions.
- 4.14 Lorsque nécessaire, le Transporteur doit fournir à l'entité affiliée du Transporteur le taux du coût du capital à utiliser pour l'établissement du coût complet.
- 4.15 Pour toute transaction ou ensemble de transactions liées au cours d'une même année entre le Transporteur et une de ses entités affiliées pour un montant de 1 000 000 \$ ou plus, le Transporteur doit constituer, conserver et, sur demande, mettre à la disposition de la Régie des registres distincts établissant l'identité de l'entité affiliée du Transporteur avec laquelle il a transigé, la description des biens ou des services faisant l'objet de la transaction ou de l'ensemble des transactions liées et la méthode d'établissement du coût.

#### **Formation et information**

- 4.16 Le Transporteur doit fournir à ses employés des séances d'information ou du matériel d'information de façon à ce que les personnes concernées soient continuellement au fait des règles du *Code de conduite* et de leur évolution.
- 4.17 Le Transporteur doit également informer les entités affiliées du Transporteur avec qui il fait affaires des règles du *Code de conduite* et de leur évolution.

### **Application des *Tarifs et Conditions***

- 4.18 Les services de transport fournis par le Transporteur à ses entités affiliées doivent être conformes aux *Tarifs et conditions*.

Les demandes de service de transport adressées au Transporteur par ses entités affiliées doivent être traitées de la même manière que les demandes formulées par un client du service de transport non affilié.

Les *Tarifs et conditions* doivent être appliqués aux entités affiliées du Transporteur de la même manière qu'aux clients du service de transport non affiliés.

### **Transactions avec des entités affiliées du Transporteur**

- 4.19 Les actifs, les biens et les services, liés ou non à l'électricité, cédés ou fournis par le Transporteur à ses entités affiliées, doivent l'être conformément à la politique de prix de cession reconnue par la Régie et décrite à la section 5 du présent *Code de conduite*.

Lorsque des employés du Transporteur sont détachés auprès d'entités affiliées du Transporteur pendant certaines périodes, le coût de leurs services doit lui être remboursé conformément à la politique de prix de cession reconnue par la Régie et décrite à la section 5 du présent *Code de conduite*.

- 4.20 Les actifs, les biens et les services, liés ou non à l'électricité, qui sont acquis par le Transporteur auprès d'entités affiliées du Transporteur doivent l'être conformément à la politique de prix de cession reconnue par la Régie et décrite à la section 5 du présent *Code de conduite*.

Lorsque des employés des entités affiliées du Transporteur sont détachés auprès de celui-ci pendant certaines périodes, le coût de leurs services pour le Transporteur doit être conforme à la politique de prix de cession reconnue par la Régie et décrite à la section 5 du présent *Code de conduite*.

## 5. POLITIQUE DE PRIX DE CESSION

- 5.1 Les prix de cession utilisés lors de transactions impliquant le Transporteur et ses entités affiliées doivent correspondre au coût complet des biens ou services offerts, incluant un rendement sur les actifs utilisés pour fournir ces biens ou ces services en utilisant le taux du coût du capital alors en vigueur pour établir le rendement de la base de tarification du Transporteur.

S'il n'est pas possible de connaître avec précision le coût complet d'un bien ou d'un service fourni par une entité affiliée, le Transporteur doit préparer une estimation de ce coût complet, incluant une justification des hypothèses qu'il aura alors retenues.

- 5.2 Quant aux cessions d'actifs entre le Transporteur et ses entités affiliées et, dans le cas d'une filiale, s'il s'agit d'une filiale à 100 %, le prix de cession doit correspondre au coût comptable de ces actifs. Quand il y a présence de tiers, la cession s'effectue à un prix négocié.
- 5.3 Le Transporteur doit soumettre à la Régie, pour autorisation préalable, toute exception aux exigences des articles 5.1 et 5.2 et préciser en quoi elle est nécessaire et justifiée.

## 6. RESPONSABLE DE L'APPLICATION DU CODE

- 6.1 Le directeur Commercialisation du Transporteur est responsable de l'application des règles énoncées dans le présent *Code de conduite*.

Il peut édicter des règles de gestion interne auprès des gestionnaires du Transporteur, que ceux-ci doivent appliquer et sur lesquelles ils doivent rendre des comptes.

- 6.2 Le directeur Commercialisation du Transporteur est responsable d'organiser et d'assurer le suivi des processus d'information et de formation continue auprès des employés du Transporteur et d'effectuer les liens nécessaires à cette fin avec les responsables des entités affiliées du Transporteur.
- 6.3 Le directeur Commercialisation du Transporteur est désigné pour recevoir toute plainte d'un consommateur, directement ou par l'intermédiaire d'un employé du Transporteur ou d'une entité affiliée du Transporteur, et doit traiter la plainte conformément à la procédure de plainte approuvée par la Régie en vertu du chapitre VII de la Loi.

- 6.4 Le directeur Commercialisation du Transporteur doit présenter annuellement à son président un rapport sur l'application du *Code de conduite*, accompagné d'une attestation de conformité de son Contrôleur.

Ce rapport annuel sur l'application du *Code de conduite* doit être déposé auprès de la Régie.

## 7. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES

- 7.1 Malgré toute mention contraire dans le présent *Code de conduite*, en cas d'urgence affectant la fiabilité du réseau de transport, le Transporteur peut prendre toutes les mesures nécessaires pour que le réseau continue de fonctionner.

Le Transporteur doit afficher sur OASIS tout cas d'urgence qui a entraîné une dérogation au présent *Code de conduite* dans les 24 heures de cette dérogation.

## 8. PUBLICATION

Le *Code de conduite* doit être affiché en permanence sur :

- le site intranet du Transporteur;
- le site Internet du Transporteur;
- OASIS.

## 9. ENTRÉE EN VIGUEUR

Le présent *Code de conduite* entre en vigueur le 21 juin 2004.

## ANNEXE 1: ENTITÉS AFFILIÉES DU TRANSPORTEUR

Les entités suivantes sont considérées affiliées du Transporteur pour les fins de l'application du présent *Code de conduite* :

- Les autres divisions d'Hydro-Québec;
- Les unités administratives réalisant les activités corporatives d'Hydro-Québec;
- Les personnes qui oeuvrent au sein du Transporteur et dont les activités ne sont pas réglementées en vertu de la Loi;
- Les filiales de premier rang d'Hydro-Québec;
- Les filiales de second rang d'Hydro-Québec et leurs filiales;
- Les sociétés en commandite et coentreprises sous le contrôle effectif d'Hydro-Québec.

**PROCEDURES FOR SYSTEM MODELING:  
DATA REQUIREMENTS &  
FACILITY RATINGS, NPCC**







NORTHEAST POWER COORDINATING COUNCIL, INC.  
1515 BROADWAY, NEW YORK, NY 10036-8901 TELEPHONE: (212) 840-1070 FAX: (212) 302-2782

**Procedures for  
System Modeling:  
Data Requirements & Facility Ratings**

Prepared by the SS-37 Working Group on Base Case Development for the Task Force  
on System Studies.

May 21, 2001  
March, 2007



## 1.0 Introduction

Actual and forecast data of all the components including load are required to analyze study and plan the interconnected electric system. The detailed data of system components will be maintained and updated by the purchasers, sellers, marketers, and load-serving entities and provided to NPCC accurately and timely as needed for system analysis and distribution. This data may be required on an aggregated independent system operator, power pool, individual system, or on a dispersed substation basis for system modeling and reliability analysis.

Complete, accurate, and timely data is needed for system analyses to ensure the adequacy and security of the interconnected transmission systems, to meet projected customer demands, and to determine the need for system enhancements or reinforcements. The SS-37 Working Group, as directed by Task Force on System Studies, will collect data and develop a library of base case models for each year. The typical schedule along with roles and responsibilities of each SS-37 member is as per Table 1 in Appendix A.

System analyses include steady-state, transient, and dynamic simulations of the electrical networks. Data requirements for such simulations include information on system components, system configuration, customer demands, and electric power transactions.

Knowledge of facility ratings is essential for the reliable planning and operation of the inter-connected transmission systems. Such ratings determine the acceptable electrical duties on equipment, before, during, and after system contingencies.

### 1.1 Applicable NERC Reliability Standards

The NERC Compliance Program includes the following standards, which apply to the Regional Reliability Organizations for which NERC has compliance assessment responsibility.

- |         |                                           |
|---------|-------------------------------------------|
| MOD-014 | Development of Steady-State System Models |
| MOD-015 | Development of Dynamics System Models     |

This plan applies to those Regions in the Eastern Interconnection that have chosen to utilize the MMWG (Multiregional Modeling Working Group) to meet these requirements.

## 2.0 System Modeling

The NERC Reliability Standards, MOD-014 and MOD-015, state the following purposes.

### **MOD-014**

To establish consistent data requirements, reporting procedures, and steady state system models to be used in the analysis of the reliability of the interconnected transmission systems.

### **MOD-015**

To establish consistent data requirements, reporting procedures, and dynamics system models to be used in the analysis of the reliability of the interconnected transmission systems.

The NPCC Base Case Development (BCD) Working Group (SS-37) will develop a library of base case load flow and dynamic models each year for internal use by NPCC, its members, and NERCMMWG. The NPCC Task Force on System Studies (TFSS), to meet the needs of the members and other groups will establish the individual cases, which collectively comprise the library, each year. This annual development of base cases will serve as the main vehicle by which system data is collected and disseminated for internal use by NPCC and its members. It is expected that the system(s) conducting a study may find it necessary to expand and/or update the representation of system conditions and facilities in the area of particular concern.<sup>1</sup>

The NERC MMWG maintains a system dynamics database. NPCC will ensure that the MMWG database is updated annually such that the load flow cases and the dynamics data submitted to MMWG are compatible.

The system modeling in the BCD load flow cases is intended to be such that realistic events and conditions can be simulated using analytical software which NPCC has adopted as its current standard. While the data from these cases may be used by other software programs, no attempt is made by NPCC to ensure that the system modeling provided in these cases is such that commercially available software, other than its current standard, will realistically simulate system events.

Short circuit analysis is generally not required for interregional reliability studies. Therefore NPCC will not collect, maintain, or distribute, short-circuit data cases to its members or to NERC. Short circuit analysis studies are normally carried out on an Area or individual company basis. This procedure stipulates that facility owners must maintain short-circuit data and Areas and Companies shall maintain short-circuit models. The data and models should be provided to members on request. The interchange of short circuit data is currently required by NPCC procedures to permit modeling of neighboring systems<sup>2</sup>. NPCC will maintain a list of contacts from who short-circuit equivalents may be obtained for Area and/or Company systems. SS-37 will be responsible for maintaining this list.

## **2.1 Base Case Development Data Requirements**

Load flow and dynamics data shall be submitted to NPCC annually by Areas and Companies to facilitate base case development. Generation and Transmission Facility Owners will be responsible to provide data for the Base Case Development (BCD). Submissions for this purpose shall be consistent with the modeling guidelines provided in the MMWG Procedural Manual notwithstanding the following:

- 2.1.1 The ratings of all static equipment must be consistent with the documentation available from facility owners as required by the NERC Planning Standard FAC-008 and in accordance with the procedures herein. The ratings included in each specific case shall be appropriate to the case (summer, winter, etc.).
- 2.1.2 The load flow cases provided by the Areas must have system loads and dispatches appropriate to the specific case (summer, winter etc) as defined in the MMWG Procedural Manual. The load and dispatch conditions will be the Areas best available forecast of expected conditions. Areas on each side of a tieline will agree transfers between those Areas, on a case-by-case basis.
- 2.1.3 Each Area, for the purpose of preparing load flow cases for stability analysis, will provide appropriate files with the cases submitted to facilitate conversion of loads and generators and the netting of generators with load as required for transient stability studies. The files are to be based on the areas best available data concerning load characteristics and will be reviewed and updated

every three years as part of the triennial review process

- 2.1.4 The ratings of generation equipment must be consistent in all submissions from case to case. Only the real and reactive power set points, voltage set points, and station service loads should change unless physical re-rating of the equipment is anticipated.
- 2.1.5 The modeling of generators, plants and generator step-up transformers (GSU) must be consistent from case to case. This applies to the unit ratings, the representation of GSU, Pmax, Pmin, and the dynamics modeling.
- 2.1.6 Representation Of Units and Plants – Units at a particular bus may be lumped together and represented as one unit when they have the same electrical and control characteristics. Units that are lumped together should be rated less than 50 MVA each and the units lumped together at any location should have a combined rating of not more than 300 MVA. Units or plants rated less than 20 MVA may be netted with loads. The netting or lumping of units and plants in excess of the guidelines above is acceptable only when such representations are deemed acceptable for systems studies in the judgment of the Areas affected.
- 2.1.7 Generator step-up transformers should be represented explicitly as transformers. Correct impedance data, derived from test data, should be used for GSU impedance. Data for generator step-up transformers should include effective tap ratios and per unit impedance.
- 2.1.8 The representation of AC transmission lines and circuits (overhead and underground) should include nominal voltage, line charging, line shunt equipment, and ratings consistent with procedures and appropriate to the case.
- 2.1.9 Transformers shall be modeled in accordance with the application guide of the software program, adopted as NPCC's current standard, and the best available equipment data. Regulated bus and voltage set points shall be included where

the devices are operated in automatic mode. Tap changer tables should be included only where they are judged necessary for the studies for which the base cases may be used.

- 2.1.10 Units not dispatched must be modeled with a status of "0", or off-line, in the power flow model.
- 2.1.11 The modeling and ratings of tie lines provided should be agreed to by all of the owners of the facilities.
- 2.1.12 Each year, for the purpose of base case development, each Area will submit loadflow cases to NPCC in a standard format as agreed upon by the working group. One file shall be provided for each BCD case under development. The provider of such data will ensure that the representation of generators and the generator bus names are consistent with the previous years BCD cases. Any changes from the previous year should be noted in a "readme" file provided by the provider.
- 2.1.13 Each year, for the purpose of base case development, each Area will submit dynamics data to NPCC in the form as agreed upon by the working group. This data will include all appropriate files for dynamic simulation. Instructions should be also provided in the form of a "read-me" file to guide the user in creating dynamics cases from these files and merging the data with that from other areas. Each Area will also provide dynamics data updates, in the form of updates that facilitate updating the dynamics case such that it is made compatible with the remaining BCD cases in the set.
- 2.1.14 Each Area, after NPCC has merged the loadflow and dynamics data into preliminary BCD cases, will review the BCD loadflow cases for correctness and test the dynamics data by simulating limiting events within their system.

## **2.2 Data Requirements of Facility Owners**

Generation and Transmission Facility Owners must develop, and maintain data for their facilities suitable for load flow and dynamics modeling and analysis as required by the NPCC Working Groups. Facilities owners must also develop and maintain short-circuit data. Facility owners must provide this data, in a suitable format, on request. Data provided by facility owners must comply with the NERC MMWG Procedural Manual and the procedures herein.

Some typical data required for load flow and dynamics modeling to conduct studies and analysis are as follows:

Generation Facility Owners:

- 2.2.1 Bus (substation and switching station): names, nominal voltage, and location.
- 2.2.2 Generating Units (including synchronous condensers, pumped storage, etc.): location, minimum and maximum ratings (gross real and reactive power), regulated bus and voltage set point, maintenance requirements as appropriate to the analysis, station service and auxiliary loads, and dynamics data.
- 2.2.3 Transformer (voltage and phase-shifting): nominal voltages of windings, impedance, tap ratios (voltage and/or phase angle or tap step size), regulated bus and voltage set point, normal and emergency ratings, and maintenance requirements as appropriate to the analysis.
- 2.2.4 Detailed unit-specific dynamics data for generators, excitation systems, voltage regulators, turbine-governor systems, power system stabilizers, relays and protection equipment (out of step, over-speed, etc), and other associated generation equipment. This includes complete and accurate models of controls suitable for integration with the analytical software. In no case shall other than unit-specific data be used for generator units installed after 1990.
- 2.2.5 Typical manufacturer's dynamics data, based on units of similar design and characteristics, may be used when unit-specific dynamics data cannot be obtained.
- 2.2.6 Positive, negative, zero sequence and mutual impedance.

Transmission Facility Owners:

- 2.2.7 Bus (substation and switching station): names, nominal voltage, and location.
- 2.2.8 AC Transmission Line or Circuit (overhead and underground): nominal voltage, impedance, line charging, nominal and emergency ratings based on the most limiting element in the



circuit, maintenance requirements as appropriate to the analysis, and metering locations.

- 2.2.9 Transformer (voltage and phase-shifting): nominal voltages of windings, impedance, tap ratios (voltage and/or phase angle or tap step size), regulated bus and voltage set point, normal and emergency ratings, and maintenance requirements as appropriate to the analysis.
- 2.2.10 Reactive Compensation (shunt and series capacitors and reactors): nominal ratings, impedance, percent compensation, connection point, and controller device.
- 2.2.11 Detailed dynamics data for all other facilities of significance and pertinent to dynamic simulations such as static-var compensators, Facts devices, Phase Angle Regulators, synchronous motors, HVdc facilities, relays, loads etc. Data must include complete and accurate control models suitable for integration.
- 2.2.12 Models of protective relay characteristics on all major interfaces and available on request for all transmission facilities.
- 2.2.13 Positive, negative, zero sequence and mutual impedance.

### 2.3 Data Requirements of Load-Serving Entities, Purchasers/Sellers/Marketers

Load-serving entities shall provide actual and forecast demands for their respective customers for steady state and dynamics system modeling in a timely manner.

Purchasers, sellers, marketers, and load-serving entities shall provide their existing and future contracted firm (non-recallable reserved) capacity transactions (including sources, sinks, amounts, duration, associated transmission, etc.) for steady-state and dynamics system modeling in a timely manner.

### 3.0 Facilities Ratings

The NERC Reliability Standard, FAC-008, Facility Ratings Methodology, states the following purpose.

To ensure that Facility Ratings used in the reliable planning and operation of the Bulk Electric System (BES) are determined based on an

established methodology or methodologies.

Compliance with the above standard is provided for by the following procedure:

- 3.1 Facility owners shall document the methodology for determining facility ratings, including delineation and justification of assumptions, standards, and practices used in establishing the ratings. The documentation must state the ratings and their basis applicable to each of the six base case model types (summer peak, winter peak etc) as defined in the MMWG Procedural Manual.<sup>3</sup> This document must be maintained and provided to NPCC on request.
- 3.2 Facility owners shall provide facility ratings (applicable normal and emergency) for all facilities required for system modeling (as defined in this Procedure) to NPCC appropriate for base case development as requested in a timely fashion. The requirement to submit data to NERC is being fulfilled through the NPCC base case development effort.
- 3.3 The rating of a system facility (e.g., transmission line, transformer, etc.) shall not exceed the rating of the most limiting series element in the circuit or path of the facility, including terminal connections and associated equipment.
- 3.4 In cases where protection systems and control settings constitute a loading limit on a facility, this limit shall become the rating for that facility.
- 3.5 Ratings of jointly owned facilities shall be coordinated and provided on a consistent basis. The ratings submitted shall be agreed to through the consensus of the facility owners.
- 3.6 Facility ratings should be based on or adhere to applicable national electrical codes and electric industry rating practices consistent with good engineering practice.

---

Prepared by: The SS-37 Working Group on Base Case Development for the Task  
Force on System Studies

References:

<sup>2</sup> NPCC Reference Manual, Document A-5, "Bulk Power System Protection Criteria", Section 2.4.8, Draft of Document A-5 dated January 27, 1998.

<sup>3</sup> NERC MMWG Procedural Manual, Revision No. 21, April 27, 2005, Appendix V: "Power Flow Modeling Guideline".

<sup>4</sup> NERC MMWG Procedural Manual, Revision No. 21, April 27, 2006, Appendix II: "Dynamics Data Submittal Requirements and Guidelines".

<sup>6</sup> Applicable NERC Reliability Standards

FAC-008, Facility Ratings Methodology  
MOD-014, Development of Steady-State System Models  
MOD-015, Development of Dynamics System Models

## **APPENDIX A**

**TABLE – 1**  
**SCHEDULE & RESPONSIBILITIES**

Each year the SS-37 Working Group, as directed by the TFSS, will develop a library of base cases for the following year. MMWG Base Cases will be derived from this set as judged appropriate. A written description of the cases and procedures used to derive the MMWG Bases Cases from the BCD cases will be provided with the Base Case library by SS-37. The schedule and responsibilities necessary to achieve this are as follows:

| <b><u>TASK</u></b>                                                                            | <b><u>DEADLINE</u></b>                     | <b><u>RESPONSIBILITY</u></b>    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------|---------------------------------|
| Establish and release BCD/MMWG List of Cases                                                  | March                                      | TFSS                            |
| Assign tasks to each SS-37 member to participate in the development and testing of base cases | SS-37 Meeting<br>April                     | All                             |
| Establish and release Interchange Schedule & Tie Line Summary                                 | May                                        | SS-37, Each area Rep.           |
| Areas submit near term base case data files to NPCC.                                          | June                                       | Each Area Rep.                  |
| Areas submit long term base case data files to NPCC                                           | July                                       | Each Area Rep                   |
| NPCC provide "BCD-Trial 1" cases to Areas                                                     | One week after<br>submittals from<br>Areas | NPCC, SS-37                     |
| Specify necessary revisions to be made to "BCD-Trial 1" cases.                                | One week after<br>"BCD-Trial 1"            | NPCC, Each Area Rep.            |
| Update Dynamics Data and test BCD cases with and without faults                               | August                                     | NPCC, Each Area Rep as assigned |
| Release BCD Library for subsequent year                                                       | December 31 <sup>st</sup>                  | NPCC, SS-37                     |
| Submit data to MMWG as per their schedule                                                     | Presently<br>starting June-<br>December    | NPCC                            |



**HQT POINT**





## "HQT" Point

### "HQT" Point basics

TransÉnergie uses the "HQT" point as a representation of its system as a whole, excluding the other OASIS reception and delivery points. Such a representation optimizes the offering of transmission services. This representation is particular to TransÉnergie as it is made possible through some physical and commercial aspects unique to Québec.

TransÉnergie's network is strongly "radial". It is based on long high voltage lines connecting large remote hydro production centers to a major load center located in the southern part of Québec, mainly in the Montréal region. It is also electrically isolated from the neighbouring systems as it is not synchronised with them. It is interconnected to its neighbours through controllable ties (DC links, radial interties). Providing for the local load therefore relies on the continuous possibility to transfer remote generation without being able to rely on instant support from neighbouring systems. As a consequence, TransÉnergie's network has been developed to avoid congestion on the main system in order to be able to provide reliable service to the Québec local load at all times using generation sources situated on its system. The lack of free flowing ties with neighbouring systems means that TransÉnergie's network is not affected by loop flows, therefore is not subject congestion that could result from activities on other systems, a common problem on interconnected systems. Such an absence of congestion makes possible modeling of the main TransÉnergie system by a single point.

The Québec local load's main source of electricity is provided through the Patrimonial Decree (1277-2201 du 24 octobre 2001 concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale). Hydro-Québec Production is the sole producer of this very large quantity of electricity for Hydro-Québec Distribution which provides for most of the Québec load. Moreover, Section 49 of the "Loi sur la Régie de l'énergie" specifies in paragraph 11 that "uniform rates throughout the territory served by the electric power transmission system" must be maintained. Those characteristics, particular to the Québec wholesale market, make its representation as a single point possible.

The "HQT" point can therefore represent both TransÉnergie's main system and the Québec wholesale market. It optimizes the offer of transmission service, for the local load as much as for point-to-point services, as capacity calculations need only be performed for the interties with neighbouring networks. Hence, Wheel-through transactions can be identified by linking two interties through point "HQT", exports can be identified by linking point "HQT" to an intertie and imports can be identified by linking an intertie to point "HQT".

### Use of point "HQT" for Wheel-through transactions

Wheel-through transactions are represented on OASIS by a link between the intertie identification points established through the use of point "HQT". A Wheel-through transactions to deliver a specific power quantity to a neighbouring system is therefore represented by a reception identified as "XXXX-HQT" for the specified power quantity plus electrical losses related to a delivery of the specified power quantity identified as "HQT-YYYY".

The generation source and the load served being outside of point "HQT", TransÉnergie does not require their localization.

Use of point "HQT" for Wheel Out transactions

Exports are represented by a "HQT-YYYY" relation.

Since the generation source is inside TransÉnergie's system represented by point "HQT", TransÉnergie requires its localization in order to proceed with the studies required to provide the requested transmission service.

Use of point "HQT" for Wheel In transactions

Imports are represented by a "XXXX-HQT" relation.

Since the load served is inside TransÉnergie's system represented by point "HQT", TransÉnergie requires its localization in order to proceed with the studies required to provide the requested transmission service.

Use of point "HQT" for generation interconnection directly to TransÉnergie's network

In order to keep its main system congestion free, TransÉnergie studies generation interconnections "to point HQT" by simulating the associated generation delivery through a proportional increase of the Québec local load by the same generation amount on the whole network.

Hydro-Québec TransÉnergie  
December 2008

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

1 **CONTRE-EXPERTISE DE JUDAH ROSE**

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

4 **Préambule :**

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

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

10 (Our underlining)

11 **Demandes :**

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

14 **R1.1**

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

18 **R1.1R**

19 Yes.

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

21 **R1.2**

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

25 **R1.2R**

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

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

32 **R1.3**

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

1 R1.3R

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

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

8 **Préambule :**

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

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

14 **Demandes :**

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

17 **R2.1**

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

21 R2.1R

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

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

26 **R2.2**

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

30 R2.2R

31 I refer to my response to question 1.3, above.

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

4 **Préambule :**

5 i) « Q. PLEASE SUMMARIZE YOUR TESTIMONY.

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

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

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

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

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

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

38 (Our underlining)

39 **Demandes :**

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

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

3 **R3.1**

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

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

11 **R3.2**

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

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

17 **R3.3**

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

21 **R3.3R**

22 I refer to the British Columbia Transmission Corporation's (BCTC)  
23 planning process with an Attachment K. The process is described in the  
24 BCTC Application to Amend the Open Access Transmission Tariff (OATT)  
25 submitted to the British Columbia Utilities Commission on  
26 November 21, 2008, available at :  
27 [http://transmission.bchydro.com/regulatory\\_filings/tariff/tariff\\_applications](http://transmission.bchydro.com/regulatory_filings/tariff/tariff_applications_filings/current_tariff/Application+to+Amend+the+Open+Access+Transmission+Tariff+%28OATT%29.htm)  
28 [filings/current\\_tariff/Application+to+Amend+the+Open+Access+Transmi](http://transmission.bchydro.com/regulatory_filings/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 20<sup>th</sup> 2009, Powerex, an affiliate of BCTC, filed a Notice of  
31 Change in Status to FERC. The filing notified FERC that BCTC applied to  
32 BCUC to amend its OATT and the amendments were approved by  
33 BCUC. In response, FERC accepted this status change (FERC docket  
34 no. ER01-48). I am not aware of any Attachment K filings to FERC by  
35 Canadian utilities seeking FERC approval of its Attachment K.  
36 Consequently, Exhibit JLR-4 does not need to be updated.

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

4 **R3.19**

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

8 4. **Références :** i) Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 6 ligne 22 à page  
9 7, ligne 5 :

10 ii) Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 20, ligne 21 à  
11 page 21, ligne 2 :

12 iii) Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 22, lignes 16 à  
13 21 :

14 iv) Pièce B-110, HQT-12, Document 1, page 23, lignes 4 à 14 :

15 **Préambule :**

16 i) « The testimonies of Dr. Sinclair, Mr. Marshall, and Mr. Raphals address  
17 in part the motivation of FERC to require new transmission planning  
18 rules. Their testimony is inadequate or incorrect in describing the U.S.  
19 transmission problems that motivated FERC's Attachment K  
20 requirements. These witnesses disagree with TransÉnergie's view that  
21 U.S. transmission problems were the main motivation for Attachment K.  
22 I believe transmission problems were the main motivation and there is  
23 ample evidence to support this conclusion. This can be important in  
24 considering TransÉnergie's specific transmission planning approach. »

25 ii) « As discussed in the next section, it is not misleading to believe that the  
26 lack of infrastructure investment and the need to solve problems on the  
27 grid were the primary, though not exclusive aim of the reform of the  
28 transmission planning process. Indeed, there is ample evidence  
29 supporting this conclusion. »

30 iii) Q. WHAT IS YOUR RESPONSE?

31 A. My response to Mr. Raphals is similar to my response to Dr. Sinclair  
32 in that I disagree with the view that acute problems in the U.S.  
33 transmission system, including congestion, were not the main  
34 motivating factors; they were in my opinion. There is certainly ample  
35 evidence they were the main factors as discussed in the next  
36 section.

37 iv) «Q. WHY DID FERC BELIEVE THERE TO BE A NEED FOR  
38 ATTACHMENT K IN THE U.S.?

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

11 (Our underlining)

12 **Demandes :**

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

17 **R4.1**

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

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

27 **R4.2**

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

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

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

**R4.3**

I refer to my response to question 4.1, above.

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

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

**Préambule :**

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

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

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

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

In FERC Order 890 pg. 238, it states:

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

**Demande :**

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

**R5.1**

I refer to my response to question 4.1, above.

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

**Préambule :**

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

3 **Demande :**

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

7 **R6.1**

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

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

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

13 **Préambule :**

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

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

22 (Our underlining)

23 **Demande :**

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

26 **R7.1**

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

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

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

32 **Préambule :**

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

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

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

- 8 • **Coordination** – TPs must meet with all of their transmission  
9 customers and interconnection neighbors in the course of  
10 developing their transmission plans.
- 11 • **Openness** – Meetings must be open to all affected parties  
12 including customers, state authorities and other stakeholders.  
13 The notice procedures and anticipated frequency of meetings  
14 should be identified.

15 [...] »

16 **Demandes :**

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

19 **R8.1**

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

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

36 **R8.2**

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



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

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

11 **R8.3**  
12 I refer to my Response to questions 6.5 and 6.6 of RNCREQ and UC  
13 ("July 13, 2010 Response"), at paragraph 89(a) and 89 (b) for a detailed  
14 analysis.

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

23 **R8.4**  
24 For a more detailed analysis, I refer to my July 13, 2010 Response, at  
25 paragraph 89(a).

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

30 **R8.5**  
31 As mentioned in my July 3<sup>rd</sup>, 2009 Testimony, as well as in my July 13,  
32 2010 Response, the reasons for which FERC believed there was a need  
33 for Attachment K do not exist for TransÉnergie, and the Régie simply  
34 does not have to intervene in order to fix U.S. problems. TransÉnergie is  
35 offering open, transparent and coordinated transmission planning and it  
36 needs not modify its existing planning process in order to offer open and  
37 comparable access to its transmission system. I also refer to my July  
38 13, 2010 Response, at paragraph 89(b).

**R8.5R**

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

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

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

**R8.6**

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

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

**R8.7**

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

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

**R8.8**

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

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

**Préambule :**

« Q. HOW RECENT IS ATTACHMENT K?

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

**Demande :**

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

**R9.1**

The document referenced in note 12 can be found at the following link: <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 R10.2 below.

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)

8 Demandes :

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

11 **R10.1**

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

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

16 **R10.2**

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

19 1. PJM: [http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2008/051508/E-](http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2008/051508/E-1.pdf)  
20 [1.pdf](http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2008/051508/E-1.pdf)

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

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. Raphaels' 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. Raphaels' testimony on which  
26 you were asked to comment.

27 **R12.1**

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

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

2 **Préambule :**

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

5 **Demande :**

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

7 **R13.1**

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

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

16 **Préambule :**

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

18 **Demande :**

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

20 **R14.1**

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

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

25 **Préambule :**

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

28 **Demandes :**

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

1 **R15.1**

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

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

9 **R15.2**

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

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

14 15.3 You state at page 48 of your testimony that there are "major differences  
15 between the situation of U.S. utilities and 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.



**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 3  
DU REGROUPEMENT NATIONAL DES CONSEILS RÉGIONAUX  
DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC  
(« RNCREQ »)  
ET DE L'UNION DES CONSOMMATEURS (« UC »)**

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-28 | Doc. 1

- 1 Citation 5 (Attachment 2, HQT OATT Original Sheet 205, Attachment C-1,  
2 s. 3.a iv))

Concurrent paths:

Certain portions of the Transmission Provider's system may supply more than one interconnection. Transfer capacity over such portions of the system may be less than the sum of the individual transfer capabilities of all interconnections supplied. ATC calculations factor in existing transmission commitments over such concurrent paths.

3 **Preamble:**

- 4 According to Citation 5, transfer capacity over portions of the HQT system which  
5 supply more than one interconnection or intertie ("concurrent paths") may be less  
6 than the sum of the transfer capacity of these interconnections. The question  
7 concerns a hypothetical situation where transmission clients have simultaneously  
8 reserved the full transfer capacity over two such interconnections.

- 9 **26.1** In the hypothetical situation described in the preamble, could the conditions  
10 on the concurrent path be described as congestion? If not, please explain  
11 the distinction between the two concepts.

12 **R26.1**

- 13 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande ne porte pas sur la  
14 preuve amendée ou sur le contenu du rapport de l'expert mandaté par le  
15 Transporteur. De plus, la demande n'est pas pertinente à l'instance.  
16 Enfin, la demande n'est pas de la nature d'une demande  
17 de renseignements.

18 R26.1R

- 19 Transmission system congestion arises when the transmission system  
20 operator must dispatch generation units out of so-called 'merit order', i.e.  
21 a higher cost generator is chosen to generate over a lower cost generator,  
22 and this results in differences in the costs of providing power at different  
23 locations on the transmission system. In the majority of transmission  
24 systems where thermal generation dominates, merit order dispatch is  
25 determined by the cost of fuel, with the lowest fuel cost units dispatched  
26 first, and so on. The generation on the HQT system comes from dams  
27 whose fuel costs are zero. Thus, the congestion costs which arise for  
28 other TSOs do not occur for the HQT system. If the constraints described  
29 in the preamble are from constraints on another transmission system for  
30 wheeling power out of HQT and into this transmission system, then they

1           could be described as congestion on the other transmission system,  
2           although not if the flow is in the opposite direction. For additional  
3           information on the absence of congestion on the HQT system, I refer to  
4           exhibit HQT-27.

5           **Citation 6 (Attachment 2, HQT OATT Original Sheet 205, Attachment C-1,**  
6           **s. 3.a iv))**

Simultaneous wheel-in capacity:

The total wheel-in capacity of the Québec Control Area varies as a function of system load, deliveries to neighboring systems, and the minimum generating capacity to be maintained on the system. This constraint could affect TTC values for receipts but is very rarely a limiting factor.

7           **27.1** In those situation where the total wheel-in capacity of the Québec Control  
8           Area is less than the sum of the wheel-in capacity of each interconnection or  
9           inertie, due to the factors mentioned in the Citation, could the conditions  
10          responsible for limiting the total wheel-in capacity be described as  
11          congestion? If not, please explain the distinction between the two concepts.

12          **R27.1**  
13                Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande ne porte pas sur la  
14                preuve amendée ou sur le contenu du rapport de l'expert mandaté par le  
15                Transporteur. De plus, la demande n'est pas pertinente à l'instance.  
16                Enfin, la demande n'est pas de la nature d'une demande de  
17                renseignements.

18          **R27.1R**  
19                No, see the answer above in 26.1R.

20          **Citation 7 :**

26.       HQT's interfaces with neighbouring systems are mostly DC interconnections, with controllable flows. In other words, the flow and therefore the ATC across HQT's interface with New England can be treated as independent of the ATC across HQT's interface with New York. This is not the case with other systems that are AC-interconnected.

## C. L'expertise de Judah Rose

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-12 | Doc. 1

### Citation 1 (p. 6) :

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

### Citation 2 (p. 17-18)

Q. HOW DOES RECIPROCITY FIT IN?

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

32.1 Please describe in detail the requirements "for if TransÉnergie and its affiliates want to use open access transmission systems in the U.S." (reciprocity requirements).

**R32.1**

I am not a lawyer and therefore am not qualified to give a legal opinion on the subject of reciprocity. However, my understanding is that in order to obtain or maintain market based rate authority in the United States, an entity such as HQ Energy (U.S.) with a foreign affiliate that owns transmission facilities must establish, among other things, that its foreign affiliate either has an OATT or otherwise offers comparable access to its transmission system. Also, as discussed in section 6 of FERC's *pro forma* OATT, a U.S. transmission provider could refuse to provide transmission service to an entity that fails to establish that its transmission-owning affiliate offers comparable transmission service.

**32.2** Please confirm and provide references for your understanding that transmission planning with Attachment K is not part of the reciprocity requirements for non-jurisdictional utilities not owning transmission assets in the U.S.

**R32.2**

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

**RÉFÉRENCE :** | R-3669 | HQT-12 | Doc. 1, Exhibit JLR-2 (p. 10)

**Citation 3 :**

1  
2

**EXHIBIT JLR-2  
U.S. Utilities**

| Utilities and Non-Utilities in the U.S.  |                     |                         |
|------------------------------------------|---------------------|-------------------------|
| Type                                     | Number of Companies | Nameplate Capacity (GW) |
| <b>Utilities</b>                         |                     |                         |
| Investor Owned Utilities <sup>1</sup>    | 220                 | 557                     |
| Rural Electric Cooperatives <sup>1</sup> | 930                 |                         |
| Public Power Systems <sup>1</sup>        | 2,000               |                         |
| Federal Utilities <sup>2</sup>           | 9                   | 73                      |
| <b>Non-Utilities</b>                     |                     |                         |
| Independent Power Producers <sup>3</sup> | 1,034               | 388                     |
| Other Non-Utilities <sup>4</sup>         | 628                 | 78                      |
| <b>Total</b>                             | <b>4,821</b>        | <b>1,096</b>            |

<sup>1</sup> Source: Keeping the Lights On in a New World, January 2009. The Electric Advisory Committee.

<sup>2</sup> Source: Number of federal utilities from 2007 EIA Form 861. Capacity of federal utilities from Keeping the Lights on in a New World, January 2009. The Electric Advisory Committee.

<sup>3</sup> Source: EIA Form 906. Of the 1,045 total, there are 832 non-cogen IPPs. A total of 7,509 units of IPP and other IPPs was reported in the Ventyx database.

<sup>4</sup> Source: EIA Form 906. Other Non-Utilities include industrial cogens and non-cogens, and commercial cogens and non-cogens.

32.3 Please provide the definition of "utility" and "non-utility" used in preparing this table.

**R32.3**

Provided below are definitions of utilities and non-utilities as described by the report, "Keeping the Lights on in a New World, January 2009," by the Electric Advisory Committee. This document can be found at the following web link:

[http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/adequacy\\_report\\_01-09-09.pdf](http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/adequacy_report_01-09-09.pdf).

In the context of this question, the utilities include:

- (1) Investor-owned utilities (IOUs): These electric utilities are owned by shareholders and operate using a for-profit business model. IOUs' retail electric services are regulated at the state level by state public utility commissions (PUCs), while their wholesale sales and interstate transmission services are regulated by FERC.
- (2) Rural electric cooperatives (co-ops): They are privately owned by their end-use consumers and provide service using a not-for-profit model. They are generally self-regulated by their boards of directors, although some are also subject to state, or in a few cases federal, regulation.
- (3) Public power systems: They are owned and operated by units of state and local governments and also operate under a not-for-profit model. They are generally self-regulated by their city councils, utility boards, or other governing bodies.
- (4) Federal Utilities: These are federal entities market wholesale power from federal hydroelectric projects on a cost-of-service basis, primarily to not-for-profit public power systems and co-ops.

Non-utilities are primarily power suppliers that may be independent or may be affiliates of traditional utilities. They generally hold market-based rate authority granted by FERC that allows them to sell their power in wholesale markets.

32.4 Are these terms synonymous with the terms "public utility" and "non-public utility" as used by FERC? Please provide references to support your response.

**R32.4**

No. The Federal Power Act (FPA) defines a public utility as any person who owns or operates facilities subject to the jurisdiction of FERC, and adds that this applies to the transmission of electric energy in interstate commerce and to the sale of electric energy at wholesale in interstate commerce (FPA Title 16, Chapter 12, Section 824). This is different from



1 the definition of utilities used in Exhibit JLR-2. For example, the FPA  
2 excludes entities such as federal utilities from the definition of utilities,  
3 whereas Exhibit JLR-2 includes such utilities (on this subject I refer to my  
4 response to question 32.3, above).

**RÉFÉRENCE :** | R-3669 | HQT-12 | Doc. 1, pages 10-12

5 **Preamble :**

6 In the section, the author identifies several elements in TransÉnergie's  
7 transmission planning process which he considers superior to conditions  
8 found in the U.S.

9 **Citation 4 (p. 12):**

10 19 My familiarity with the existing TransEnergie planning process is limited and I  
20 have not conducted a detailed review of the process. However, I am familiar with  
21 Attachment K and I note that selected aspects of the Attachment K requirements  
22 already appear to have been met at least in part by virtue of the openness to  
23 participation by and coordination with neighboring transmission providers, and  
24 transmission customers.

11 33.1 Has FERC ever exempted a jurisdictional U.S. utility from the requirement to  
12 include Attachment K in its OATT on the basis that its pre-existing planning  
13 process met selected aspects of the Attachment K requirements at least  
14 in part?

15 **R33.1**

16 Not to my knowledge. I refer to my response to question 3.14 of EBMI's  
17 information request.

18 33.2 To the best of your knowledge, has FERC ever exempted a jurisdictional  
19 U.S. utility from the requirement to include a planning process equivalent or  
20 superior to that found in Attachment K of its pro forma OATT for any reason?  
21 If so, please specify the reason(s).

22 **R33.2**

23 Not to my knowledge. I refer to my response to question 3.14 of EBMI's  
24 information request.

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-12 | Doc. 1

## 1 Citation 5 (p. 13):

2 In conclusion, it does not appear necessary to add an Attachment K to the  
3 *Hydro-Québec OATT* to achieve a well functioning planning system, to improve  
4 the existing process or to meet the requirements for reciprocity.

## 2 Citation 6 (p. 23):

4 Q. WHY DID FERC BELIEVE THERE TO BE A NEED FOR ATTACHMENT K IN  
5 THE U.S.?

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

## 3 Preamble :

4 Citation 5 does not mention the second reason invoked by FERC in Citation 6,  
5 namely that inadequate planning might facilitate discrimination by transmission  
6 providers.

7 34.1 Is it your opinion that there is no risk in the TransÉnergie system that  
8 inadequate planning might facilitate discrimination by transmission  
9 providers?

1 R34.1

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

5 34.1.1 If you find there to be no such risk, please specify your reasons for  
6 making this determination.

7 R34.1.1

8 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande vise à argumenter  
9 avec le témoin. De plus, la demande n'est pas de la nature d'une  
10 demande de renseignements.

11 34.1.2 If you are unable to exclude the possibility that inadequate planning  
12 might facilitate discrimination by transmission providers in the  
13 TransÉnergie system, please explain why you believe that adding  
14 Attachment K to TransÉnergie's OATT would not help mitigate this  
15 concern.

16 R34.1.2

17 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande vise à argumenter  
18 avec le témoin. De plus, la demande n'est pas de la nature d'une  
19 demande de renseignements.

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-12 | Doc. 1

20 Citation 7 (p. 18-19) :

8 Q. WHAT HAS BEEN THE RESPONSE OF CANADIAN UTILITIES TO  
9 ATTACHMENT K?

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

13

14 Q. ARE THERE DIFFERENCES BETWEEN TRANSENERGIE AND OTHER  
15 CANADIAN SYSTEMS?

16 A. Yes, and I would like to highlight two. First, all other Canadian systems are AC  
17 Interconnected to U.S. and Canadian transmission systems with exception of  
18 Newfoundland. Therefore, transmission planning of other Canadian utilities has  
19 additional issues to be addressed in coordination with U.S. utilities. Thus, even if  
20 others filed Attachment K with their regulators, it might reflect their degree of  
21 physical integration with U.S. systems. Second, British Columbia owns  
22 transmission facilities in the U.S. while other Canadian utilities do not. It should

1 be noted that British Columbia is filing to its regulator, a revised planning process  
2 closely patterned after Attachment K.<sup>19</sup>

1 Preamble :

2 Lines 21-22 of the Citation suggest that “Quebec” does not own  
3 transmission facilities in the U.S.

4 35.1 Please confirm that neither Hydro-Québec nor its subsidiaries (i.e.,  
5 TransÉnergie or its affiliates) own transmission facilities in the U.S.

6 R35.1

7 It is my understanding that Hydro-Québec does not own transmission  
8 facilities in the United States. TransÉnergie would be best placed to  
9 provide a confirmation, if the Régie allows the question.

10 35.1.1 In the event that transmission facilities in the U.S. are owned by Hydro-  
11 Québec, by its subsidiaries or by TransÉnergie affiliates, please  
12 identify them and the entities that own them.

13 R35.1.1

14 I refer to my response to question 35.1, above.

1           35.1.2 If you are unable to respond to this question, please either:

2           35.1.2.1 Consult with TransÉnergie to allow you to respond, or

3   **R35.1.2.1**

4           I refer to my response to question 35.1, above.

5           35.1.2.2 Transfer this question to TransÉnergie in order that it may  
6           respond directly.

7   **R35.1.2.2**

8           Le Transporteur indique que, selon les informations dont il dispose,  
9           Hydro-Québec, ses filiales ou les affiliées d'Hydro-Québec TransÉnergie  
10          ne possèdent pas d'installations de transport aux États-Unis.

11          35.2 Please specify whether or not the Attachment K filed by British Columbia  
12          (sic) to its regulator applies only to the transmission facilities it owns in the  
13          U.S., or to the transmission facilities within British Columbia as well.

14   **R35.2**

15          I understand that the Attachment K filed by British Columbia Transmission  
16          Corporation (BCTC) before the British Columbia Utilities Commission  
17          applies to its own transmission facilities in Canada.

18          35.3 Please provide a copy of the most recent version of the Attachment K filed  
19          by British Columbia (sic) to its regulator.

20   **R35.3**

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

24          35.3.1 Please indicate the status of this request, and provide reference to and  
25          a copy of any decisions in this matter issued its regulator.

26   **R35.3.1**

27          Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande vise à obtenir une  
28          information ou un document qui est en la possession de l'intervenant ou  
29          lui est accessible. De plus, la demande n'est pas de la nature d'une  
30          demande de renseignements. Enfin, elle ne porte pas sur le contenu du  
31          rapport de l'expert mandaté par le Transporteur.

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-12 | Doc. 1

1 Citation 8 (p. 22) :

6 Q. WHAT ARE YOU REBUTTING WITH REGARD TO MR. RAPHALS'  
7 TESTIMONY IN THIS PROCEEDING?

8 A. He states on page 3 of the translation of Mr. Raphals' testimony that: "This, in our  
9 view, is a wrongful interpretation of Order 890". Mr. Raphals is referring, in part,  
10 to "The Transmission Provider's interpretation is thus that FERC's main concern  
11 is that in situations where "many transmission providers in an interconnection  
12 characterized by congestion and zones with variable prices," [and] "those  
13 benefiting from congestion can be interested in seeing transmission investment  
14 projects fail."<sup>22</sup>

15  
16 Q. WHAT IS YOUR RESPONSE?

17 A. My response to Mr. Raphals is similar to my response to Dr. Sinclair in that I  
18 disagree with the view that acute problems in the U.S. transmission system,  
19 including congestion, were not the main motivating factors; they were in my  
20 opinion. There is certainly ample evidence they were the main factors as  
21 discussed in the next section.

22

23

---

<sup>22</sup> See pages 2 and 3 of the English translation of Mr. Raphals' testimony, Section 9 Planning Process.

2 36.1 Please provide a copy of the English translation of Mr. Raphals' testimony  
3 which you consulted.

**R36.1**

A copy of the English translation for Mr. Raphael's testimony is provided in response to EBMI's request for information and filed as exhibit HQT-29, document 3.1.

**Preamble :**

The author appears to be making reference to the following passage from Mr. Raphals' testimony:

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

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

The translation quoted in the Citation is inaccurate, as the addition of the word "[and]" significantly alters the meaning. The author translates this passage as follows:

"The Transmission Provider's interpretation is thus that FERC is primarily concerned with situations where, in the presence of many transmission providers in an interconnection characterized by congestion and zones with variable prices, those benefitting from congestion can be interested in seeing transmission investment projects fail.

"This is, in our view, an erroneous interpretation of Order 890. Read together, this section [of Order 890] clearly indicates that the discrimination in question is not that of a transmission provider that wishes to make fail transmission projects that would reduce the benefits that it [the transmission provider] derives from the existing congestion, but rather discrimination in favour of electricity sales by an affiliated entity, as can be seen in the underlined passages of paragraphs 422 to 424 [of Order 890]: ..."

1        37.1 Given the more accurate translation of Mr. Raphals' testimony presented  
2        above, do you still consider "the view that acute problems in the U.S.  
3        transmission system, including congestion, were not the main motivating  
4        factors" to be an accurate summary of his point of view?

5        **R37.1**

6        Yes. I refer to my response to question 2b) of ACEF's request for  
7        information.

8        37.1.1 If so, please identify specific passages in Mr. Raphals' testimony  
9        where he affirms that acute problems in the U.S. transmission system,  
10       including congestion, were not motivating factors.

11       **R37.1.1**

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

15       37.2 Please explain the type of discrimination referred to in Citation 6, where you  
16       state that the second reason for requiring Attachment K was "FERC's view  
17       that inadequate transmission planning might facilitate discrimination by  
18       transmission providers".

19       **R37.2**

20       I refer to my response to question 2(a) prepared by Dr. Robert A. Sinclair  
21       of NLH's request for information.

22       37.2.1 In your view, was FERC referring only to discrimination in order to  
23       allow transmission providers to maintain congestion-based revenues  
24       they might obtain, or was it also referring to the possibility that  
25       transmission providers might exercise discrimination in order to favour  
26       affiliated market participants?

27       **R37.2.1**

28       FERC was referring to the risk of discrimination and to other causes of  
29       acute grid problems.



RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-12 | Doc. 1

1 Citation 9 (p. 46):

3 Q. WHAT IS THE TRANSMISSION COST ALLOCATION ISSUE AND HOW DOES  
4 IT RELATE TO TRANSMISSION INVESTMENT AND CONGESTION?  
5 A. The allocation of transmission costs of new projects varies widely across the U.S.  
6 In some cases, the transmission costs for upgrades and new projects are  
7 allocated to all users, e.g., based on the user's share of total load or other  
8 methods, unless it involves the interconnection of the plant to nearby grid  
9 elements. In other cases, the cost of transmission upgrades is attributed to the  
10 incremental generator (especially IPPs) that precipitates the need for that  
11 enhancement even though the need is jointly created by their request and those  
12 of existing users and benefits are available to multiple users. This can result in  
13 huge charges for transmission expansion which discourages investment. To the  
14 extent IPPs or other users are unfairly allocated upgrade costs, this could  
15 constitute discrimination and/or as noted decrease the amount of construction

2 38.1 Have the regulatory documents specifying these diverse methods to allocate  
3 the transmission costs of new projects been approved by the FERC?

4 **R38.1**

5 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande n'est pas pertinente  
6 en l'instance. De plus, la demande n'est pas de la nature d'une demande  
7 de renseignements. Au surplus, la demande vise à obtenir une  
8 information ou un document qui est en la possession de l'intervenant ou  
9 lui est accessible. Enfin, la demande ne porte pas sur le contenu du  
10 rapport de l'expert mandaté par le Transporteur.

11 38.2 Has FERC ever considered requiring a single approach to cost allocation in  
12 order to avoid the effects you describe?

**R38.2**

Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande porte sur une question de droit et non sur une question de faits ou d'expertise. De plus, dans la mesure où elle porte sur une question de faits, la demande vise à obtenir une information ou un document qui est en la possession de l'intervenant ou lui est accessible.

38.2.1 If so, please provide a brief summary of FERC's decisions and reasons in this regard.

**R38.2.1**

Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande ne porte pas sur le contenu du rapport de l'expert mandaté par le Transporteur. De plus, la demande n'est pas de la nature d'une demande de renseignements. Enfin, la demande n'est pas pertinente à l'instance.

38.3 Please explain the approach used by TransÉnergie, and indicate whether or not, and if so to what extent, it unfairly allocates upgrade costs to IPPs or other users.

**R38.3**

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

38.3.1 If your knowledge of the TransÉnergie system is inadequate to respond to this question, please either:

38.3.1.1 Consult with TransÉnergie to allow you to respond, or

**R38.3.1.1**

I refer to R38.3.1.2 below.

38.3.1.2 Transfer this question to TransÉnergie in order that it may respond directly.

**R38.3.1.2**

Le Transporteur considère que les coûts des ajouts au réseau sont alloués de façon équitable. La Régie s'assure de l'équité de la méthode d'allocation des coûts dans le cadre de l'approbation des projets d'investissements et de l'approbation de la politique d'ajout au réseau prévue aux *Tarifs et conditions*.

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-12 | Doc. 1

1 Citation 10 (p. 46-47):

17 Q. WHAT IS THE ECONOMIC PLANNING ISSUE AND HOW DOES IT RELATE  
18 TO TRANSMISSION INVESTMENT AND CONGESTION?

19 A. The economic planning issue is a requirement that transmission investment not  
20 be limited to the minimum needed for system reliability. If the system is  
21 systematically anticipating the economic need for transmission separate from  
22 individual transmission service requests, it is less likely to place all of the cost  
23 burden on the unaffiliated entity requesting service, and thus, less likely to  
24 discourage transmission investment. Again, this is an example of Attachment K  
1 responding in part to specific U.S. problems that contribute to congestion and  
2 lack of investment.

2 39.1 Does TransÉnergie systematically anticipate economic need for  
3 transmission separate from individual transmission service requests? If so,  
4 please provide details as to how this process is carried out.

5 R39.1

6 I refer to my response to question 8c) of NLH's request for information.

7 39.1.1 If your knowledge of the TransÉnergie system is inadequate to  
8 respond to this question, please either:

9 39.1.1.1 Consult with TransÉnergie to allow you to respond, or

10 R39.1.1.1

11 I refer to my answer R39.1 above.

12 39.1.1.2 Transfer this question to TransÉnergie in order that it may  
13 respond directly.

14 R39.1.1.2

15 I refer to my answer R39.1 above.

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-12 | Doc. 1

1 Citation 11 (p. 52):

3 Q. WHAT ARE YOUR CONCLUSIONS?

4 A. TransEnergie is not required to file Attachment K under Order 890 at the U.S.  
5 FERC. TransEnergie can have a planning process tailored to its unique  
6 conditions, many of which are superior in terms of meeting the goals of  
7 Attachment K compared to U.S. utilities. Key elements of superiority include: (1)  
8 already having planning on the Interconnection level, (2) a single lead regulator,  
9 (3) a single major transmission provider, (4) no AC interconnections, and hence,  
10 no loop flows, (5) a smaller system to regulate, and (6) higher \$/kW of load of  
11 investment in transmission. Testimony provided by Dr. Sinclair, Mr. Marshall and  
12 Mr. Raphals is inadequate in describing the motivation for Attachment K and the  
13 extent to which some aspects of the TransEnergie situation are already better  
14 suited to meeting Attachment K goals compared to U.S. conditions.

2 40.1 Please describe any aspects of TransÉnergie's planning process which do  
3 not currently meet Attachment K goals, referring specifically to the nine  
4 principles referred to on pages 16-17 of your report (coordination, openness,  
5 transparency, comparability, dispute resolution, regional participation,  
6 economic planning studies, and cost allocation for new projects).

7 R40.1

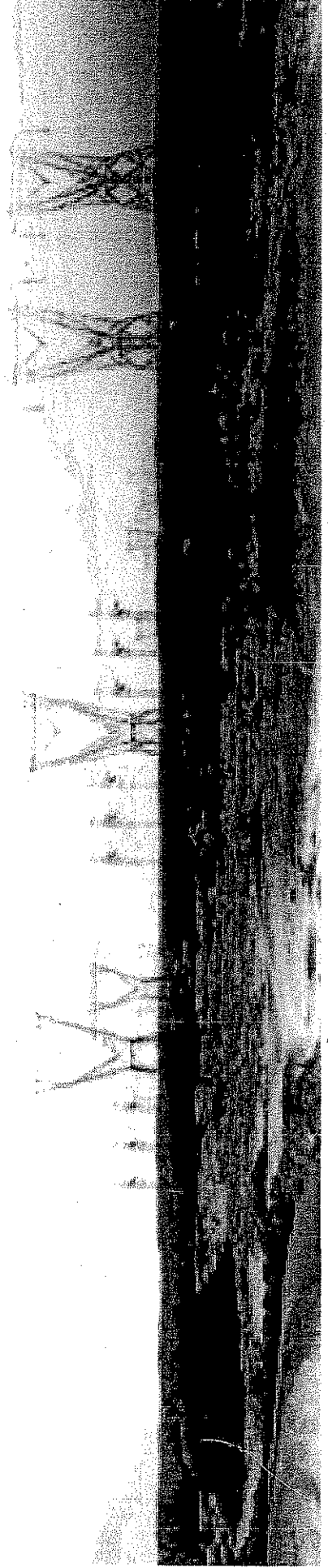
8 I refer to my Response to questions 6.5 and 6.6 of RNCREQ and UC at  
9 paragraph 89.

# *POSITION DU TRANSPORTEUR*

## **THÈME 3**

### **PROCESSUS DE PLANIFICATION OUVERT**

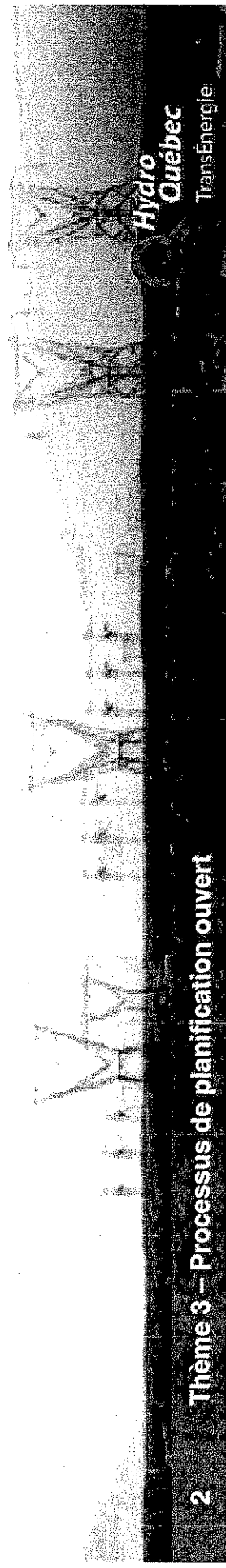
### **SOMMAIRE DES ÉLÉMENTS PRINCIPAUX**



# I. INTRODUCTION

## Position du Transporteur:

- La FERC impose aux transporteurs américains un cadre assurant une planification ouverte, transparente et coordonnée afin de résoudre des problèmes graves et récurrents.
- À cette fin, elle ajoute un Appendice K à son tarif *pro forma*
- Au terme d'une analyse comparative, le Transporteur conclut qu'il n'est ni nécessaire, ni opportun d'inclure un Appendice K à ses Tarifs et conditions considérant:
  - Les problèmes graves d'investissement, de congestion et de coordination entre des milliers d'entités américaines réglementées n'existent pas au Québec



# I. INTRODUCTION

## Position du Transporteur :

- Adopter au Québec un remède américain conçu pour répondre à une problématique spécifiquement américaine est inapproprié et déraisonnable à l'examen du contexte et des conditions de transport propres au Québec
- Il importe de dissocier l'Appendice K, un outil proposé par la FERC, des objectifs qu'elle recherche en matière de planification
- Au Québec, il existe des mesures de planification adéquates, adoptées au fil des ans, conformes aux objectifs de l'ordonnance 890 et adaptées aux caractéristiques du réseau du Transporteur et à l'environnement législatif, réglementaire et commercial unique au Québec

# I. INTRODUCTION

## Position du Transporteur :

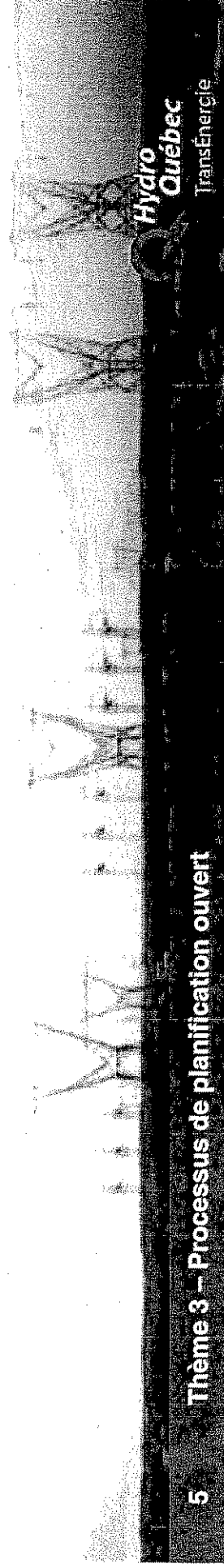
- À ce jour, la Régie a su préserver sa compétence et a su adapter aux particularités du marché québécois les exigences d'autres organismes régulateurs tel la FERC.
  - L'adoption d'une Partie IV aux Tarifs et conditions pour assurer l'alimentation de la charge locale, notamment à partir de l'électricité patrimoniale témoigne de l'importance de telles adaptations imposées par la Régie
  - De plus, en matière de planification, la Régie a su intervenir de manière avant-gardiste afin de prévoir des mesures de planification adaptées au Québec
- Le Transporteur a développé des mesures de planification ouvertes, transparentes, coordonnées et adaptées selon l'envergure des différents types de planification concernés et allant au-delà des exigences de la Régie en matière de planification
- Imposer l'adoption, en partie ou en bloc d'un processus américain spécifique tel l'Appendice K, en l'absence de faits prouvés le justifiant constituerait un précédent dangereux et incompatible avec les décisions de la Régie à ce jour et pourrait limiter pour l'avenir sa faculté d'exercer sa compétence dans l'intérêt public et supérieur des consommateurs d'énergie au Québec



# I. INTRODUCTION

## Plan de la présentation

- Description des caractéristiques du réseau du Transporteur
- Description de l'environnement législatif, réglementaire et commercial unique au Québec
- Revue des mesures de planification actuelles
- Questions particulières

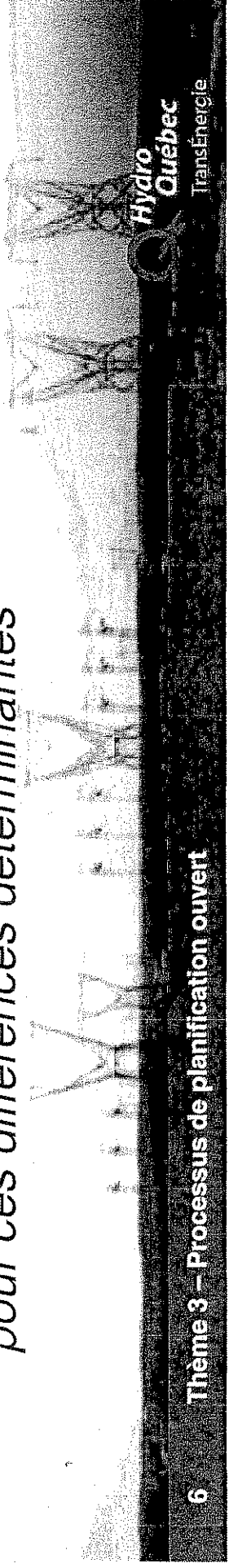


## II. LA SITUATION AU QUÉBEC

### A. Caractéristiques du réseau du Transporteur

- a) Caractéristiques techniques
- Un seul réseau majeur
  - Un seul transporteur d'importance
  - Une interconnexion, l'Interconnexion Québec
  - Un réseau caractérisé par de longues lignes radiales à haut voltage raccordant la production au nord à la charge au sud
  - Un réseau asynchrone sans écoulement parallèle (« *loop flow* ») isolé des réseaux aux É-U, N.-B. et en Ontario et des autres Interconnexions nord-américaines (liens « DC »)

*En bref, un réseau-Interconnexion unique, isolé et reconnu pour ces différences déterminantes*



## II. LA SITUATION AU QUÉBEC

### A. Caractéristiques du Réseau du Transporteur

- b) Des investissements adéquats sans possible comparaison avec la situation américaine
- 24 \$/kW/an approuvé par la Régie depuis 2002
  - 31 \$/kW/an de 2006 à 2010, de 300 % supérieur au niveau américain 11 \$/kW/an observé dans l'année précédant l'ordonnance 890 et de 172% supérieure aux 18 \$/kW/an calculé de 2006 à 2010
  - 42 \$/kW/an projetés entre 2009-2013, de 190% supérieur aux 22 \$/kW/an projetés pour la même période aux É.-U.

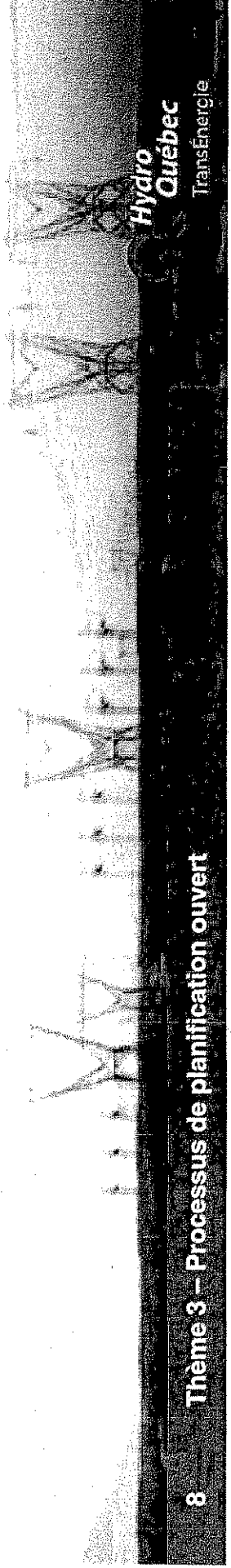
*En bref, deux mondes à part en matière d'investissements et de qualité des infrastructures de transport et mission accomplie au Québec*

## II. LA SITUATION AU QUÉBEC

### A. Caractéristiques du Réseau du Transporteur

- b) L'absence de congestion
  - Un réseau délibérément conçu pour opérer sans congestion (pièce HQT-27)
    - Critères de conception exigeants et uniques en Amérique du Nord
  - Un réseau exploité dans les faits sans congestion
    - Un réseau qui n'atteint jamais 100% de sa capacité (pièce HQT-20)
    - Confirmation par les mesures de gestion (TLR) (pièce HQT-15)
  - Confirmation par les vérifications du NPCC (pièce HQT-26)

*En bref, deux mondes à part en raison de critères de conception exigeants assurant un réseau sans congestion, tel que confirmé à l'interne et par le NPCC*

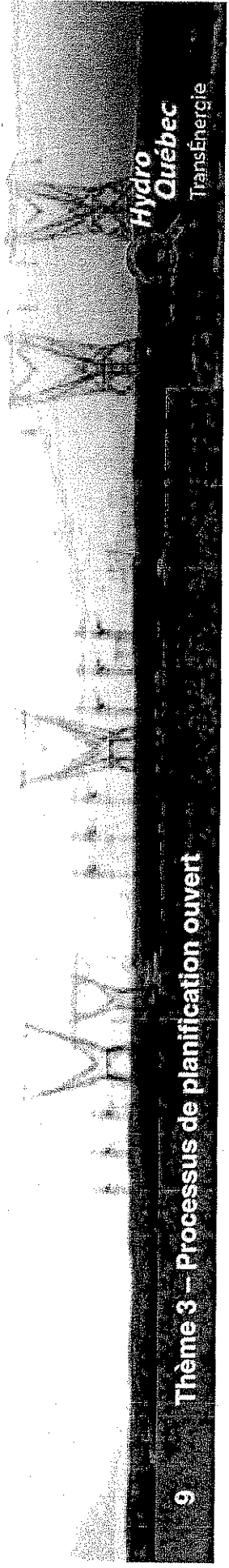


## **II. LA SITUATION AU QUÉBEC**

### **B. Environnement législatif, réglementaire et commercial unique au Québec**

#### **a) Alimentation de la charge locale**

- Obligation légale et monopole aux fins de l'alimentation de la charge locale (à l'exception de municipalités et coopérative)
  - Le Distributeur comme source unique de la prévision de la croissance de la charge au Québec, incluse dans les causes tarifaires du Transporteur
  - Décret patrimonial (165 TW/h)
  - Appel d'offres (excédent)



### III. LA PLANIFICATION AU QUÉBEC

#### D. Conclusions

- Il n'est pas nécessaire ni opportun d'adopter un Appendice K aux Tarifs et conditions du Transporteur
- En effet, les caractéristiques techniques, législatives, réglementaires et commerciales du réseau du Transporteur sont uniques
- De plus, le Transporteur offre déjà une planification ouverte, transparente et coordonnée de son réseau, soit un équivalent fonctionnel rencontrant les objectifs de l'ordonnance 890
- La Régie ne doit pas imposer un processus qui est démesuré et inadapté à la situation actuelle du Québec.

**Q<sup>Hydro</sup> Québec**  
TransÉnergie



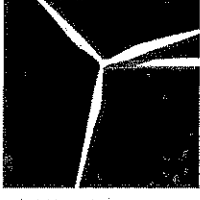






**HQT Open Transmission Planning Process  
Case-in-Chief of Judah Rose  
October 20, 2010**

# Outline



- Mandate
- Introduction to and History of Attachment K and Open Planning in the U.S.
- Comparison of U.S. and Quebec Industries
- Reciprocity
- Other Canadian Utilities
- Conclusions



# Mandate

## Scope of Mandate



- Explain the motivation for U.S. Federal Energy Regulatory Commission's Order 890 Attachment K including the importance FERC placed on resolving U.S. transmission system deficiencies.
- Describe differences between TransEnergie's situation and that of typical U.S. Transmission Providers.
- Rebut aspects of the testimony of: (1) Dr. Robert Sinclair, (2) William Marshall, and (3) Phillip Raphals.



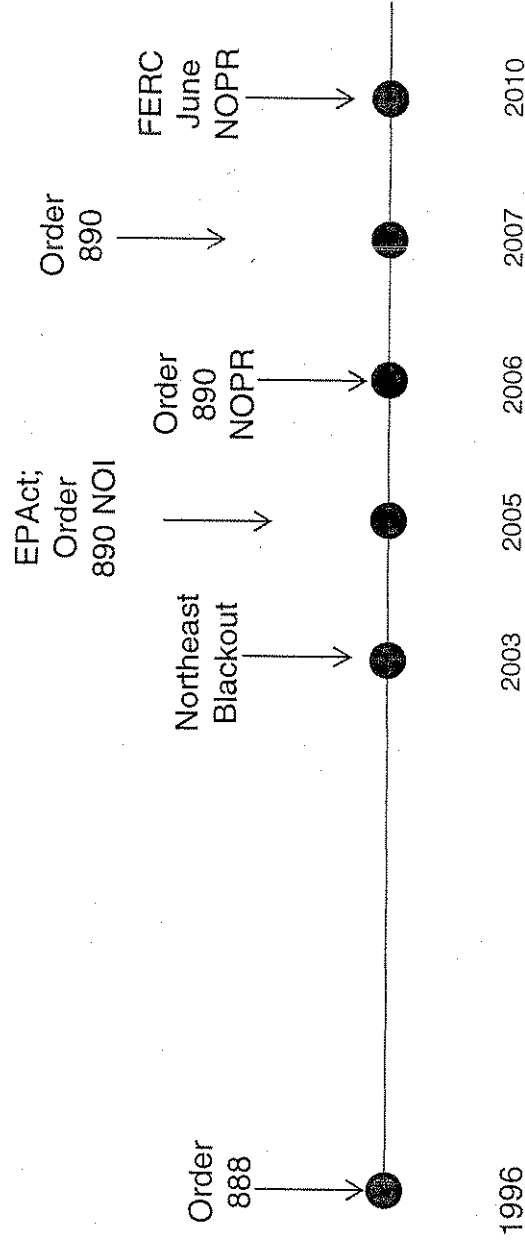
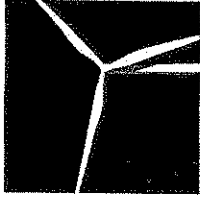
# **Introduction to History of Attachment K and Open Planning in the U.S.**

## History of FERC Order 890 and Attachment K



- Order 890 and Attachment K are attempts to fix U.S. transmission planning in response to a series of events in United States demonstrating the failure of U.S. transmission planning.
  - Prolonged degradation of U.S. transmission infrastructure due an acute lack of investments
  - Increased congestion on U.S. transmission networks and decreased reliability and quality of transmission service resulting from lack of investments
  - Extensive coordination problems involving thousands of utilities and other parties
  - The blackout of August 14, 2003 which was the largest in US history affecting more than 50 million people and 8 states and provinces and the desire to prevent another similar event caused by these problems
  - The adoption of the U.S. Energy Policy Act in August 2005 with a goal of developing transmission infrastructure
  - Within a few weeks, the issuance of FERC Notice Of Inquiry (NOI), which is the origin of FERC Order 890
- Attachment K is also the basis for new expanded policy measures specific to the U.S. that could encroach on Regie's jurisdiction.

# History of FERC Order 890 and Attachment K



NOI = Notice of Intent

NOPR = Notice of Proposed Rulemaking

EPAAct 2005 = U.S. Energy Policy Act of 2005; Modifies Federal Power Act (FPA)

## **Growing Concern About U.S. Grid and the FERC Response**



- State of the U.S. Grid in 2007 prior to Order 890:
  - Under-investment, and growing congestion and reliability problems.
- In the U.S., discrimination concerns go back to the passage of the Federal Power Act in 1935. The primary trigger for Order 890 in 2007 was the failure of transmission planning to ensure reliability and adequate service. As a consequence, there was also increased potential for discrimination.



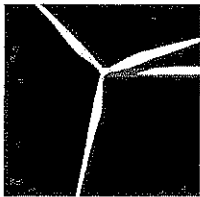
# Growing Concern About U.S. Grid and the FERC Response



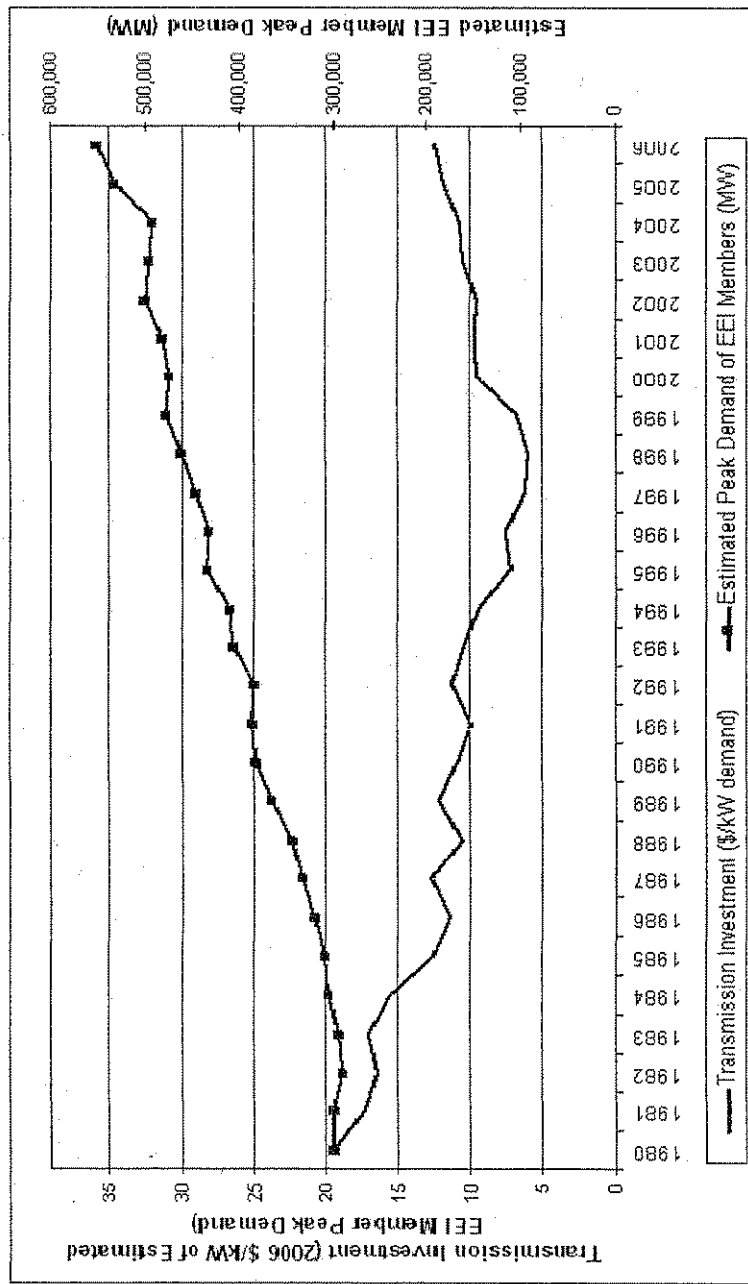
| Transmission Investment and Electricity Demand in the U.S. |                                           |                  |                                                                          |
|------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|------------------|--------------------------------------------------------------------------|
| Year                                                       | Transmission Investment (Millions 2006\$) | Peak Demand (MW) | Transmission Investment (2006 \$/kW of Estimated EEI Member Peak Demand) |
| 1980                                                       | 5,817                                     | 427,058          | 19.46                                                                    |
| 1981                                                       | 5,188                                     | 428,295          | 17.31                                                                    |
| 1982                                                       | 4,784                                     | 414,489          | 16.49                                                                    |
| 1983                                                       | 5,014                                     | 420,408          | 17.04                                                                    |
| 1984                                                       | 4,719                                     | 434,534          | 15.51                                                                    |
| 1985                                                       | 3,866                                     | 439,916          | 12.56                                                                    |
| 1986                                                       | 3,625                                     | 455,911          | 11.36                                                                    |
| 1987                                                       | 4,232                                     | 474,043          | 12.75                                                                    |
| 1988                                                       | 3,622                                     | 489,396          | 10.57                                                                    |
| 1989                                                       | 4,463                                     | 523,432          | 12.18                                                                    |
| 1990                                                       | 4,181                                     | 545,537          | 10.95                                                                    |
| 1991                                                       | 3,859                                     | 551,320          | 10.00                                                                    |
| 1992                                                       | 4,354                                     | 548,707          | 11.34                                                                    |
| 1993                                                       | 4,254                                     | 580,753          | 10.46                                                                    |
| 1994                                                       | 3,886                                     | 585,320          | 9.49                                                                     |
| 1995                                                       | 3,137                                     | 620,249          | 7.22                                                                     |
| 1996                                                       | 3,283                                     | 616,790          | 7.60                                                                     |
| 1997                                                       | 2,800                                     | 637,677          | 6.27                                                                     |
| 1998                                                       | 2,763                                     | 660,293          | 5.98                                                                     |
| 1999                                                       | 3,274                                     | 682,122          | 6.86                                                                     |
| 2000                                                       | 4,580                                     | 678,413          | 9.64                                                                     |
| 2001                                                       | 4,696                                     | 687,812          | 9.75                                                                     |
| 2002                                                       | 4,812                                     | 714,565          | 9.62                                                                     |
| 2003                                                       | 5,232                                     | 709,375          | 10.54                                                                    |
| 2004                                                       | 5,319                                     | 702,459          | 10.79                                                                    |
| 2005                                                       | 6,308                                     | 758,876          | 11.88                                                                    |
| 2006                                                       | 6,909                                     | 789,475          | 12.50                                                                    |

- As contained in my report, the EPAct 2005 Follows From 2003 Blackout and Near Collapse in U.S. Transmission Investment – Nearly 70% Decrease in \$/kW of Load Between 1980 and 1998.

# Growing Concern About U.S. Grid and the FERC Response



- U.S. Transmission Investment Falls by Nearly 70% Between 1980 and 1998 on a \$/kW of Load Basis



# Growing Concern About U.S. Grid and the FERC Response



- On February 15, 2007, the day before FERC Order 890 was issued, FERC Commissioner Phillip Moeller said:

*"With the passage of more than ten years since the Commission undertook the effort to promote wholesale competition through open access transmission service, it was time for us to revisit Order No. 888 and determine if any changes were due. During this intervening decade, the transmission grid has experienced unprecedented challenges as the demand for energy has grown at a pace that far exceeds the grid's available transmission capacity and the current rate of transmission investment. [underline added] With these facts, it should come as no surprise that if changes are not made to make better use of the transmission system, the public will bear the cost of transmission congestion through increased utility bills, to say nothing of the looming possibility of power outages in many of the nation's more congested urban areas. Also, the passage of the Energy Policy Act of 2005, which recognized the need for additional transmission infrastructure development and its role in facilitating the development of competitive wholesale markets, has influenced the policies in our Final Rule." [underline added]*

# Growing Concern About U.S. Grid and the FERC Response



## ▪ FERC Acknowledgement of this Acute Problem in Order 890

“3. [...] These deficiencies are serious, given the substantial need for new infrastructure in this Nation. We act today to remedy these deficiencies by requiring transmission providers to open their transmission planning process to customers [...]

52 [...] to ensure that transmission infrastructure is constructed on a nondiscriminatory basis and is otherwise sufficient to support reliable and economic service to eligible customers. [...]

58. Our concern over this flaw is heightened by the critical need for new transmission infrastructure in this Nation. [...]”

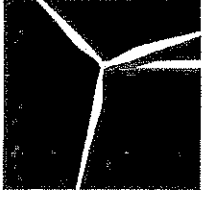
“421. [...] the Nation has witnessed a decline in transmission investment relative to load growth in the ten years since Order No. 888 was issued. Transmission capacity per MW of peak demand has declined in every NERC region. Transmission constraints plague most regions of the country, as reflected in the limited amounts of ATC posted in many regions, increased frequency of denied transmission requests, increasingly common transmission service interruptions or curtailments and rising congestion costs in organized markets.”

## Growing Concern About U.S. Grid and the FERC Response



"422. We do not believe that the existing pro forma OATT is sufficient in an era of increasing transmission congestion and the need for significant new transmission investment. [...]"

# Underinvestment, Congestion, Reliability and the Potential for Undue Discrimination

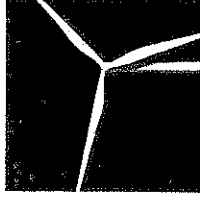


- Congestion Defined

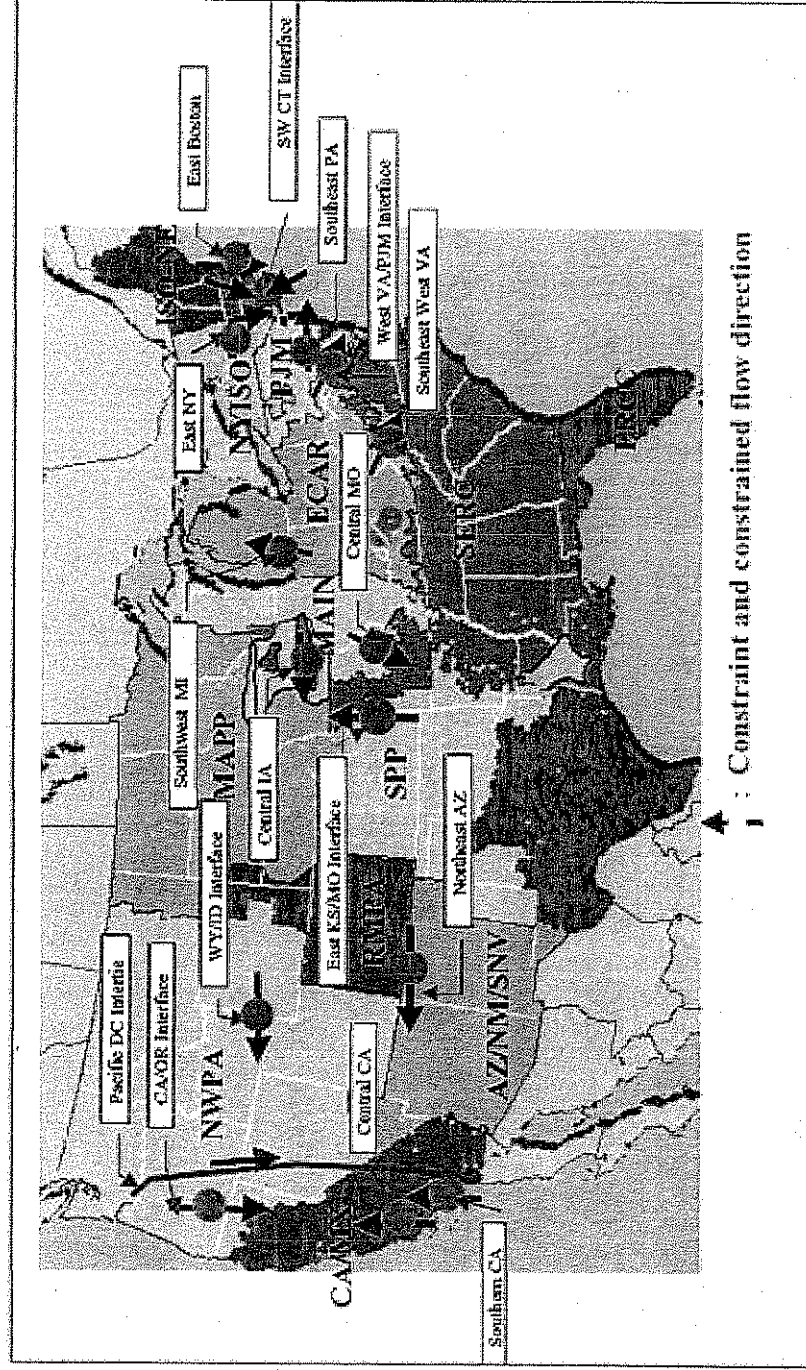
*“Transmission system congestion arises when the transmission system operator must dispatch generation units out of so-called ‘merit order’, i.e. a higher cost generator is chosen to generate over a lower cost generator, and this results in differences in the costs of providing power at different locations on the transmission system. In the majority of transmission systems where thermal generation dominates, merit order dispatch is determined by the cost of fuel, with the lowest fuel cost units dispatched first, and so on.”*

- Transmission congestion is also a precursor of potential reliability problems and an indicator of potential lack of investment.

# Underinvestment, Congestion, Reliability and the Potential for Undue Discrimination

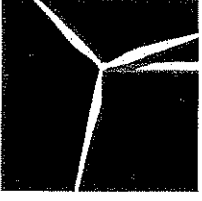


Selected Transmission Constraints in the Contiguous U.S.



Source: "National Transmission Grid Study"; US Department of Energy; May 2002; Pg. 18

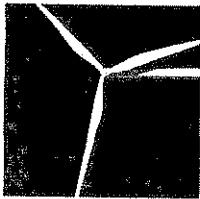
## Underinvestment, Congestion, Reliability and the Potential for Undue Discrimination



- Potential for Undue Discrimination Increases With Congestion
  - FERC Order 890: “52. [...] *The Commission noted in the NOPR that the ability and incentive to discriminate increases as the transmission system becomes more congested.*”
  - Rose Report, page 33: “*Transmission congestion creates price differentials which can favor transmission owners or prevent transmission of competing sources of power which can also favor transmission owners.*”



## Very Large Number of U.S. Utilities and Planning Participants Creates Large Coordination and Planning Problems



| Utilities and Non-Utilities in the U.S. |                     |                         |
|-----------------------------------------|---------------------|-------------------------|
| Type                                    | Number of Companies | Nameplate Capacity (GW) |
| <b>Utilities</b>                        |                     |                         |
| Investor Owned Utilities                | 220                 | 557                     |
| Rural Electric Cooperatives             | 930                 |                         |
| Public Power Systems                    | 2,000               |                         |
| Federal Utilities                       | 9                   | 73                      |
| <b>Non-Utilities</b>                    |                     |                         |
| Independent Power Producers             | 1,034               | 388                     |
| Other Non-Utilities                     | 628                 | 78                      |
| <b>Total</b>                            | <b>4,821</b>        | <b>1,096</b>            |

# **Order 890 – Transmission Planning Requirements – Attachment K**



- Attachment K Nine Planning Principles:
  - (1) Coordination
  - (2) Openness
  - (3) Transparency
  - (4) Information Exchange
  - (5) Comparability
  - (6) Dispute Resolution
  - (7) Regional Participation
  - (8) Economic Planning Studies
  - (9) Cost Allocation For New Projects

## Order 890 – Transmission Planning Requirements – Attachment K

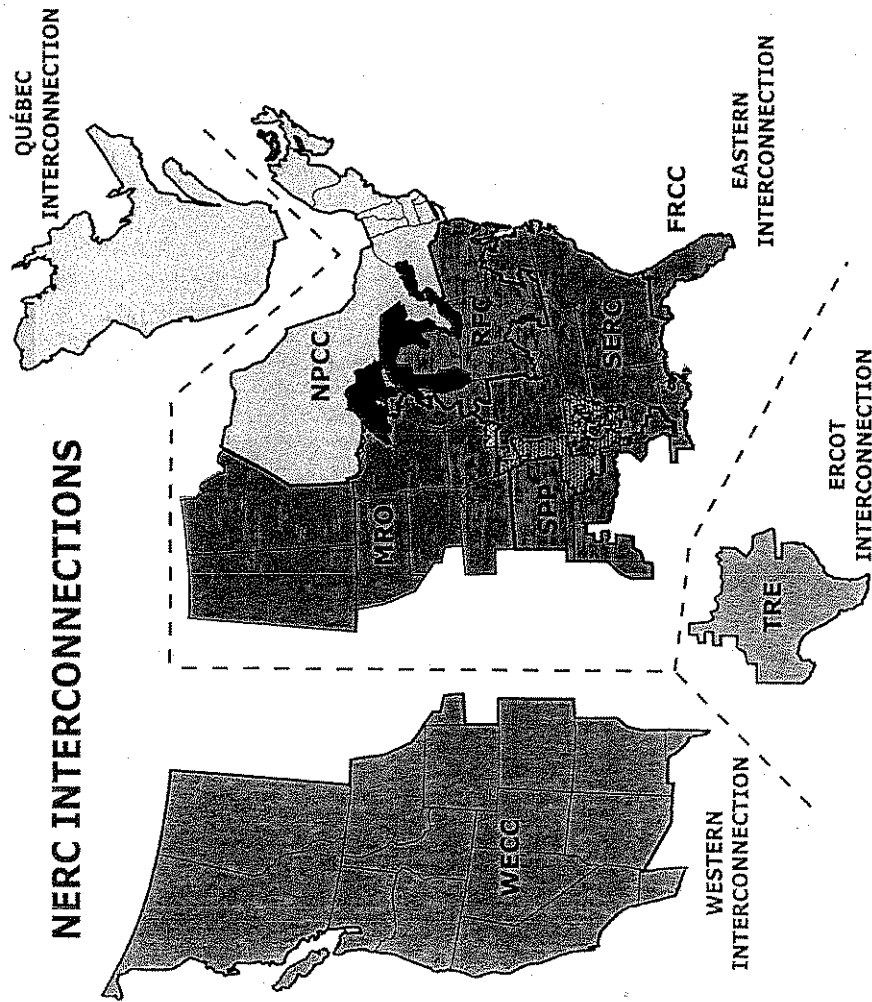
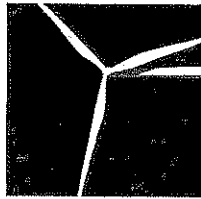


- Coordination at local and regional levels
  - U.S. Interconnections gather hundreds of Transmission Providers, grouped in zones and in Regional Transmission Organizations (RTO)
  - Transmission Owners, Transmission Providers, Zones, RTOs are all synchronized within one Interconnection
  - Coordinated planning between Transmission Owners, Transmission Providers, Zones and RTOs is vital to enable guaranteed and reliable transmission service
  - Coordinated planning efforts are necessary to implement fast and efficient measures to redress the situation.



# Comparison of U.S. and Quebec Industries

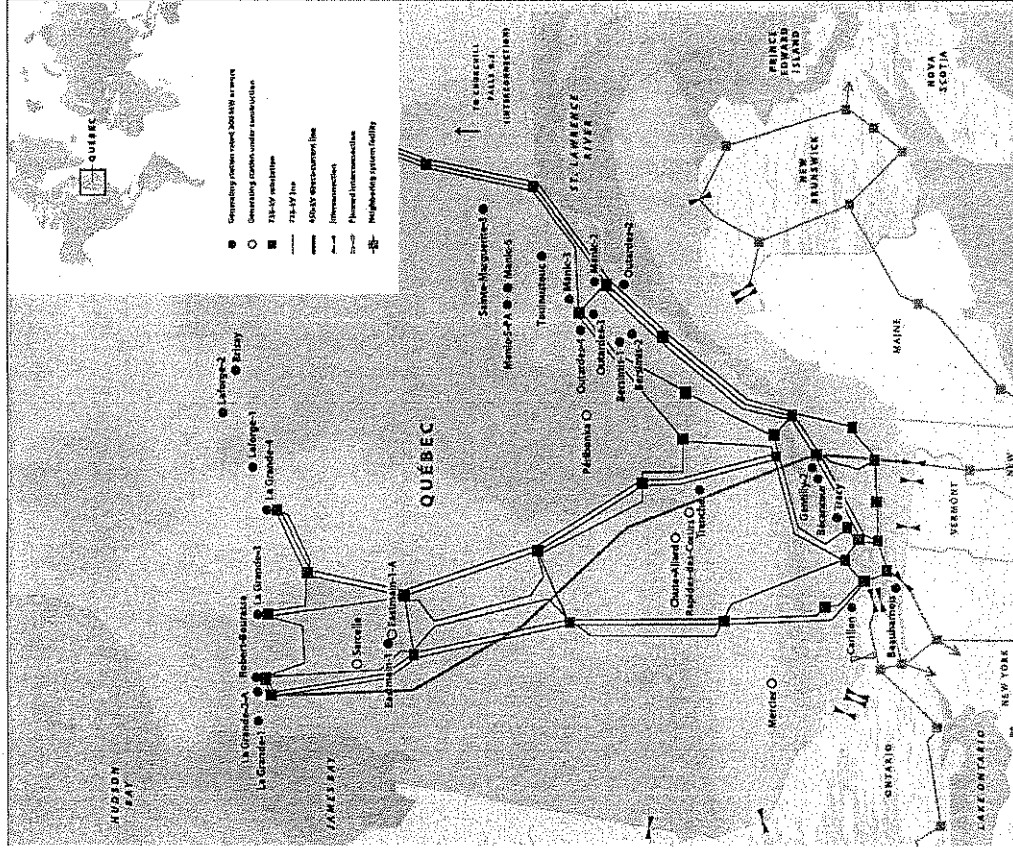
# Comparison of U.S. and Quebec Electric Industries



## NERC Interconnections – HQT’s Unique Situation

- The HQT System is the only Interconnection with one regulator and one major Transmission Provider (TP) making regulation and coordination much simpler.
- FERC’s process was focused on the larger U.S. Interconnections, especially the Eastern Interconnection (EI). This is the world’s largest and is roughly 15 times larger than HQT. TP coordination within the (EI) has been extremely poor in spite of the necessity of interaction due to “loop flows” and being interconnected.

# Comparison of U.S. and Quebec Electric Industries



Source: Hydro-Quebec

- HQT Transmission System contains much fewer participants than the U.S. systems and is its own Interconnection. Thus, coordination and regulation is much easier.

# Comparison of Eastern Interconnect and Quebec Electric Industries



- HQT and Eastern Interconnection Comparison Highlights Differences

| Parameter                              | HQT        | Eastern Interconnection                                                |
|----------------------------------------|------------|------------------------------------------------------------------------|
| Number of Primary Regulators           | 1          | 41 (39 states, District of Columbia and FERC)                          |
| Number of Jurisdictions                | 1          | 40                                                                     |
| Synchronous with Other Regions         | No         | No                                                                     |
| Number of Utilities                    | 1 Major    | 2,535                                                                  |
| Number of Transmission Owners          | 1 Major    | 218                                                                    |
| Number of Transmission Customers       | Very Small | Large (Confidential)                                                   |
| Summer Peak Demand (GW)                |            | Around 15 times Quebec Demand                                          |
| Congestion                             | No         | Yes, Mid-Atlantic, West and Pacific Northwest have critical congestion |
| Transmission Investment Adequate       | Yes        | No                                                                     |
| Transmission Investment per \$/kW Load | \$31/kW    | \$18/kW                                                                |

# Comparison of U.S. and Quebec Electric Industries



- Additional distinguishing features
  - HQD has a monopoly for supply of native load (subject to minor exceptions) decreasing number of participants
  - HQT has a planning criteria which calls for no congestion under normal events (N-0 conditions) which is unique to HQT; none of the three major interconnections in North America has such a demanding planning criterion and all have significant congestion.
  - The level of investment in HQT's transmission network is increasing, from \$24/kW in 2002 to \$31/kW between 2006 and 2010, compared with \$18/kW in the U.S.
  - The projected investment on HQT's networks is increased to \$42/kW between 2009 and 2013 compared with \$22/kW in the U.S. for the same period
- Lack of congestion and strong investment on HQT system supports the view that HQT's planning process is working.

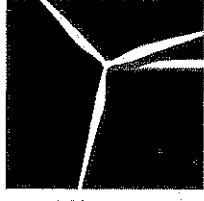


# HQT's Planning Process – A Functional Equivalent



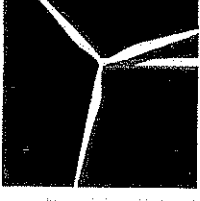
- HQT's transmission planning process works. The Régie does not have to fix U.S. problems.
  - HQT's current planning process are meeting the goals of coordinated, open and transparent planning as a functional equivalent
    - Rate cases and aspect of network planning
    - Exploratory studies relating to connection of generating stations (Section 12A.5 HQT OATT)
    - Authorization process under Section 73 of the *Act Respecting the Régie de l'énergie*
    - Filing guidelines before the Régie
    - NPCC
    - Consultation process on environmental impact
    - Complaint process
    - Neighbouring systems discussion on planning and operation
    - Code of conduct
    - System Impact Study (SIS) process
-

## HQT's Planning Process – A Functional Equivalent



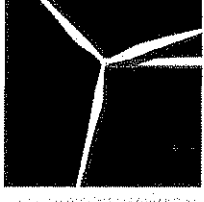
- Adequate Coordination Measures considering HQT's Unique Situation:
  - HQT is its own Interconnection, has one major Transmission Provider and is not synchronized with its neighbouring systems. FERC itself recognizes the importance of being in a separate Interconnection
  - HQT Point Concept
  - The physical conditions of the network and the existence of a monopoly for the supply of native load reduces significantly the needs for coordination
- HQT is better coordinated than any other regional grids in the U.S.

## HQT's Planning Process – A Functional Equivalent



- Adequate Openness and Transparency Measures
  - Utility Funded Intervenorship
  - Multiple Avenues for Input
  - Ability to Influence Planning
  - Transparent Measures
  - Multiple Safeguards Against Undue Discrimination
  - Fewer undue Discrimination Incentives in Planning
    - Absence of problems that could create an incentive for undue discrimination that could be addressed with open planning
    - Absence of evidence of undue discrimination in planning
  - Access to Relevant Information

## HQT's Planning Process – A Functional Equivalent

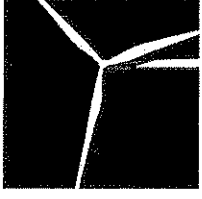


- In conclusion, HQT's planning process already meets the goals of Order 890:
  - Coordinated
  - Open
  - Transparent
  - Non discriminatory
- As evidenced by:
  - More than Adequate Investments Level
  - No Congestion
  - Reliable Grid
- Conclusion: It is not necessary for HQT to adopt Attachment K



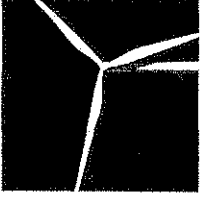
# Reciprocity

## Reciprocity



- Reciprocity requires that foreign utility affiliate of US marketers offer “comparable non discriminatory access” to its transmission facilities (Order 697; Regulations §35.37(d)).
- HQT must provide “comparable transmission service [...] on similar terms and conditions” (Section 6 of *pro forma* OATT) i.e., HQT’s OATT must be “substantially conforming or superior” to the revised *pro forma* OATT (Order 890, par. 191).
- Proposed HQT’s OATT is “substantially conforming” to the *pro forma* OATT in spite of the absence of an Attachment K, in light of its specific context.

# Reciprocity



- FERC is “*amenable to a variety of approaches to meet for Canadian utilities to meet the reciprocity condition*”.
- FERC Order 888-A: “*However, consistent with the approach we have taken in other contexts involving foreign utilities seeking to transact in United States electricity markets, we are amenable to a variety of approaches for Canadian utilities to meet the reciprocity condition.*”
- TransAlta Enterprises Corporation, 75 F.E.R.C. P61, 268<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> “The marketer must be able to demonstrate that its transmission owning affiliate offers non-discriminatory access to its transmission system that can be used by competitors of the power marketer to reach United States markets.” See also FERC Order 890, page 252, footnote 248: “FPA Section 211A (b) provides...that “the Commission may, by rule or order, require an unregulated transmitting utility to provide transmission services – (1) at rates that are comparable to those that the unregulated transmission utility charges itself; and (2) on terms and conditions (not relating to rates) that are comparable to those under which the unregulated transmitting utility provides transmission services to itself and that are not unduly discriminatory or preferential.” The non-public utility transmission providers referred to in this Final Rule include unregulated transmitting utilities that are subject to FPA section 211A.” Canadian utilities are not subject to FPA section 211A but should not be treated less favorably.”

## Reciprocity

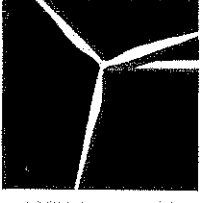


- FERC recognizes the principle of tailoring planning to specific conditions. FERC Order 890 states (Par. 451):

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

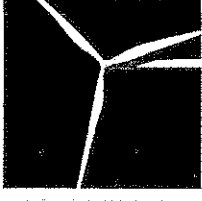


## Reciprocity

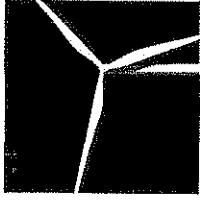


- The Régie should ensure that reciprocity is not misused even inadvertently to achieve goals of FERC that exceed the requirements for open and comparable access and that are inapplicable to HQT's situation.
- HQT's planning is a functional equivalent to Order 890's goals.
- HQT offers comparable, non-discriminatory access to its transmission facilities.
- Reciprocity requirements are met.

## U.S. Policy Concerns on Transmission Planning

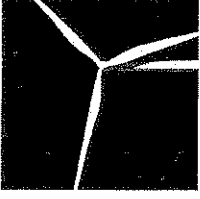


- U.S. policies on transmission planning are expanding and going beyond the issue of offering open, non-discriminatory and comparable service, accommodating contracted service requests, solving reliability problems and significant and recurring congestion.
- Risks of adopting a FERC Attachment K include possible encroachment on the authority of the Regie and this could be "*The tip of the iceberg*".
- Recent FERC policy consideration include:
  - Requiring planning to accommodate state renewable energy policy, potentially separate from specific service requests,
  - FERC cost allocation and specification of interregional transmission lines under which FERC potentially resolves how much is paid by load in each region versus requestors of new service,
  - Elimination of utility Right of First Refusal (ROFR) under which HQT would have to participate in a RFP to reinforce the system.
- This in addition to proceedings addressing VER (Variable Energy Resources) and Demand Side Management (DSM).

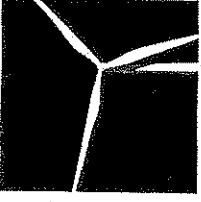


# Other Canadian Utilities

## Other Canadian Utilities



- No Canadian utility currently has filed an Order 890 Attachment K with the 9 principles in their OATT with their Commissions.
- Similarities among Canadian utilities include their common view that Attachment K does not apply where it is not applicable to local conditions or violates their own Commission rules.
- However, only HQT is part of its own Interconnection; others are synchronized parts of largely U.S. Interconnections which face large congestion, under-investment and extensive coordination problems. New Brunswick is synchronous with the Eastern Interconnection.
- Different current processes and payment of intervenor costs.



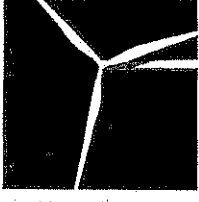
# Conclusions

## Conclusions



- Transmission planning is working in Quebec. HQT's current planning process is meeting the goals of Order 890 of coordinated, open, transparent and non-discriminatory planning. It functions equivalently even if its form is different. This is evidenced by:
  - More than adequate investments level
  - No congestion
  - Reliable grid
- HQT offers comparable, non-discriminatory access to its transmission facilities.

## Conclusions



- It is not necessary for HQT to adopt Attachment K because transmission planning is not working in the US and in Interconnections which are composed mostly of US utilities.
- Regie must guard against even inadvertent usurping of Regie's Authority as the U.S. pursues policies that may or may not make sense for Quebec. Attachment K could inadvertently be the tip of the iceberg of U.S. encroachment on Regie authority.





Electronic Code of Federal Regulations

e-CFR

e-CFR Data is current as of February 11, 2011

**Title 18: Conservation of Power and Water Resources**

**PART 35—FILING OF RATE SCHEDULES AND TARIFFS**

**Subpart H—Wholesale Sales of Electric Energy, Capacity and Ancillary Services at Market-Based Rates**

[Browse Previous](#) | [Browse Next](#)

**§ 35.37 Market power analysis required.**

(a) (1) In addition to other requirements in subparts A and B, a Seller must submit a market power analysis in the following circumstances: when seeking market-based rate authority; for Category 2 Sellers, every three years, according to the schedule contained in Order No. 697, FERC Stats. & Regs. ¶ 31,252; or any other time the Commission directs a Seller to submit one. Failure to timely file an updated market power analysis will constitute a violation of Seller's market-based rate tariff.

(2) When submitting a market power analysis, whether as part of an initial application or an update, a Seller must include an appendix of assets in the form provided in Appendix B of this subpart.

(b) A market power analysis must address whether a Seller has horizontal and vertical market power.

(c) (1) There will be a rebuttable presumption that a Seller lacks horizontal market power if it passes two indicative market power screens: a pivotal supplier analysis based on the annual peak demand of the relevant market, and a market share analysis applied on a seasonal basis. There will be a rebuttable presumption that a Seller possesses horizontal market power if it fails either screen.

(2) Sellers and intervenors may also file alternative evidence to support or rebut the results of the indicative screens. Sellers may file such evidence at the time they file their indicative screens. Intervenors may file such evidence in response to a Seller's submissions.

(3) If a Seller does not pass one or both screens, the Seller may rebut a presumption of horizontal market power by submitting a Delivered Price Test analysis. A Seller that does not rebut a presumption of horizontal market power or that concedes market power, is subject to mitigation, as described in §35.38.

(4) When submitting a horizontal market power analysis, a Seller must use the form provided in Appendix A of this subpart and include all supporting materials referenced in the form.

(d) To demonstrate a lack of vertical market power, a Seller that owns, operates or controls transmission facilities, or whose affiliates own, operate or control transmission facilities, must have on file with the Commission an Open Access Transmission Tariff, as described in §35.28; provided, however, that a Seller whose foreign affiliate(s) own, operate or control transmission facilities outside of the United States that can be used by competitors of the Seller to reach United States markets must demonstrate that such affiliate either has adopted and is implementing an Open Access Transmission Tariff as described in §35.28, or otherwise offers comparable, non-discriminatory access to such transmission facilities.

(e) To demonstrate a lack of vertical market power in wholesale energy markets through the affiliation, ownership or control of inputs to electric power production, such as the transportation or distribution of the inputs to electric power production, a Seller must provide the following information:

|                             |
|-----------------------------|
| Regie de l'énergie          |
| DOSSIER R. 3669. 2008       |
| DÉPOSÉE EN AUDIENCE Phase 2 |
| Date 18/02/2011             |
| Pièces n°: B-202            |

en liasse

(1) A description of its ownership or control of, or affiliation with an entity that owns or controls, intrastate natural gas transportation, intrastate natural gas storage or distribution facilities;

(2) Sites for generation capacity development; and

(3) Physical coal supply sources and ownership or control over who may access transportation of coal supplies.

(4) A Seller must ensure that this information is included in the record of each new application for market-based rates and each updated market power analysis. In addition, a Seller is required to make an affirmative statement that it has not erected barriers to entry into the relevant market and will not erect barriers to entry into the relevant market.

(f) If the seller seeks to protect any portion of the application, or any attachment thereto, from public disclosure pursuant to §388.112 of this chapter, the seller must include with its request for privileged treatment a proposed protective order under which the parties to the proceeding will be able to review any of the data, information, analysis or other documentation relied upon by the seller for which privileged treatment is sought. A seller must grant access to privileged data to any party that signs a protective order within 5 days from the date that the party executes the protective order.

[Order 697, 72 FR 40038, July 20, 2007, as amended by Order 697-B, 73 FR 79627, Dec. 30, 2008]

[Browse Previous](#) | [Browse Next](#)

---

For questions or comments regarding e-CFR editorial content, features, or design, email [ecfr@nara.gov](mailto:ecfr@nara.gov).

For questions concerning e-CFR programming and delivery issues, email [webteam@gpo.gov](mailto:webteam@gpo.gov).

[Section 508 / Accessibility](#)

28

qry\_Matrix\_Output\_For\_Excel\_Lis

# NERC

NORTH AMERICAN ELECTRIC  
RELIABILITY CORPORATION

NERC Compliance Registry Matrix as of 4/26/2011

| NCR ID#  | Entity Name                                                                                     | Region | Justification | BA | DP | GO | GOP | LA | LSE | PA | PSE | RC | RD | RSG | TO | TOP | TP | TSP |
|----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|---------------|----|----|----|-----|----|-----|----|-----|----|----|-----|----|-----|----|-----|
| NCR01055 | AES Shady Point, LLC                                                                            | SPP    | United States |    |    | GO |     |    |     |    |     |    |    |     |    |     |    |     |
| NCR01056 | American Electric Power Service Corp. As Agent For Public Svc. Co. Of Oklahoma & SW Ele Pwr Co. | SPP    | United States | BA | DP | GO | GOP |    | LSE |    | PSE |    | RP |     | TO | TOP | TP |     |
| NCR03045 | Aquilon Power Ltd.                                                                              | SPP    | Ontario       |    |    |    |     |    |     |    | PSE |    |    |     |    |     |    |     |
| NCR03045 | Aquilon Power Ltd.                                                                              | SPP    | United States |    |    |    |     |    |     |    | PSE |    |    |     |    |     |    |     |
| NCR01060 | Arkansas Electric Cooperative Corporation                                                       | SPP    | United States |    | DP | GO | GOP |    | LSE |    | PSE |    | RP |     | TO |     |    |     |
| NCR06040 | Blue Canyon II Windpower LLC                                                                    | SPP    | United States |    |    | GO | GOP |    |     |    |     |    |    |     |    |     |    |     |
| NCR06041 | Blue Canyon Windpower LLC                                                                       | SPP    | United States |    |    | GO | GOP |    |     |    |     |    |    |     |    |     |    |     |
| NCR03048 | Blue Canyon Windpower V, LLC                                                                    | SPP    | United States |    |    | GO | GOP |    |     |    |     |    |    |     |    |     |    |     |
| NCR05160 | BNP Paribas Energy Trading GP                                                                   | SPP    | United States |    |    |    |     |    |     |    | PSE |    |    |     |    |     |    |     |
| NCR01061 | Board Of Public Utilities (Kansas City KS).                                                     | SPP    | United States | BA | DP | GO | GOP |    | LSE |    | PSE |    | RP |     | TO | TOP | TP |     |
| NCR10319 | Board Of Public Utilities, City Of McPherson, Kansas                                            | SPP    | United States |    | DP | GO | GOP |    | LSE |    |     |    |    |     | TO |     |    |     |
| NCR01062 | Borger Energy Associates, LP                                                                    | SPP    | United States |    |    | GO |     |    |     |    |     |    |    |     |    |     |    |     |
| NCR00005 | BP Energy Company                                                                               | SPP    | United States |    |    |    |     |    |     |    | PSE |    |    |     |    |     |    |     |
| NCR00006 | Calpine Corporation                                                                             | SPP    | United States |    |    | GO |     |    |     |    |     |    |    |     |    |     |    |     |
| NCR00007 | Calpine Energy Services                                                                         | SPP    | United States |    |    |    | GOP |    |     |    | PSE |    |    |     |    |     |    |     |

Page 1

Régie de l'énergie

DOSSIER: 12-3667-2008 Phax 2

DÉPOSÉE EN AUDIENCE

Date: 9/05/2011

Pièces n°: 13-23 en liane

qry\_Matrix\_Output\_For\_Excel\_Lis

|          |                                                 |     |  |               |  |    |    |     |     |     |     |     |    |    |  |    |     |    |     |
|----------|-------------------------------------------------|-----|--|---------------|--|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|----|----|--|----|-----|----|-----|
| NCR10399 | CAMS New Mexico, LLC                            | SPP |  | United States |  |    |    | GOP |     |     |     |     |    |    |  |    |     |    |     |
| NCR05059 | Caprock Wind LLC                                | SPP |  | United States |  |    | GO | GOP |     |     |     |     |    |    |  |    |     |    |     |
| NCR01066 | Cargill Power Markets, LLC                      | SPP |  | United States |  |    |    |     |     |     | PSE |     |    |    |  |    |     |    |     |
| NCR01067 | Carthage Water & Electric Plant                 | SPP |  | United States |  | DP |    |     |     | LSE |     |     |    |    |  |    |     |    |     |
| NCR06043 | Central Valley Electric Cooperative, Inc.       | SPP |  | United States |  | DP |    |     |     | LSE |     |     |    |    |  |    |     |    |     |
| NCR10055 | Citigroup Energy Inc.                           | SPP |  | United States |  |    |    |     |     |     | PSE |     |    |    |  |    |     |    |     |
| NCR06033 | City Of Abbeville                               | SPP |  | United States |  | DP |    |     |     | LSE |     |     |    |    |  | TO |     |    |     |
| NCR01068 | City Of Alexandria                              | SPP |  | United States |  | DP | GO | GOP |     | LSE | PSE |     | RP |    |  | TO |     |    |     |
| NCR03047 | City Of Bentonville, Arkansas                   | SPP |  | United States |  | DP |    |     |     | LSE |     |     |    |    |  |    |     |    |     |
| NCR01071 | City Of Clarksdale, Mississippi                 | SPP |  | United States |  | DP | GO | GOP |     | LSE |     |     |    |    |  | TO |     |    |     |
| NCR10190 | City Of Gardner                                 | SPP |  | United States |  | DP |    |     |     | LSE |     |     |    |    |  | TO |     |    |     |
| NCR01073 | City Of Malden - Board Of Public Works          | SPP |  | United States |  | DP |    |     |     | LSE |     |     |    |    |  |    |     |    |     |
| NCR06034 | City Of Minden                                  | SPP |  | United States |  | DP |    |     |     | LSE |     |     |    |    |  |    |     |    |     |
| NCR10227 | City Of Ottawa                                  | SPP |  | United States |  | DP |    |     |     | LSE |     |     |    |    |  | TO |     |    |     |
| NCR01081 | City Utilities Of Springfield, MO               | SPP |  | United States |  | BA | DP | GO  | GOP | LSE |     |     | RP |    |  | TO | TOP | TP |     |
| NCR01082 | City Water & Light - Jonesboro, Arkansas        | SPP |  | United States |  | DP |    |     |     | LSE | PSE |     |    |    |  |    |     |    |     |
| NCR01083 | Cleco Corporation                               | SPP |  | United States |  | BA | DP | GO  | GOP | LA  | LSE | PSE |    | RP |  | TO | TOP | TP | TSP |
| NCR10302 | Cloud County Wind Farm, LLC,                    | SPP |  | United States |  |    |    | GO  | GOP |     |     |     |    |    |  |    |     |    |     |
| NCR08044 | ConocoPhillips Company                          | SPP |  | United States |  |    |    |     |     |     | PSE |     |    |    |  |    |     |    |     |
| NCR00015 | Constellation Energy Commodities Group, Inc.    | SPP |  | United States |  |    |    |     |     |     | PSE |     |    |    |  |    |     |    |     |
| NCR11081 | CPV Keenan II Renewable Energy Company, LLC     | SPP |  | United States |  |    |    | GO  | GOP |     |     |     |    |    |  |    |     |    |     |
| NCR01088 | Denver City Energy Associates (Mustang Station) | SPP |  | United States |  |    |    | GO  |     |     |     |     |    |    |  |    |     |    |     |
| NCR01089 | Dogwood Energy, LLC                             | SPP |  | United States |  |    |    | GO  |     |     |     |     |    |    |  |    |     |    |     |
| NCR00760 | DTE Energy Trading, Inc.                        | SPP |  | United States |  |    |    |     |     |     | PSE |     |    |    |  |    |     |    |     |
| NCR01227 | East Texas Electric Cooperative, Inc.           | SPP |  | United States |  | DP | GO |     |     | LSE | PSE |     | RP |    |  | TO |     | TP |     |
| NCR01092 | Eastman Cogeneration Limited Partnership        | SPP |  | United States |  |    |    | GO  | GOP |     |     |     |    |    |  |    |     |    |     |
| NCR00769 | Edison Mission Marketing & Trading, Inc.        | SPP |  | United States |  |    |    | GO  | GOP |     |     |     |    |    |  |    |     |    |     |
| NCR00505 | Endure Energy, L.L.C.                           | SPP |  | United States |  |    |    |     |     |     | PSE |     |    |    |  |    |     |    |     |
| NCR11083 | Entergy Power Operations U.S., Inc.             | SPP |  | United States |  |    |    |     | GOP |     |     |     |    |    |  |    |     |    |     |
| NCR01095 | Exelon Generation Co., LLC (PSE)                | SPP |  | United States |  |    |    |     |     |     | PSE |     |    |    |  |    |     |    |     |

qry\_Matrix\_Output\_For\_Excel\_Lis

|          |                                                   |     |     |               |    |    |    |     |  |     |     |    |  |    |     |    |     |  |  |
|----------|---------------------------------------------------|-----|-----|---------------|----|----|----|-----|--|-----|-----|----|--|----|-----|----|-----|--|--|
| NCR06046 | Farmers' Electric Cooperative, Inc. Of New Mexico | SPP |     | United States |    | DP |    |     |  | LSE |     |    |  |    |     |    |     |  |  |
| NCR10312 | Flat Ridge Wind Energy, LLC                       | SPP |     | United States |    |    | GO | GOP |  |     |     |    |  |    |     |    |     |  |  |
| NCR00626 | GDF SUEZ Energy Marketing NA, Inc.                | SPP |     | United States |    |    |    |     |  |     | PSE |    |  |    |     |    |     |  |  |
| NCR10020 | Golden Spread Electric Cooperative, Inc.          | SPP |     | United States |    | DP |    |     |  | LSE | PSE | RP |  |    |     |    |     |  |  |
| NCR01101 | Grand River Dam Authority                         | SPP |     | United States | BA | DP | GO | GOP |  | LSE | PSE | RP |  | TO | TOP | TP |     |  |  |
| NCR01103 | Green Country Energy, LLC                         | SPP |     | United States |    |    | GO |     |  |     |     |    |  |    |     |    |     |  |  |
| NCR01104 | Green Country Operating Services, LLC             | SPP |     | United States |    |    |    | GOP |  |     |     |    |  |    |     |    |     |  |  |
| NCR03046 | Hope Water & Light                                | SPP |     | United States |    | DP |    |     |  | LSE |     |    |  | TO |     |    |     |  |  |
| NCR10259 | Iberdrola Renewables                              | SPP |     | United States |    |    | GO | GOP |  |     |     |    |  |    |     |    |     |  |  |
| NCR01072 | (Independence, Missouri)                          | SPP |     | United States | BA | DP | GO | GOP |  | LSE | PSE | RP |  | TO | TOP | TP |     |  |  |
| NCR10400 | ITC Great Plains, LLC                             | SPP |     | United States |    |    |    |     |  |     |     |    |  | TO |     |    |     |  |  |
| NCR00256 | J. Aron & Company                                 | SPP |     | United States |    |    |    |     |  |     | PSE |    |  |    |     |    |     |  |  |
| NCR10263 | J.P. Morgan Ventures Energy Corporation           | SPP |     | United States |    |    |    |     |  |     | PSE |    |  |    |     |    |     |  |  |
| NCR01107 | Kansas City Power & Light Company                 | SPP |     | United States | BA | DP | GO | GOP |  | LSE | PSE | RP |  | TO | TOP | TP |     |  |  |
| NCR01109 | Kansas Electric Power Cooperative, Inc.           | SPP |     | United States |    |    |    |     |  | LSE |     | RP |  |    |     |    |     |  |  |
| NCR10379 | Kansas Energy, LLC                                | SPP |     | United States |    |    |    |     |  |     | PSE |    |  |    |     |    |     |  |  |
| NCR01110 | Kansas Municipal Energy Agency                    | SPP |     | United States |    |    |    |     |  |     | PSE |    |  |    |     |    |     |  |  |
| NCR01058 | KCPL - Greater Missouri Operations                | SPP |     | United States | BA | DP | GO | GOP |  | LSE | PSE | RP |  | TO | TOP | TP | TSP |  |  |
| NCR01113 | Kiowa Power Partners, LLC                         | SPP |     | United States |    |    | GO | GOP |  |     |     |    |  |    |     |    |     |  |  |
| NCR01114 | Lafayette Utilities System                        | SPP |     | United States | BA | DP | GO | GOP |  | LSE | PSE |    |  | TO | TOP | TP |     |  |  |
| NCR06047 | Lea County Electric Cooperative, Inc.             | SPP |     | United States |    | DP |    |     |  | LSE |     |    |  | TO |     |    |     |  |  |
| NCR10301 | Lea Power Partners, LLC                           | SPP |     | United States |    |    | GO |     |  |     |     |    |  |    |     |    |     |  |  |
| NCR10226 | Llano Estacado Wind, LP                           | SPP |     | United States |    |    | GO | GOP |  |     |     |    |  |    |     |    |     |  |  |
| NCR01116 | Louisiana Energy & Power Authority                | SPP |     | United States | BA |    |    |     |  |     |     |    |  |    |     |    |     |  |  |
| NCR06048 | Lubbock Power And Light                           | SPP | CFR | United States |    |    |    |     |  |     |     |    |  |    | TOP |    |     |  |  |
| NCR06048 | Lubbock Power And Light                           | SPP |     | United States |    | DP |    |     |  | LSE |     |    |  | TO |     |    |     |  |  |
| NCR08061 | Macquarie Energy LLC                              | SPP |     | United States |    |    |    |     |  |     | PSE |    |  |    |     |    |     |  |  |
| NCR10300 | Resources)                                        | SPP |     | United States |    |    | GO | GOP |  |     |     |    |  |    |     |    |     |  |  |
| NCR02800 | Merrill Lynch Commodities, Inc.                   | SPP |     | United States |    |    |    |     |  |     | PSE |    |  |    |     |    |     |  |  |
| NCR00824 | MidAmerican Energy Company                        | SPP |     | United States |    |    |    |     |  |     | PSE |    |  |    |     |    |     |  |  |

qry\_Matrix\_Output\_For\_Excel\_Lis

|          |                                                      |     |               |    |    |     |     |     |     |    |  |    |     |    |
|----------|------------------------------------------------------|-----|---------------|----|----|-----|-----|-----|-----|----|--|----|-----|----|
| NCR01118 | Midwest Energy, Inc.                                 | SPP | United States | DP |    |     |     | LSE | PSE |    |  | TO | TOP | TP |
| NCR06050 | Mississippi Delta Energy Agency                      | SPP | United States |    |    |     |     |     |     | RP |  | TO |     |    |
| NCR06051 | Missouri Joint Municipal Electric Utility Commission | SPP | United States |    |    |     |     | LSE | PSE |    |  |    |     |    |
| NCR00050 | Morgan Stanley Capital Group Inc.                    | SPP | United States |    |    |     |     |     | PSE |    |  |    |     |    |
| NCR06053 | NAES Corporation - Blackhawk                         | SPP | United States |    |    |     | GOP |     |     |    |  |    |     |    |
| NCR06055 | NAES Corporation - Mustang                           | SPP | United States |    |    |     | GOP |     |     |    |  |    |     |    |
| NCR01121 | Natchitoches Utility System                          | SPP | United States | DP |    |     |     | LSE |     |    |  |    |     |    |
| NCR10317 | NextEra Energy Power Marketing, LLC                  | SPP | United States |    |    |     |     |     | PSE |    |  |    |     |    |
| NCR01096 | NextEra Energy Resources, LLC                        | SPP | United States |    | GO | GOP |     |     |     |    |  | TO |     |    |
| NCR11019 | Noble Americas Gas & Power Corp.                     | SPP | United States |    |    |     |     |     | PSE |    |  |    |     |    |
| NCR11070 | Noble Great Plains Windpark, LLC                     | SPP | United States |    | GO | GOP |     |     |     |    |  |    |     |    |
| NCR06054 | North American Energy Services - Dogwood             | SPP | United States |    |    |     | GOP |     |     |    |  |    |     |    |
| NCR01124 | Northeast Texas Electric Cooperative, Inc            | SPP | United States | DP |    |     |     | LSE | PSE | RP |  |    |     |    |
| NCR10202 | NRG Power Marketing, LLC                             | SPP | United States |    |    |     |     |     | PSE |    |  |    |     |    |
| NCR10121 | Occidental Power Marketing, L.P.                     | SPP | United States |    |    |     |     | LSE | PSE |    |  |    |     |    |
| NCR10100 | Occidental Power Services, Inc.                      | SPP | United States |    |    |     |     |     | PSE |    |  |    |     |    |
| NCR01130 | Oklahoma Gas And Electric Co.                        | SPP | United States | BA | DP | GO  | GOP | LSE | PSE | RP |  | TO | TOP | TP |
| NCR04108 | Oklahoma Municipal Power Authority                   | SPP | United States | DP | GO | GOP |     | LSE | PSE | RP |  |    |     |    |
| NCR00860 | Omaha Public Power District                          | SPP | United States |    |    |     |     |     | PSE |    |  |    |     |    |
| NCR01023 | Otter Tail Power Company                             | SPP | United States |    |    |     |     |     | PSE |    |  |    |     |    |
| NCR01135 | Paragould Light & Water Commission                   | SPP | United States | DP |    |     |     | LSE |     |    |  |    |     |    |
| NCR11117 | People's Electric Cooperative                        | SPP | United States | DP |    |     |     | LSE |     |    |  |    |     |    |
| NCR01136 | Piggott Light & Water                                | SPP | United States | DP |    |     |     | LSE |     |    |  |    |     |    |
| NCR01137 | Poplar Bluff                                         | SPP | United States | DP |    |     |     | LSE |     |    |  |    |     |    |
| NCR05326 | Powerex Corp.                                        | SPP | United States |    |    |     |     |     | PSE |    |  |    |     |    |
| NCR05326 | Powerex Corp.                                        | SPP | Columbia      |    |    |     |     |     | PSE |    |  |    |     |    |
| NCR00371 | PPL EnergyPlus, LLC                                  | SPP | United States |    |    |     |     |     | PSE |    |  |    |     |    |
| NCR01139 | Public Service Commission Of Yazoo City              | SPP | United States | DP |    |     |     | LSE |     |    |  |    |     |    |
| NCR05333 | Public Service Company Of New Mexico                 | SPP | United States |    |    |     |     |     | PSE |    |  |    |     |    |
| NCR01140 | Rainbow Energy Marketing Corporation                 | SPP | United States |    |    |     |     |     | PSE |    |  |    |     |    |

qry\_Matrix\_Output\_For\_Excel\_Lis

|          |                                               |     |     |               |    |    |     |     |     |     |     |    |    |     |     |     |
|----------|-----------------------------------------------|-----|-----|---------------|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|----|----|-----|-----|-----|
| NCR06010 | Rayburn Country Electric Cooperative, Inc.    | SPP |     | United States | DP |    |     | LSE |     |     |     |    | TO |     |     |     |
| NCR10304 | Red Hills Wind Project, LLC.                  | SPP |     | United States |    | GO | GOP |     |     |     |     |    |    |     |     |     |
| NCR05386 | Semptra Energy Trading LLC                    | SPP |     | United States |    |    |     |     |     | PSE |     |    |    |     |     |     |
| NCR04119 | Sharyland Utilities LP                        | SPP |     | United States | DP |    |     | LSE |     |     |     |    |    |     |     |     |
| NCR05118 | Shell Energy North America (US), L.P.         | SPP |     | United States |    |    |     |     |     | PSE |     |    |    |     |     |     |
| NCR01142 | Sikeston Board Of Municipal Utilities         | SPP |     | United States | DP | GO | GOP | LSE |     | PSE |     |    | TO |     |     |     |
| NCR07211 | Silverhill Ltd.                               | SPP |     | United States |    |    |     |     |     | PSE |     |    |    |     |     |     |
| NCR07211 | Silverhill Ltd.                               | SPP |     | Ontario       |    |    |     |     |     | PSE |     |    |    |     |     |     |
| NCR11049 | Smoky Hills Wind Farm, LLC                    | SPP |     | United States |    | GO | GOP |     |     |     |     |    |    |     |     |     |
| NCR10316 | Smoky Hills Wind Project II, LLC              | SPP |     | United States |    | GO | GOP |     |     | PSE |     |    |    |     |     |     |
| NCR01143 | Southwest Power Pool                          | SPP |     | United States |    |    |     | IA  | PA  | RC  | RSG |    |    | TP  | TSP |     |
| NCR01144 | Southwestern Power Administration             | SPP |     | United States | BA |    |     |     |     | PSE |     | RP | TO | TOP | TP  | TSP |
| NCR01145 | Southwestern Public Service Co. (Xcel Energy) | SPP | CFR | United States |    |    |     |     |     |     |     |    |    | TOP |     |     |
| NCR01145 | Southwestern Public Service Co. (Xcel Energy) | SPP |     | United States | BA | DP | GO  | GOP | LSE | PSE |     | RP | TO |     | TP  | TSP |
| NCR11069 | SU FERC, LLC                                  | SPP |     | United States |    |    |     |     |     |     |     |    | TO |     |     |     |
| NCR01148 | Sunflower Electric Power Corporation          | SPP |     | United States | BA | DP | GO  | GOP | LSE | PSE |     | RP | TO | TOP | TP  |     |
| NCR00633 | Tenaska Gateway Partners Ltd                  | SPP |     | United States |    |    | GO  | GOP |     |     |     |    |    |     |     |     |
| NCR00635 | Tenaska Power Services Co.                    | SPP |     | United States |    |    |     |     |     | PSE |     |    |    |     |     |     |
| NCR01152 | Terrebonne Parish Consolidated Government     | SPP |     | United States | DP |    |     | LSE |     |     |     |    |    |     |     |     |
| NCR01342 | Tex-La Electric Cooperative Of Texas, Inc     | SPP |     | United States | DP |    |     | LSE |     | PSE |     | RP | TO |     | TP  |     |
| NCR01155 | The Empire District Electric Company          | SPP |     | United States | BA | DP | GO  | GOP | LSE | PSE |     | RP | TO | TOP | TP  |     |
| NCR00076 | The Energy Authority, Inc.                    | SPP |     | United States |    |    |     |     |     | PSE |     |    |    |     |     |     |
| NCR08074 | TransAlta Energy Marketing (US) Inc.          | SPP |     | Alberta       |    |    |     |     |     | PSE |     |    |    |     |     |     |
| NCR08074 | TransAlta Energy Marketing (US) Inc.          | SPP |     | United States |    |    |     |     |     | PSE |     |    |    |     |     |     |
| NCR01357 | USACE - Kansas City District                  | SPP |     | United States |    | GO | GOP |     |     |     |     |    | TO |     |     |     |
| NCR06037 | USACE - Little Rock District                  | SPP |     | United States |    | GO | GOP |     |     |     |     |    | TO |     |     |     |
| NCR06038 | USACE - Tulsa District                        | SPP |     | United States |    | GO | GOP |     |     |     |     |    | TO |     |     |     |
| NCR00658 | Westar Energy, Inc.                           | SPP |     | United States | BA | DP | GO  | GOP | LSE | PSE |     | RP | TO | TOP | TP  |     |
| NCR01160 | Western Farmers Electric Cooperative          | SPP |     | United States | BA | DP | GO  | GOP | LSE | PSE |     | RP | TO | TOP | TP  |     |
| NCR01162 | Yoakum Electric Generating Cooperative, Inc.  | SPP |     | United States |    | GO |     |     |     |     |     |    |    |     |     |     |

