

CANADA
PROVINCE OF QUÉBEC
DISTRICT OF MONTRÉAL
NO : R-3669-2008 (Phase 2)

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

HYDRO-QUÉBEC, AS A TRANSMISSION
PROVIDER ("HQT")

-and-

NEWFOUNDLAND AND LABRADOR
HYDRO ("NLH")

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3669-2008 Phase 2
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 5 juillet 2011
Pièces n°: NON COTÉE

LIST OF AUTHORITIES

- ONGLET-1:** ISO NEW ENGLAND Open Access Transmission Tariff
- ONGLET-2:** H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order accepting updated Market Power Analysis issued May 26, 2005, Docket Nos. ER97-851-012 ER97-851-013 ER97-851-015
- ONGLET-3:** Régie de l'énergie's decision D-2011-068 rendered on May 13, 2011 in file R-3699-2009
- ONGLET-4:** Régie de l'énergie's decision D-2011-083 rendered on June 16, 2011 in file R-3757-2011
- ONGLET-5** ISO New England Calculation of TTC for External Interfaces and ATC for PTF Interfaces Version 3.0 Issued on: December 1, 2008.

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3669-2008 Phase 2
PIÈCE NO: C-13.51
Date: 5 juillet 2011

Montréal, this 5th of July 2011
(s) **Fasken Martineau DuMoulin**

FASKEN MARTINEAU DuMOULIN s.r.l.
Attorneys for the Intervener NLH

SECTION II
ISO NEW ENGLAND OPENACCESS TRANSMISSION TARIFF

Table of Contents

II.A. COMMON SERVICE PROVISIONS

- II.1 Definitions
- II.2 Purpose of This OATT
- II.3 Market Rule 1
- II.4 Ancillary Services
 - II.4.1 Scheduling, System Control and Dispatch Service
 - II.4.2 Reactive Supply and Voltage Control from Qualified Reactive Resources Service
 - II.4.3 Regulation and Frequency Response Service
 - II.4.4 Energy Imbalance Service
 - II.4.5 Operating Reserve – Ten Minute Spinning Reserve Service (TMSR)
 - II.4.6 Operating Reserve – Ten-Minute Non-Spinning Reserve Service (TMNSR)
 - II.4.6A Operating Reserve -Thirty-Minute Operating Reserve Service (TMOR)
 - II.4.7 System Restoration and Planning Service
 - II.4.8 Generator Imbalance Service
 - II.4.9 Special Constraint Resource Service
- II.5 Open Access Same-Time Information System (OASIS)
- II.6 Local Furnishing and Other Tax-Exempt Bonds
 - II.6.1 Transmission Owners That Own Facilities Financed by Local Furnishing or Other Tax-Exempt Bonds
 - II.6.2 Alternative Procedures for Requesting Transmission Service -Local Furnishing Bonds
 - II.6.3 Alternative Procedures for Requesting Transmission Service – Other Tax-Exempt Bonds
- II.7 Reciprocity
- II.8 Billing and Invoicing; Accounting
 - II.8.1 Billing Procedure
 - II.8.2 Invoicing
- II.8.3 Interest on Unpaid Balances
- II.8.4 Customer Default
- II.8.5 Study Costs and Revenues
- II.8.6 Billing and Invoicing For Other Services and Transactions

II.8.7 Refund Obligations and Surcharge Rights Associated With Adjustments to Regional and Local Rates

II.8.8 Creditworthiness

II.9 Regulatory Filings

II.10 Stranded Costs

II.10.1 General

II.10.2 Commission Requirements

II.10.3 Wholesale Contracts

II.10.4 Right to Seek or Contest Recovery Unimpaired

II.B. REGIONAL NETWORK SERVICE

II.11 Nature of Regional Network Service

II.12 Availability of Regional Network Service

II.12.1 Provision of Regional Network Service

II.12.2 Eligibility to Receive Regional Network Service

II.13 [Reserved]

II.14 [Reserved]

II.15 Nature of Regional Network Service

II.15.1 Scope of Service

II.15.2 ISO and PTO Responsibilities

II.15.3 Real Power Losses

II.15.4 Restrictions on Use of Service

II.16 Initiating Service

II.16.1 Condition Precedent for Receiving Service

II.16.2 Application Procedures

II.16.3 Technical Arrangements to be Completed Prior to Commencement of Service

II.16.4 Network Customer Facilities

II.16.5 Filing of Transmission Service Agreement

II.17 Network Resources

II.17.1 Designation of Network Resources

II.17.2 Designation of New Network Resources

II.17.3 Termination of Network Resources

II.17.4 Network Customer Redispatch Obligation

II.17.5 Transmission Arrangements for Network Resources Not Physically

Interconnected With The PTF

- II.17.6 Limitation on Designation of Resources
- II.17.7 Use of Interface Capacity by the Network Customer
- II.18 Designation of Regional Network Load
 - II.18.1 Regional Network Load
 - II.18.2 Regional Network Load Located Within the New England Control Area
 - II.18.3 Regional Network Load Located Outside the New England Control Area
 - II.18.4 New Interconnection Points
 - II.18.5 Changes in Service Requests
 - II.18.6 Annual Load and Resource Information Updates
- II.19 Study Procedures For Regional Network Service Requests
 - II.19.1 Notice of Need for System Impact Study
 - II.19.2 System Impact Study Agreement and Cost Reimbursement
 - II.19.3 System Impact Study Procedures
 - II.19.4 Facilities Study Procedures
 - II.19.5 Penalties for Failure to Meet Study Deadlines
 - II.19.6 Clustering of Regional Network Service Studies
- II.20 Load Shedding and Curtailments
 - II.20.1 Procedures
 - II.20.2 Transmission Constraints
 - II.20.3 Cost Responsibility for Relieving Transmission Constraints
 - II.20.4 Curtailments of Scheduled Deliveries
 - II.20.5 Allocation of Curtailments
 - II.20.6 Load Shedding
 - II.20.7 System Reliability
- II.21 Rates and Charges
 - II.21.1 Regional Network Service
 - II.21.2 Determination of Network Customer's Regional Monthly Network Load
- II.22 Operating Arrangements
 - II.22.1 Network Customer Obligation
 - II.22.2 General Network Operating Terms and Conditions
 - II.22.3 Network Resource Obligations
 - II.22.4 Obligations for Delivery to Load
 - II.22.5 Default
- II.23 Application of Part II.B to Transmission Customers

II.C. THROUGH OR OUT SERVICE; MTF SERVICE, OTF SERVICE

II.24 Through or Out Service

II.24.1 Provision of Through or Out Service

II.24.2 Use of Through or Out Service

II.25 Payment and Rate for Through or Out Service

II.25.1 Payment for Through or Out Service

II.25.2 Rate for Through or Out Service ("T or O Rate")

II.25.3 Exceptions to Payment for Through or Out Service

II.26 Reservation of Capacity for Point-to-Point Service

II.27 MTF Service

II.28 Local Point-to-Point Service

II.29 OTF Service

II.30 Nature of Through or Out Service

II.30.1 Term

II.30.2 Transmission Priority

II.30.3 Use of Through or Out Service by the Transmission Owners

II.30.4 Service Agreements

II.30.5 Transmission Customer Obligations for Facility Additions or Redispatch Costs

II.30.6 Classification of Through or Out Service

II.31 Service Availability

II.31.1 General Conditions

II.31.2 Determination of Available Transmission Capability

II.31.3 Initiating Service in the Absence of an Executed Transmission Service

Agreement

II.31.4 Obligation to Provide Transmission Service that Requires Expansion or Modification of the New England Transmission System

II.31.5 Deferral of Service

II.31.6 Real Power Losses

II.31.7 Load Shedding

II.32 Transmission Customer Responsibilities

II.32.1 Conditions Required of Transmission Customers

II.32.2 Transmission Customer Responsibility for Third-Party Arrangements

II.33 Procedures for Arranging Through or Out Service

II.33.1 Application

- II.33.2 Completed Application
- II.33.3 Deposit
- II.33.4 Notice of Deficient Application
- II.33.5 Execution of Transmission Service Agreement
- II.34 Study Procedures For Through or Out Service Requests
 - II.34.1 Notice of Need for System Impact Study
 - II.34.2 System Impact Study Agreement and Cost Reimbursement
 - II.34.3 System Impact Study Procedures
 - II.34.4 Facilities Study Procedures
 - II.34.5 Facilities Study Modifications
 - II.34.6 Due Diligence in Completing New Facilities
 - II.34.7 Expedited Procedures for New Facilities
 - II.34.8 Penalties for Failure to Meet Study Deadlines
- II.35 New Transmission Facilities for Point To Point Service
 - II.35.1 Delays in Construction of New Facilities
 - II.35.2 Alternatives to the Original Facility Additions
 - II.35.3 Refund Obligation for Unfinished Facility Additions
- II.36 Provisions Relating to the Systems of Other Utilities
 - II.36.1 Responsibility for Third Party System Additions
 - II.36.2 Coordination of Third Party System Additions
- II.37 Metering and Power Factor at Receipt/Delivery Points
 - II.37.1 Transmission Customer Obligations
 - II.37.2 ISO Access to Metering Data
 - II.37.3 Power Factor
- II.38 Compensation for New Facilities and Redispatch Costs
- II.D. TRANSITION PERIOD SERVICE; EXCEPTED TRANSACTIONS
 - II.39 Transition Arrangements
 - II.40 Excepted Transactions
- II.E. CONGESTION MANAGEMENT ON THE NE TRANSMISSION SYSTEM
 - II.41 Congestion Costs and Congestion Revenue
 - II.42 Financial Transmission Rights
 - II.43 Auction Revenue Rights and Qualified Upgrade Awards
- II.F. EXTERNAL TRANSACTIONS
 - II.44 Scheduling and Curtailment

II.45 Grandfathered Agreements

II.45.1 MEPCO Grandfathered Transmission Service Agreements (MGTSAs) over the
New Brunswick/New England Interface

II.G. SYSTEM PLANNING, ADDITIONS AND MODIFICATIONS

II.46 General

II.47 Interconnection Procedures and Requirements

II.47.1 Interconnection of Generating Unit Under the Capacity Capability
Interconnection Standard or the Network Capability Interconnection Standard

II.47.2 Generator Interconnection Proposal Review

II.47.3 Generator Right to Interconnection

II.47.4 Compliance with Schedule 11

II.47.5 Interconnection of Elective Transmission Upgrades II.48 [Reserved]

II.H. OTHER TRANSMISSION PROVISIONS

II.49 Definition of PTF

II.50 Additions to or Upgrades of PTF

SCHEDULE 1 SCHEDULING, SYSTEM CONTROL AND DISPATCH SERVICE

SCHEDULE 1 IMPLEMENTATION RULE

APPENDIX A TO SCHEDULE 1 IMPLEMENTATION RULE BOSTON EDISON COMPANY
SCADA

APPENDIX B TO SCHEDULE 1 IMPLEMENTATION RULE CENTRAL
MAINE POWER COMPANY LOCAL CONTROL CENTER

SCHEDULE 2 REACTIVE SUPPLY AND VOLTAGE CONTROL SERVICE

SCHEDULE 3 REGULATION AND FREQUENCY RESPONSE SERVICE

SCHEDULE 4 ENERGY IMBALANCE SERVICE

SCHEDULE 5 TEN-MINUTE SPINNING RESERVE SERVICE (TMSR)

SCHEDULE 6 TEN-MINUTE NON-SPINNING RESERVE SERVICE (TMNSR)

SCHEDULE 7 THIRTY-MINUTE OPERATING RESERVE SERVICE (TMOR)

SCHEDULE 8 THROUGH OR OUT SERVICE - THE POOL PTF RATE

SCHEDULE 9 REGIONAL NETWORK SERVICE

SCHEDULE 10 GENERATOR IMBALANCE SERVICE

SCHEDULE 11 GENERATOR INTERCONNECTION RELATED UPGRADE COSTS

SCHEDULE 12 TRANSMISSION COST ALLOCATION ON AND AFTER JANUARY 1, 2004

SCHEDULE 12A NEMA UPGRADES

SCHEDULE 12B RTEP02 UPGRADES

SCHEDULE 12C DETERMINATION OF LOCALIZED COSTS ON AND AFTER JANUARY 1, 2004

SCHEDULE 13 [RESERVED]

SCHEDULE 14 [RESERVED]

SCHEDULE 15 [RESERVED]

SCHEDULE 16 SYSTEM RESTORATION AND PLANNING SERVICE

SCHEDULE 17 [RESERVED]

SCHEDULE 18 MTF; MTF SERVICE

SCHEDULE 18 IMPLEMENTATION RULE

SCHEDULE 18 ATTACHMENTS

SCHEDULE 19 SPECIAL CONSTRAINT RESOURCE SERVICE

SCHEDULE 20 OTHER TRANSMISSION FACILITIES AND SERVICE

SCHEDULE 21 LOCAL SERVICE

SCHEDULE 22 LARGE GENERATOR INTERCONNECTION PROCEDURES

SCHEDULE 23 SMALL GENERATOR INTERCONNECTION PROCEDURES

SCHEDULE 24 INCORPORATION BY REFERENCE OF NAESB STANDARDS

ATTACHMENT A SERVICE AGREEMENT FOR THROUGH OR OUT SERVICE

ATTACHMENT B SERVICE AGREEMENT FOR REGIONAL NETWORK SERVICE

ATTACHMENT C AVAILABLE TRANSFER CAPABILITY METHODOLOGY

ATTACHMENT D METHODOLOGY FOR COMPLETING A SYSTEM IMPACT STUDY

ATTACHMENT E LOCAL NETWORKS

ATTACHMENT F ANNUAL TRANSMISSION REVENUE REQUIREMENTS

ATTACHMENT F IMPLEMENTATION RULE

APPENDIX A TO ATTACHMENT F IMPLEMENTATION RULE RULES FOR
DETERMINING INVESTMENT TO BE INCLUDED IN PTF

ATTACHMENT 1 TO APPENDIX A TO ATTACHMENT F IMPLEMENTATION
RULE

ATTACHMENT G LIST OF EXCEPTED TRANSACTION AGREEMENTS

ATTACHMENT G-1 LIST OF EXCEPTED AGREEMENTS

ATTACHMENT G-2 LIST OF CERTAIN ARRANGEMENTS OVER EXTERNAL TIES

ADDENDUM TO ATTACHMENTS G

ATTACHMENT G-3 COMPLETE LIST OF EXCEPTED TRANSACTION (TRANSMISSION)
AGREEMENTS OVER EXTERNAL TIES

ATTACHMENT H MEPCO GRANDFATHERED TRANSMISSION SERVICE AGREEMENTS
("MGTSAs")

ATTACHMENT H-1 FORM OF SERVICE AGREEMENT FOR THE RESALE, REASSIGNMENT OR
TRANSFER OF MEPCO GRANDFATHERED TRANSMISSION SERVICE AGREEMENT (MG TSA)

ATTACHMENT I SYSTEM IMPACT STUDY AGREEMENT

EXHIBIT 1 INFORMATION FOR SYSTEM IMPACT STUDY

EXHIBIT 2 STUDY TIMETABLE EXHIBIT 3 PREPAYMENT SCHEDULE

ATTACHMENT J FACILITIES STUDY AGREEMENT

ATTACHMENT K REGIONAL SYSTEM PLANNING PROCESS

APPENDIX 1 TO ATTACHMENT K - LOCAL SYSTEM PLANNING PROCESS

ATTACHMENT L1 ISO NEW ENGLAND FINANCIAL ASSURANCE POLICY

ATTACHMENT L2 [Reserved.]

ATTACHMENT L3 [Reserved.]

ATTACHMENT L4 ISO NEW ENGLAND BILLING POLICY

ATTACHMENT M ROLE OF INDEPENDENT TRANSMISSION COMPANIES

ATTACHMENT N PROCEDURES FOR REGIONAL SYSTEM PLAN UPGRADES

issue an order under Section 211 of the Federal Power Act. Upon issuance of the order under Section 211 of the Federal Power Act, the Transmission Owner shall be required to provide the requested transmission service in accordance with the terms and conditions of this OATT.

II.6.3 Alternative Procedures for Requesting Transmission Service – Other Tax-Exempt Bonds: If a Transmission Owner determines that the provision of transmission service to be provided under the OATT would jeopardize the tax-exempt status of any other tax-exempt bonds used to finance the Transmission Owner's facilities that would be used in furnishing such transmission service, it shall notify the ISO within thirty (30) days of the date on which this OATT becomes effective, and shall elect in its notice either to comply with the procedure specified in Section II.6.2 or to make its facilities unavailable under the OATT and thereby waive its right to share in the distribution of revenues received under the OATT derived from such facilities. Any such election may be changed at any time.

II.7 Reciprocity

A Transmission Customer receiving transmission service under this OATT, including transmission service under Local Service Schedules, agrees to provide comparable transmission service that it is capable of providing to the Market Participants, Transmission Owners and/or the Schedule 20A Service Providers, and their distribution Affiliates on similar terms and conditions over facilities used for the transmission of electric energy in Canada or used for such transmission in the United States and that are owned, controlled or operated by, or on behalf of the Transmission Customer and over facilities used for the transmission of electric energy owned, controlled or operated by the Transmission Customer's corporate Affiliates. Transmission of power on the Transmission Customer's system to the border of the New England Control Area and transfer of ownership at that point shall not satisfy, or relieve the Transmission Customer of, the obligation to provide reciprocal service. This reciprocity requirement applies not only to the Transmission Customer that obtains transmission service under the OATT, but also to all parties to a transaction that involves the use of transmission service under the OATT, including the power seller, buyer and any intermediary, such as a power marketer. This reciprocity requirement also applies to any Transmission Customer that owns, controls or operates transmission facilities that uses an intermediary, such as a power marketer, to request transmission service under the OATT. If the Transmission Customer does not own, control or operate transmission facilities, the Transmission Customer must include in its Application a sworn statement of one of its duly authorized officers or other representatives that the purpose of its Application is not to assist an Eligible Customer to avoid the requirements of this provision.

2

111 FERC ¶ 61,255
UNITED STATES OF AMERICA
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION

Before Commissioners: Pat Wood, III, Chairman;
Nora Mead Brownell, and Joseph T. Kelliher.

H.Q. Energy Services (U.S.) Inc.

Docket Nos. ER97-851-012
ER97-851-013
ER97-851-015

ORDER ACCEPTING UPDATED MARKET POWER ANALYSIS

(Issued May 26, 2005)

1. In this order, we accept an updated market power analysis filed by H.Q. Energy Services (U.S.) Inc. (H.Q. Energy). We accept also the revisions to H.Q. Energy's market-based rate tariff that incorporate the Commission's market behavior rules.¹ As discussed below, we conclude that H.Q. Energy satisfies the Commission's standards for market-based rate authority. This order benefits customers by reviewing the conditions under which market-based rate authority is granted, thus ensuring that the prices charged for jurisdictional sales are just and reasonable. H.Q. Energy's next updated market power analysis is due three years from the date of this order.

Background

2. H.Q. Energy states that it is a wholly-owned indirect subsidiary of Hydro-Québec, a government corporation in Quebec, Canada. H.Q. Energy states that it and its affiliates do not own generation, transmission, or distribution facilities in the United States, except for the 50-percent ownership interest of its affiliate, TransÉnergie U.S. Ltd. (TransÉnergie), in the Cross Sound Cable Interconnector facility (Cross Sound Cable)² in the Northeast. H.Q. Energy states that it controls

¹ First Revised FERC Rate Schedule No. 1, First Revised Sheet Nos. 1-4 (Supersedes First Revised FERC Rate Schedule No. 1, Original Sheet Nos. 1-4).

² H.Q. Energy states that the Cross Sound Cable is a merchant 330 MW direct current transmission link between the ISO New England Inc. (ISO-NE) and
(continued...)

via contract approximately 120 MW of capacity in the ISO-NE market, and does not have a franchised retail service territory in the United States. H.Q. Energy also states that, although divisions of Hydro-Québec own and control facilities for the generation, transmission and distribution of electricity, with the exception of the Cross Sound Cable, such facilities are located outside of the United States in Quebec.

3. On November 9, 2000, H.Q. Energy filed an updated market power analysis pursuant to the Commission's order granting H.Q. Energy authority to sell electric energy and capacity at market-based rates.³ The submittal also included proposed revisions to its market-based rate tariff to provide for the sale of specified ancillary services and the reassignment of transmission rights.

4. On November 12, 2003, as amended on December 22, 2003, H.Q. Energy submitted its second updated market power analysis. H.Q. Energy reported no material changes in status since its November 2000 filing that might affect the Commission's determination that H.Q. Energy lacks market power.

5. On January 18, 2005, H.Q. Energy submitted a revised updated market power analysis pursuant to the Commission's order issued on May 13, 2004.⁴ The May 13 Order addressed the procedures for implementing the generation market power analysis announced on April 14, 2004 and clarified on July 8, 2004.⁵ H.Q. Energy also submitted revised tariff sheets incorporating the market behavior rules.⁶

the New York Independent System Operator, Inc. (NYISO) markets. It adds that non-discriminatory service over this facility is provided under tariff arrangements approved by the Commission. *See TransÉnergie U.S. Ltd.*, 91 FERC ¶ 61,230, *order on compliance*, 91 FERC ¶ 61,347 (2000) (*TransÉnergie*).

³ *H.Q. Energy Services (U.S.) Inc.*, 81 FERC ¶61,184, 61,811 (1997), *reh'g denied*, 82 FERC ¶ 61,234 (1998), *appeal dismissed*, *Grand Council of the Crees v. FERC*, 198 F.3d 950 (D.C. Cir. 2000) (*H.Q. Energy*).

⁴ *Acadia Power Partners, LLC*, 107 FERC ¶ 61,168 (May 13 Order).

⁵ *AEP Power Marketing, Inc.*, 107 FERC ¶ 61,018 (April 14 Order), *order on reh'g*, 108 FERC ¶ 61,026 (2004) (July 8 Order).

⁶ *See Investigation of Terms and Conditions of Public Utility Market-Based Rate Authorizations*, 105 FERC ¶ 61,218 (2003) (November 17 Order), *order on reh'g*, 107 FERC ¶ 61,175 (2004) (Market Behavior Rules Order).

6. In its January 18 Filing, H.Q. Energy submitted the pivotal supplier screen and the wholesale market share screen for the ISO-NE and the NYISO markets. H. Q. Energy also provided updated information on the transmission market power, barriers to entry, and affiliate abuse prongs of the Commission's market-based rate analysis. H.Q. Energy stated that it cannot exercise generation market power, transmission market power, nor erect barriers to entry or engage in affiliate abuse.

Notices of Filings and Responses

7. Notice of H.Q. Energy's November 9, 2000 filing was published in the *Federal Register*, 65 Fed. Reg. 70,704 (2000), with interventions and protests due on or before November 30, 2000, extended to December 7, 2000.⁷ Filing motions to intervene were: Enron Power Marketing, Inc. (Enron); New York State Electric & Gas Corporation; Niagara Mohawk Energy Marketing, Inc.; NRG Power Marketing, Inc.; and Vermont Public Power Supply Authority and Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company (jointly, Vermont-Massachusetts). Filing motions to intervene out of time were: Coral Power, L.L.C. (Coral); the Natural Resources Defense Council (Natural Resources); and, Southern Energy New York, L.L.C., Southern Energy New England, L.L.C., and Southern Company Energy Marketing L.P. (jointly, Southern). Protests were filed jointly by Enron and Coral (Enron-Coral), and by Vermont-Massachusetts. Out of time protests were filed by Natural Resources and Mouvement Au Courant (Au Courant), a Canadian natural resources organization that had intervened previously in these proceedings.

8. Enron-Coral, Natural Resources, Au Courant, and Vermont-Massachusetts protested continuation of H.Q. Energy's market-based rate authority, arguing that the hub and spoke market power analysis is inadequate. Enron-Coral alleged that H.Q. Energy, together with Hydro-Québec, is exercising generation market power during periods of peak usage in the New York and New England markets. Vermont-Massachusetts objected that H.Q. Energy and its affiliates have the ability to affect market prices in New England Power Pool (NEPOOL) by withholding generation from the market. Au Courant asked the Commission to re-evaluate H.Q. Energy's market power as soon as it replaces the hub and spoke method.

9. Enron-Coral protested that Hydro-Québec makes access to its Canadian transmission system uneconomic and has a discriminatory rate structure. Enron-Coral therefore asked the Commission to condition continuation of H.Q. Energy's

⁷ Notice of November 30, 2000 in Docket No. ER97-851-012.

market-based rate authority on Hydro-Québec implementing a market structure that meets the non-discriminatory open-access principles required in the United States, and that Hydro-Québec's activities in the United States market be subject to meaningful oversight by the NYISO or ISO-NE market monitoring unit.

10. Au Courant and Natural Resources objected that the 1997 Order was predicated on the assumption that Quebec's energy control board, the *Régie de l'énergie* (Régie), would have jurisdiction over transmission matters in Quebec comparable to the Commission's jurisdiction in the United States. They stated further that the Régie is not working according to the provisions of its enabling act, and asked the Commission to consider this factor when re-evaluating H.Q. Energy's market power.

11. Vermont-Massachusetts asked the Commission not to extend H.Q. Energy's market-based rate authority to include ancillary services because "a number of ancillary service markets in NEPOOL have exhibited pricing behavior that raises questions of market power."⁸

12. On December 21, 2000, H.Q. Energy filed a motion to answer and its answer. H.Q. Energy denied that it, acting with Hydro-Québec, has market power. It said that its bids into energy markets are subject to monitoring on the same basis as any marketer relying on generation in the United States or Ontario, Canada, and that the examples cited by Enron-Coral are appropriate for market participants responding to market signals. H.Q. Energy states that the location of Hydro-Québec's generation is not a source of market power, and that comparison of the amount of power that Hydro-Québec can deliver against the quantity of energy available in the New York and New England markets demonstrates that Hydro-Québec cannot be a dominant market participant. H.Q. Energy continued that calculation of Hydro-Québec's transmission rates is decided within Quebec, in accordance with Quebec law, and that any challenge to the Régie's ratemaking methodology should be lodged with that body. Moreover, it continued, Hydro-Québec charges itself the same transmission rates for wholesale transactions for export to the United States as it charges United States wheeling customers under its open access transmission tariff, and otherwise complies with the separation of functions and other aspects of its code of conduct.

13. With respect to Vermont-Massachusetts' protest, H.Q. Energy responded that the protestors misunderstood the authorization sought. H.Q. Energy stated that it asked for the same authorization to market ancillary services that

⁸ Vermont-Massachusetts' November 30, 2000 filing in Docket No. ER97-851-012 at 3-4.

Commission granted others, *i.e.*, authorization to sell at market-based rates those ancillary services for which market-based rates are permitted at the time of the transaction and authorized for all entities with market-based rates.

14. Notice of H.Q. Energy's November 12, 2003 filing was published in the *Federal Register*, 68 Fed. Reg. 66,406 (2003), with interventions or protests due on or before December 3, 2003. In response, the Interconnection Rights Holders Management Committee⁹ filed a motion to intervene with no substantive comments.

15. Notice of H.Q. Energy's January 18 Filing¹⁰ was published in the *Federal Register*, 70 Fed. Reg. 5178 (2005), with interventions or protests due on or before February 8, 2005. None was filed.

Discussion

Procedural Matters

16. Pursuant to Rule 214 of the Commission's Rules of Practice and Procedure, 18 C.F.R. § 385.214 (2004), the timely, unopposed motions to intervene serve to make the entities that filed them parties to these proceedings. Additionally, given their interests and the absence of undue prejudice or delay, we will grant the unopposed motions for late intervention of Coral, Natural Resources, and Southern. We will also accept the late-filed protests of Natural Resources and Au Courant.

17. Rule 213(a)(2) of the Commission's Rules of Practice and Procedure, 18 C.F.R. § 385(a)(2) (2004), prohibits an answer to a protest unless otherwise ordered by the decisional authority. We will accept H.Q. Energy's answer because it has provided information that assisted us in our decision-making process.

⁹ This committee identified itself as furthering the interests of entities that contracted for exclusive rights to use the transmission capacity of the Hydro-Quebec Interconnection (the United States segment of a transmission interconnection between the systems of Hydro-Québec and NEPOOL).

¹⁰ This notice was issued originally under Docket No. ER05-464-000, a notice that was subsequently corrected. See April 4, 2005 Errata Notice in Docket No. ER97-851-015.

Market Based Rate Authorization

18. The Commission allows power sales at market-based rates if the seller and its affiliates do not have, or have adequately mitigated, market power in generation and transmission and cannot erect other barriers to entry. The Commission also considers whether there is evidence of affiliate abuse or reciprocal dealing.¹¹

19. As discussed below, the Commission concludes that H.Q. Energy satisfies the Commission's standards for market-based rate authority.

Generation Market Power

20. In the April 14 Order, the Commission adopted two indicative screens for assessing generation market power, the pivotal supplier screen and the wholesale market share screen. The Commission has reviewed H.Q. Energy's generation market power screen analyses for the ISO-NE and the NYISO markets and has determined that H.Q. Energy passes the screens in those markets. Accordingly, the Commission finds that H.Q. Energy satisfies the Commission's generation market power standard for the grant of market-based rate authority.

21. With regard to the protests filed in response to H.Q. Energy's November 9, 2000 market power analysis, we note that the Commission has now abandoned the hub and spoke analysis, as discussed in the April 14, May 13, and July 8 Orders. In addition, we have reviewed H.Q. Energy's potential to exercise market power in generation under the two new indicative screens, the pivotal supplier screen and the wholesale market share screen. As discussed above, the Commission finds that H.Q. Energy satisfies the Commission's generation market power standard for market-based rate authority.

22. In light of the fact that H.Q. Energy has submitted the market behavior rules pursuant to the Market Behavior Rules Order, and given the existence of the NE-ISO and NYISO's Commission-approved market monitoring and mitigation, we believe that the Protestors' concerns have been addressed. In the April 14 Order, the Commission noted that structured markets with market monitoring and mitigation generally result in a market where prices are transparent and attempts to exercise market power are sufficiently mitigated.¹² The Commission noted in the

¹¹ See, e.g., *Progress Power Marketing, Inc.*, 76 FERC ¶ 61,155, at 61,919 (1996); *Northwest Power Marketing Co., L.L.C.*, 75 FERC ¶ 61,281, at 61,899 (1996); *accord Heartland Energy Services, Inc.*, 68 FERC ¶ 61,223, at 62,062-63 (1994).

¹² April 14 Order, 107 FERC ¶ 61,018 at P 189.

April 14 Order that markets with Commission-approved market monitoring and mitigation “undertake daily and hourly oversight of seller’s pricing behavior to ensure, consistent with clearly established Commission approved rules, that prices do not exceed competitive levels.”¹³ The ISO-NE market monitoring and mitigation rules have been filed with the Commission as a part of ISO-NE’s Transmission, Markets, and Services tariff.¹⁴ In its tariff (Appendix A to Market Rule 1), ISO-NE specifies the conduct and impact approach for monitoring and mitigating market power. Further, the Protestors did not raise any concerns with H.Q. Energy’s most recent filing. Enron-Coral, Natural Resources, Au Courant, and Vermont-Massachusetts raise no factual issues challenging the effectiveness of ISO-NE’s market monitoring and mitigation. In addition, the Commission has previously found that sufficient mitigation exists in ISO-NE.¹⁵ Thus, we are satisfied that ISO-NE has sufficient rules in place to address instances where transmission constraints would otherwise allow generators to exercise local market power within ISO-NE.

Transmission Market Power

22. H.Q. Energy states that it cannot exercise transmission market power. H.Q. Energy states that the affiliated transmission assets in Quebec and the United States owned by Hydro-Québec and TransÉnergie are either governed by open access provisions or operate under special arrangements approved by the Commission and do not allow H.Q. Energy or its affiliates to exercise transmission market power.¹⁶

23. The Commission has clarified that its concerns are more limited for foreign transmission-owning entities than for transmission-owning entities in the United States. The Commission has further stated that its concern is not transmission

¹³ *Id* at P 190.

¹⁴ ISO-NE’s market monitoring and mitigation rules are located in Appendix A of ISO New England, Inc., FERC Electric Tariff No. 3, Section III – Market Rule 1 – Standard Market Design beginning with Original Sheet No. 7400.

¹⁵ *September Order*, 100 FERC ¶ 61,287 at P 41.

¹⁶ *See H.Q. Energy Services (U.S.) Inc.*, 79 FERC ¶ 61,152 at 61,652-53 (1997); *TransÉnergie*, note 2, *supra*, 91 FERC at 61,838.

service to serve Canadian loads — it is transmission to serve United States load.¹⁷ The Commission expanded its concern to include access for United States competitors into Canadian markets on a reciprocal basis.¹⁸ Thus, the Commission seeks to assure reciprocal service into and out of Canada when Canadian entities seek access to United States markets, but the Commission is not seeking to open intra-Canada electric markets through the imposition of open access tariffs for transactions wholly within Canada.¹⁹

24. Therefore, the Commission requires an entity that seeks market-based rate authority but has a Canadian affiliate owning transmission facilities to demonstrate that its affiliate offers non-discriminatory access to those transmission facilities that competitors of the Canadian seller can use to reach United States markets.²⁰ The Commission has previously found that Hydro-Québec's transmission tariff and TransÉnergie's transmission arrangements meet the standard that the Commission requires for open access transmission services under our jurisdiction. The Commission notes that the terms and conditions of those companies' transmission services are virtually identical to the Commission's *pro forma* tariff in all material respects. The main difference is that while the *pro forma* tariff refers to the Commission as the applicable regulatory agency, their tariffs refer to the Régie.²¹ Similarly, the tariffs substitute Canadian law for United States law - *e.g.* Canadian commercial law in lieu of the Uniform Commercial Code.²² With regard to the Cross Sound Cable partially owned by TransÉnergie, the Commission has determined that it will enhance competition in the ISO-NE and

¹⁷ *Energy Alliance Partnership*, 73 FERC ¶ 61,019 at 61,030 (1995) (*Energy Alliance*).

¹⁸ *TransAlta Enterprises Corp.*, 75 FERC ¶ 61,268 at 61,875 (1996) (*TransAlta*).

¹⁹ See *British Columbia Power Exchange Corporation*, 78 FERC ¶ 61,024 at 61,100 (1997).

²⁰ See, *e.g.*, *TransAlta*, 75 FERC at 61,875; *Energy Alliance*, 73 FERC at 61,030-31

²¹ The Régie Act provides that the Régie will operate as an independent commission to regulate transmission rates on a traditional cost-of-service basis, establish terms and conditions of service and address service complaints.

²² *H.Q. Energy Services (U.S.) Inc.*, 79 FERC ¶ 61,152 at 61,652-53 (1997); *TransÉnergie*, note 2, *supra*, 91 FERC at 61,838.

the NYISO markets by expanding capacity and trading opportunities in these two markets.²³

25. Further, in response to the January 18 Filing, no intervenors have raised transmission market power concerns. Based on H.Q. Energy's representations, the Commission finds that H.Q. Energy satisfies the Commission's transmission market power standard for the grant of market-based rate authority.

26. In response to Enron-Coral's protest that Hydro-Québec makes access to its Canadian transmission system uneconomic and has a discriminatory rate structure, and that Hydro-Québec's activities in the United States market should be subject to meaningful oversight by the NYISO or ISO-NE market monitoring unit, the Commission notes, as discussed above, that Hydro-Québec is subject to the market rules adopted by NYISO and ISO-NE to the extent that they are allowed to participate in those markets.

27. In response to Au Courant's and Natural Resources' protests, the Commission finds that these claims are outside the Commission's jurisdiction and could better be addressed by the Canadian regulatory agencies. The calculation of Hydro-Québec's transmission rates is decided within Quebec, in accordance with Quebec law, and any challenge to the Régie's ratemaking methodology is outside the scope of the Commission's jurisdiction. Moreover, H.Q. Energy stated that Hydro-Québec charges itself the same transmission rates for wholesale transactions for export to the United States as it charges United States wheeling customers under its open access transmission tariff, and otherwise complies with the separation of functions and other aspects of its code of conduct. This comparable treatment is consistent with our *pro forma* OATT.

Other Barriers to Entry

28. H.Q. Energy states that neither it nor its affiliates have dominant control over sites or other scarce inputs into generation. H.Q. Energy further states that neither H.Q. Energy nor its affiliates have the ability to frustrate entry or raise rivals costs due to their control over fuels or delivery systems. H.Q. Energy states that in 2004 it sold all of the indirect interests held in several natural gas distribution and pipeline companies through its equity interests in Noverco, Inc. In addition, no intervenors have raised barriers to entry concerns. Based on these representations, the Commission is satisfied that H.Q. Energy cannot erect barriers to entry.

²³ *Id.*

Affiliate Abuse

29. H.Q. Energy states that prior analyses and previous Commission orders in these proceedings have concluded that the energy-related ventures owned or controlled by H.Q. Energy's affiliates do not raise affiliate abuse issues,²⁴ and that the relevant facts underlying the Commission's finding remain unchanged. We note that H.Q. Energy has on file with the Commission a code of conduct which governs the relationship between it and its affiliates. In addition, no intervenors have raised affiliate abuse concerns. Based on these representations, the Commission finds that H.Q. Energy satisfies the Commission's concerns regarding affiliate abuse.

Market-Based Rate Tariff Revisions

30. H.Q. Energy, in its November 9, 2000 filing, also requested authority to engage in the sale of certain ancillary services, resell firm transmission rights and the reassignment of transmission capacity. Consistent with the Commission's precedent as identified in *FirstEnergy Operating Companies*, 111 FERC ¶ 61,032 (2005), the proposed tariff revisions to H.Q. Energy's tariff have been rejected at the time of filing as outside the scope of that compliance filing without prejudice to H.Q. Energy making a separate filing pursuant to section 205 of the Federal Power Act. Accordingly, the Commission finds that Vermont-Massachusetts' request in this regard has been addressed.

Reporting Requirements

31. Consistent with the procedures the Commission adopted in Order No. 2001, an entity with market-based rates must file electronically with the Commission an Electric Quarterly Report containing: (1) a summary of the contractual terms and conditions in every effective service agreement for market-based power sales; and (2) transaction information for effective short-term (less than one year) and long-term (one year or greater) market-based power sales during the most recent calendar quarter.²⁵ Electric Quarterly Reports must be filed quarterly no later than 30 days after the end of the reporting quarter.²⁶

²⁴ Notes 3 & 16, *supra*. The Commission determined that H.Q. Energy's proposed code of conduct met the Commission's requirements. *H.Q. Energy*, 81 FERC at 61,810.

²⁵ *Revised Public Utility Filing Requirements*, Order No. 2001, 67 Fed. Reg. 31,043 (May 8, 2002), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,127 (2002). Required data sets for contractual and transaction information are described in Attachments B

(continued...)

32. H.Q. Energy must timely report to the Commission any change in status that would reflect a departure from the characteristics the Commission relied upon in granting market-based rate authority.²⁷ Order No. 652 requires that the change in status reporting requirement be incorporated in the market-based rate tariff of each entity authorized to make sales at market-based rates. Accordingly, H.Q. Energy is directed, within 30 days of the date of issuance of this order, to revise its market-based rate tariff to incorporate the following provision:

[Insert market-based rate seller name] must timely report to the Commission any change in status that would reflect a departure from the characteristics the Commission relied upon in granting market-based rate authority. A change in status includes, but is not limited to, each of the following: (i) ownership or control of generation or transmission facilities or inputs to electric power production other than fuel supplies, or (ii) affiliation with any entity not disclosed in the application for market-based rate authority that owns or controls generation or transmission facilities or inputs to electric power production, or affiliation with any entity that has a franchised service area. Any change in status must be filed no later than 30 days after the change in status occurs.

and C of Order No. 2001. The Electric Quarterly Report must be submitted to the Commission using the EQR Submission System Software, which may be downloaded from the Commission's website at <http://www.ferc.gov/docs-filing/eqr.asp>.

²⁶ The exact dates for these reports are prescribed in 18 C.F.R. § 35.10b (2004). Failure to file an Electric Quarterly Report (without an appropriate request for extension), or failure to report an agreement in an Electric Quarterly Report, may result in forfeiture of market-based rate authority, requiring filing of a new application for market-based rate authority if the applicant wishes to resume making sales at market-based rates.

²⁷ *Reporting Requirement for Changes in Status for Public Utilities with Market-Based Rate Authority*, Order No. 652, 70 Fed. Reg. 8,253 (Feb. 18, 2005), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,175 (2005).

33. H.Q. Energy is directed to file an updated market power analysis within three years of the date of this order, and every three years thereafter. The Commission also reserves the right to require such an analysis at any intervening time.

The Commission orders:

(A) H.Q. Energy's updated market power analysis is hereby accepted for filing, as discussed in the body of this order.

(B) H.Q. Energy's revised tariff sheets incorporating the market behavior rules are hereby accepted for filing, effective December 17, 2003.

(C) H.Q. Energy's next updated market power analysis is due within three years of the date of issuance of this order.

(D) H.Q. Energy is hereby directed, within 30 days of the date of issuance of this order, to revise its market-based rate tariffs to include the change in status reporting requirement adopted in Order No. 652, as discussed in the body of this order.

(E) H.Q. Energy's revised tariff sheets to allow for the sale of certain ancillary services, the reassignment of transmission capacity, the resale of firm transmission rights, are hereby rejected, as discussed in the body of this order.

By the Commission. Commissioner Kelly not participating.

(S E A L)

Linda Mitry,
Deputy Secretary.

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2011-068

R-3699-2009

13 mai 2011

PRÉSENTS :

Marc Turgeon

Michel Hardy

Louise Rozon

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision partielle visant l'adoption des normes de fiabilité relativement au transport de l'électricité et l'approbation de documents connexes

Demande d'Hydro-Québec par sa direction Contrôle et Exploitation du Réseau dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec visant l'adoption des normes de fiabilité et l'approbation des registres identifiant les entités et les installations visées par les normes et le Guide des sanctions

Intervenants :

- Énergie La Lièvre s.e.c. et Énergie Brookfield Marketing s.e.c.¹ (ÉLL/EBM);
- Newfoundland and Labrador Hydro (NLH);
- Ontario Power Generation (OPG);
- Rio Tinto Alcan inc. (RTA).

¹ Par lettre en date du 14 février 2011 (pièce C-3-17), Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) informe la Régie de son changement de nom en celui d'Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (EBM). Conséquemment, toute référence à l'intervenante EBMI se fera sous sa nouvelle appellation EBM.

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE	5
1. INTRODUCTION.....	7
2. CONTEXTE HISTORIQUE ET JURIDIQUE	9
2.1 CONTEXTE HISTORIQUE	9
2.2 CONTEXTE JURIDIQUE.....	10
3. OBJECTION DU COORDONNATEUR À LA PREMIÈRE PARTIE DU COMPLÉMENT DE PREUVE DE NLH.....	13
3.1 MOTIFS DU COORDONNATEUR	13
3.2 RÉPONSE DE NLH.....	14
3.3 OPINION DE LA RÉGIE	15
4. NORMES DE FIABILITÉ.....	18
4.1 INTRODUCTION	18
4.2 CHAMP D'APPLICATION DES NORMES DE FIABILITÉ.....	19
4.3 PERTINENCE ET IMPACTS DES NORMES DE FIABILITÉ	25
4.4 CONTENU DES NORMES DE FIABILITÉ DÉPOSÉES	29
4.5 DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR DES NORMES DE FIABILITÉ	34
5. REGISTRES.....	36
5.1 REGISTRE DES ENTITÉS VISÉES PAR LES NORMES DE FIABILITÉ	36
5.2 REGISTRE DES INSTALLATIONS VISÉES PAR LES NORMES DE FIABILITÉ	38
5.3 OPINION DE LA RÉGIE	40
6. GLOSSAIRE DES TERMES ET DES ACRONYMES RELATIFS AUX NORMES DE FIABILITÉ	43
6.1 OPINION DE LA RÉGIE	44
7. MATRICES D'APPLICATION	45
7.1 OPINION DE LA RÉGIE	46
8. AUTRES CONSIDÉRATIONS	46
8.1 RENVOI À DES CRITÈRES NPCC OU À DES EXIGENCES DU TRANSPORTEUR.....	46
8.2 INSCRIPTION D'ONTARIO POWER GENERATION À TITRE D'EXPLOITANT D'INSTALLATIONS DE PRODUCTION AU QUÉBEC	50
9. FRAIS INTÉRIMAIRES	53
DISPOSITIF.....	53
ANNEXE 1.....	59

LEXIQUE

FERC	Federal Energy Regulatory Commission : l'organisme de réglementation, entre autres, du transport inter-état de l'électricité aux Etats-Unis
IESO	Independent Electricity System Operator : l'entité indépendante, en Ontario, assumant, entre autres, le rôle de coordonnateur de la fiabilité pour cette province
NERC	North American Electric Reliability Corporation : l'organisation internationale de fiabilité pour l'Amérique du Nord
NPCC	Northeast Power Coordinating Council : l'organisation régionale de fiabilité pour les états de New York et de la Nouvelle-Angleterre aux États-Unis, et les provinces du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse, de l'Ontario et du Québec au Canada

NORMES DE FIABILITÉ :

NORME BAL	Équilibrage des ressources et de la demande (<i>Resource and Demand Balancing</i>)
NORME CIP	Protection des infrastructures critiques (<i>Critical Infrastructure Protection</i>)
NORME COM	Communications (<i>Communications</i>)

NORME EOP	Préparation et exploitation en situation d'urgence (<i>Emergency Preparedness and Operations</i>)
NORME FAC	Conception, raccordement et maintenance des installations (<i>Facilities Design, Connections, and Maintenance</i>)
NORME INT	Programmation et coordination des échanges (<i>Interchange Scheduling and Coordination</i>)
NORME IRO	Exploitation et coordination, fiabilité de l'Interconnexion (<i>Interconnection Reliability Operations and Coordination</i>)
NORME MOD	Modélisation, données et analyse (<i>Modeling, Data, and Analysis</i>)
NORME NUC	Nucléaire (<i>Nuclear</i>)
NORME PER	Résultats, formation et compétence du personnel (<i>Personnel Performance, Training, and Qualifications</i>)
NORME PRC	Réglages et protections (<i>Protection and Control</i>)
NORME TOP	Exploitation du réseau de transport (<i>Transmission Operations</i>)
NORME TPL	Planification du transport (<i>Transmission Planning</i>)
NORME VAR	Tension et puissance réactive (<i>Voltage and Reactive</i>)

1. INTRODUCTION

[1] Le 2 juin 2009, la demanderesse, Hydro-Québec, par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie (HQCME), dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec² (le Coordonnateur), demande à la Régie de l'énergie (la Régie) :

- d'adopter les normes de fiabilité de la North American Electric Reliability Corporation (NERC) qu'il dépose en versions française et anglaise dans un même document à la pièce HQCMÉ-2, document 1;
- d'approuver le registre des entités visées par les normes de fiabilité (le Registre des entités) qu'il dépose à la pièce HQCMÉ-2, document 4;
- d'approuver le registre des installations visées par les normes de fiabilité (le Registre des installations) qu'il dépose à la pièce HQCMÉ-2, document 5;
- d'approuver le guide des sanctions relatif à l'application des normes de fiabilité (le Guide des sanctions) qu'il dépose en versions française et anglaise dans un même document à la pièce HQCMÉ-2, document 9;
- de prendre acte du dépôt des matrices d'application des normes de fiabilité (les Matrices d'application) qu'il dépose en version française aux pièces HQCMÉ-2, documents 6 et 7 et en version anglaise aux pièces HQCMÉ-2, documents 6.1 et 7.1.

[2] À la fin de l'audience, le Coordonnateur amende les conclusions recherchées et y ajoute :

- d'approuver le glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité (le Glossaire) qu'il dépose à la pièce HQCMÉ-2, document 10.

[3] De plus, le Coordonnateur dépose, à titre d'information et en soutien à l'application des normes de fiabilité, le « Schéma d'exploitation - Réseau de transport principal et réseaux régionaux » (le Schéma d'exploitation).

² Le 29 juillet 2010, à la suite d'un changement organisationnel effectué à Hydro-Québec, la Régie modifie la désignation précédente du 14 août 2007 en désignant, dans sa décision D-2010-106, la nouvelle direction Contrôle et Exploitation du réseau d'Hydro-Québec dans ses activités de transport (HQCER) comme Coordonnateur. En conséquence, toute référence à cette direction se fera sous sa nouvelle appellation HQCER.

[4] Il dépose également d'autres documents, dont un document portant sur l'évaluation de la pertinence et de l'impact des normes de fiabilité et la liste des entités susceptibles d'être soumises aux normes de fiabilité³.

[5] Le 22 septembre 2009, dans sa décision D-2009-121, la Régie accorde le statut d'intervenant à ÉLL/EBM, NLH et RTA, réserve sa décision sur une éventuelle audience orale et fixe l'échéancier pour le traitement du dossier.

[6] Le 23 juin 2010, OPG dépose une demande d'intervention. L'intervention est accueillie le 16 juillet 2010 par la décision D-2010-094.

[7] De plus, le dossier est caractérisé par plusieurs modifications à la preuve et l'introduction de nouvelles demandes des intervenants.

[8] À la suite de la réception des mémoires des intervenants ainsi que de leurs commentaires sur la tenue d'une audience orale, la Régie décide de la tenue d'une audience orale, précédée d'une rencontre technique, d'une rencontre préparatoire et de plusieurs rencontres entre les participants.

[9] Lors de l'audience tenue les 7 et 14 octobre 2010, le modèle proposé par le Coordonnateur quant aux normes de fiabilité ainsi qu'à leur champ d'application est accepté par les intervenants. Toutefois, le Coordonnateur s'engage à redéposer la « Matrice d'application des normes de fiabilité de la NERC » (la Matrice CER) de façon à, notamment, y préciser les critères de la Northeast Power Coordinating Council (NPCC) obligatoires par renvoi d'une norme de fiabilité déposée pour adoption.

[10] La Matrice CER est déposée le 21 octobre 2010, commentée par ÉLL/EBM le 5 novembre 2010, puis révisée le 10 novembre 2010. La formation prend alors le dossier en délibéré.

[11] Seules subsistent certaines interrogations sur la portée des normes de fiabilité relativement aux installations de production et de transport de Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CF(L)Co) au Labrador et sur la centrale de Chat Falls située en partie en territoire québécois et propriété conjointe d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (HQP) et d'OPG.

³ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 2 et pièce B-1, HQCMÉ-2, document 3.

[12] Par la présente décision, la Régie statue sur la demande du Coordonnateur visant les normes de fiabilité, le Glossaire, la date de mise en vigueur des normes de fiabilité, les registres identifiant les entités et les installations visées par les normes de fiabilité et les Matrices d'application⁴. Elle se prononce également sur les autres demandes du Coordonnateur en matière de fiabilité du réseau de transport ainsi que sur les demandes des intervenants.

[13] La Régie reporte notamment en phase 2 l'examen de la demande d'approbation du Guide des sanctions.

2. CONTEXTE HISTORIQUE ET JURIDIQUE

2.1 CONTEXTE HISTORIQUE

[14] La panne d'électricité du 9 novembre 1965 qui toucha quelque 30 millions de personnes en Ontario et sur la Côte est des États-Unis a mené à la création de la NERC ainsi que d'organisations régionales de fiabilité, dont le NPCC dans le nord-est américain.

[15] Le 14 août 2003, une panne d'électricité touche 50 millions de personnes de l'Ontario et de huit états américains. À la suite de cette panne, les gouvernements américain et canadiens ont conclu à la nécessité, pour l'Amérique du Nord, d'instaurer un régime de fiabilité obligatoire et passible de sanctions en cas de non-conformité.

[16] En 2005, le Conseil des ministres de l'Énergie du Canada a souscrit à une résolution visant à mettre en place, dans toutes les juridictions interconnectées de l'Amérique du Nord, des normes de fiabilité obligatoires et susceptibles de sanctions en cas de non-conformité.

⁴ Il s'agit de la Matrice d'application des normes de fiabilité de la NERC et de la Matrice d'application simplifiée des normes de fiabilité de la NERC.

[17] Le 4 mai 2006, le gouvernement du Québec rend publique sa stratégie énergétique 2006-2015, « *L'énergie pour construire le Québec de demain* ». Cette stratégie prévoit, entre autres, la modernisation du cadre législatif et réglementaire en place au Québec, notamment par l'harmonisation de régimes de normes de fiabilité du transport d'électricité avec celui des partenaires nord-américains du Québec. À cette fin, le gouvernement comptait doter la Régie des pouvoirs nécessaires à l'application des normes de fiabilité pour le transport de l'électricité dans un cadre respectant les compétences et les intérêts du Québec.

[18] Aux États-Unis, la Federal Energy Regulatory Commission (la FERC) a approuvé en 2007–2008 un total de 95 normes de fiabilité.

[19] Le Coordonnateur soumet à la Régie ces 95 normes de fiabilité pour adoption.

2.2 CONTEXTE JURIDIQUE

[20] Le 13 décembre 2006, le législateur québécois adopte la *Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives*⁵. Cette loi confère dorénavant à la Régie de nouvelles compétences, notamment en matière de fiabilité des réseaux de transport au Québec, dont celles d'adopter des normes de fiabilité et de s'assurer que le transport d'électricité au Québec s'effectue conformément aux normes de fiabilité ainsi adoptées.

[21] Ainsi amendée, la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁶ (la Loi) prévoit, entre autres, à ses articles 85.3 et 85.4 :

« 85.3. Sont visés par la présente section:

1° un propriétaire ou exploitant d'une installation d'une tension de 44 kV et plus raccordée à un réseau de transport d'électricité;

2° un propriétaire ou exploitant d'un réseau de transport d'électricité;

⁵ 2006, c. 46, a. 48.

⁶ L.R.Q., c. R-6.01, telle qu'amendée le 21 mai 2010 (projet de loi n° 84 [2010, chapitre 8]).

3° un propriétaire ou exploitant d'une installation de production d'une puissance d'au moins 50 mégavolts ampères (MVA), raccordée à un réseau de transport d'électricité;

4° un distributeur dont la puissance de pointe dépasse 25 mégawatts (MW) et dont les installations sont raccordées à un réseau de transport d'électricité;

5° une personne qui utilise un réseau de transport d'électricité en vertu d'une convention de service de transport d'électricité intervenue avec le transporteur d'électricité ou avec tout autre transporteur au Québec.

85.4 La Régie peut, avec l'autorisation du gouvernement conclure une entente avec un organisme qui lui démontre son expertise dans les domaines de l'établissement ou de la surveillance de l'application des normes de fiabilité du transport d'électricité notamment pour :

1° le développement des normes de fiabilité du transport d'électricité applicables au Québec;

2° effectuer des inspections ou des enquêtes prévues à la section II du chapitre III, dans le cadre de plans visant à surveiller l'application des normes de fiabilité;

3° lui fournir des avis et des recommandations.

L'entente doit indiquer la méthode d'établissement de la rémunération et les modalités de paiement pour la réalisation de ses objets. »

[22] Le 8 mai 2009, une entente est signée entre la Régie, la NERC et le NPCC suivant le décret d'autorisation du gouvernement⁷.

[23] La Loi prévoit également, à son article 85.5, « que la Régie désigne, aux conditions qu'elle détermine, le coordonnateur de la fiabilité au Québec ».

[24] Dans sa décision D-2007-95⁸, la Régie a désigné la direction Contrôle des mouvements d'énergie (HQCMÉ) d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (HQT ou le Transporteur) comme Coordonnateur.

⁷ Décret 443-2009, 8 avril 2009.

⁸ Dossier R-3625-2007.

[25] Tel que prescrit à l'article 85.6 de la Loi, le Coordonnateur doit déposer à la Régie les documents suivants :

- « 1^o les normes de fiabilité proposées par un organisme ayant conclu l'entente visée à l'article 85.4 ainsi que toute variante ou autre norme que le coordonnateur de la fiabilité estime nécessaire;*
- 2^o une évaluation de la pertinence et des impacts des normes déposées;*
- 3^o l'identification de toute entité visée à l'article 85.3. »*

[26] De plus, l'article 85.13 de la Loi prévoit que le Coordonnateur :

- « 1^o doit déposer à la Régie, pour approbation, un registre identifiant les entités visées par les normes de fiabilité adoptées par la Régie;*
- 2^o remplit les fonctions qui lui sont dévolues en vertu d'une norme de fiabilité adoptée par la Régie;*
- 3^o peut, en vertu d'une norme adoptée par la Régie, donner des directives d'exploitation. »*

[27] Et, à l'article 85.8 de la Loi :

- « Le coordonnateur de la fiabilité soumet à la Régie un guide faisant état des critères à prendre en considération dans la détermination d'une sanction, en cas de contravention à une norme de fiabilité. »*

[28] En ce qui a trait à l'étendue de la compétence de la Régie en matière de normes de fiabilité, l'article 85.7 de la Loi prescrit que :

- « La Régie peut demander au coordonnateur de la fiabilité de modifier une norme déposée ou d'en soumettre une nouvelle, aux conditions qu'elle indique. Elle adopte des normes de fiabilité et fixe la date de leur entrée en vigueur.*

Les normes de fiabilité peuvent:

- 1^o prévoir, sous réserve de l'article 85.10, une grille de sanctions y compris des sanctions pécuniaires applicables en cas de contravention;*
- 2^o rendre applicables par renvoi des normes de fiabilité établies par un organisme de normalisation avec lequel une entente a été conclue. »*

[29] Par ailleurs, les articles 85.9, 85.10, 85.11, 85.12 et 85.12.1 de la Loi précisent les pouvoirs de la Régie en situation de contravention à une norme de fiabilité.

3. OBJECTION DU COORDONNATEUR À LA PREMIÈRE PARTIE DU COMPLÉMENT DE PREUVE DE NLH

[30] Dans un premier temps, la Régie doit statuer sur l'objection du Coordonnateur⁹ à la première partie du complément de preuve de NLH déposée le 1^{er} octobre 2010¹⁰, qu'elle a prise sous réserve lors de l'audience.

[31] La première partie de ce complément de preuve porte sur la notion de « supervision étendue » que l'on retrouvait à une note de bas de page de la pièce HQCMÉ-2, document 4¹¹. Cette note de bas de page a été supprimée par le Coordonnateur le 30 septembre 2010. Cette première partie porte également sur la notion de « vue étendue », telle que précisée à la norme IRO-003-2. NLH fait valoir que le fait de supprimer la note de bas de page en question ne fournit pas la clarté requise sur cette question de supervision étendue, alors que les installations de la centrale de Churchill Falls figurent toujours dans la liste des éléments bulk raccordés au réseau d'HQT¹².

3.1 MOTIFS DU COORDONNATEUR

[32] Le Coordonnateur réitère d'abord les motifs invoqués dans ses correspondances des 29 et 30 septembre 2010, soit la tardiveté, la pertinence ainsi que le fait que NLH plaide la cause d'une tierce partie, CF(L)Co. Ces commentaires précédaient le dépôt du complément de preuve de NLH daté du 1^{er} octobre 2010¹³.

⁹ Pièce A-39-1, page 9.

¹⁰ Pièce C-4-24.

¹¹ Pièce B-47, HQCMÉ-2, document 4, page 16.

¹² Pièce C-4-24, page 3.

¹³ Pièce A-39-1, page 9.

[33] Par ailleurs, le Coordonnateur ajoute, notamment, que NLH souhaite refaire le débat ayant eu cours devant la Régie et sur lequel cette dernière a statué par sa décision D-2010-053¹⁴. De plus, comme NLH a porté cette décision en révision, il pourrait y avoir risque de décisions contradictoires, notamment par le fait qu'un membre de l'actuelle formation était signataire de la décision D-2010-053 et qu'un autre membre de la formation entendra la demande en révision. Le Coordonnateur plaide ainsi la litispendance et la chose jugée¹⁵.

[34] Enfin, le Coordonnateur invoque qu'aucune norme de fiabilité ne s'applique à CF(L)Co et que les seules normes de fiabilité qui s'appliquent à NLH sont celles relatives à sa fonction de négociant. Il conclut qu'il n'y a rien dans la preuve de l'intervenante qui démontre une contestation quelconque des 95 normes de fiabilité qui ont été déposées¹⁶.

[35] Le Coordonnateur rappelle que, en ce qui a trait plus spécifiquement à la norme IRO-003-2, NLH accepte cette norme dans la mesure où il ne s'agit que de surveillance (*monitoring*) et non d'une supervision étendue sur les actifs situés au Labrador¹⁷.

3.2 RÉPONSE DE NLH

[36] En réponse aux motifs évoqués par le Coordonnateur au soutien de son objection à la première partie de son complément de preuve, NLH fait notamment valoir que la définition de réseau de transport principal (RTP) au Glossaire inclut encore la notion de supervision.

[37] NLH rappelle que les normes de fiabilité sont établies pour l'avenir et que, comme elle compte réaliser le projet Lower Churchill, son complément de preuve demeure pertinent.

¹⁴ Dossiers P-110-1565, 1597 et 1678.

¹⁵ Pièce A-39-1, pages 10 à 14.

¹⁶ Pièce A-39-1, pages 36 et 57.

¹⁷ Pièce C-4-24, page 9 et pièce A-39-1, page 29.

[38] Ainsi, NLH souligne que les normes de fiabilité ne s'appliquent pas à CF(L)Co et aux actifs de cette société au Labrador et conteste le fait que ces actifs font partie du RTP, tel que défini par le Coordonnateur, ce qui amènerait la supervision et le contrôle de ces actifs par le Coordonnateur¹⁸.

[39] En ce qui a trait à la notion juridique de chose jugée, NLH soutient que les trois conditions, l'identité de l'objet, de cause et des parties, ne sont pas satisfaites. En effet, selon elle, le Transporteur n'est pas un participant au présent dossier. Le dossier a pour objet l'adoption de normes de fiabilité et non pas l'interprétation d'un tarif de l'*Open Access Transmission Tariff* dans le cadre d'une plainte. Enfin, NLH prétend qu'il n'y a pas identité de cause.

3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[40] La Régie rejette l'objection du Coordonnateur pour les motifs ci-après énoncés.

3.3.1 TARDIVETÉ DU DÉPÔT DU COMPLÉMENT DE PREUVE

[41] La Régie ne peut retenir cet argument pour trois motifs. Le premier est que NLH a toujours pris la peine de mentionner qu'elle conservait ses droits de déposer un complément de preuve, ce qui lui a été confirmé par la Régie lors de la rencontre préparatoire du 19 août 2010¹⁹.

[42] De plus, le Coordonnateur a lui-même amendé sa preuve à plusieurs reprises, et cela, jusqu'au matin même de l'audience.

[43] Enfin, si le dépôt de ce complément de preuve est tardif, il aurait été logique que le Coordonnateur demande le rejet de l'ensemble du complément de preuve, ce qui n'a pas été fait.

¹⁸ Pièce C-4-24, pages 3, 5 et 6.

¹⁹ Pièce A-35, pages 67 et 68.

3.3.2 PERTINENCE DE LA SECTION 1 DU COMPLÉMENT DE PREUVE

[44] Tel que précisé dans sa décision D-2010-134²⁰, la Régie est un organisme de régulation économique à caractère multifonctionnel, c'est-à-dire qui remplit des fonctions législatives, administratives et quasi-judiciaires.

[45] Lorsque la Régie adopte des normes de fiabilité dont la non-conformité sera susceptible de sanctions, comme c'est le cas dans le présent dossier, elle exerce une fonction législative. Cette fonction ne relève pas d'un système contradictoire, mais relève plutôt d'un système inquisitoire. Dans un tel système, la recherche et la présentation des faits constituent une responsabilité partagée entre le tribunal et les participants au dossier. La Régie est d'avis que lorsqu'elle exerce une telle fonction, les règles de preuve doivent être appliquées avec plus de souplesse. C'est dans cette perspective qu'elle examine la pertinence du complément de preuve déposé par NLH.

[46] La Régie comprend que, par sa démarche, NLH cherche notamment à dissiper toute ambiguïté entre la notion de supervision énoncée à la définition du RTP contenue au Glossaire et celle de « vue étendue » énoncée à la norme IRO-003-2.

[47] La Régie comprend également que NLH demande à ce que les installations de CF(L)Co soient exclues du RTP et du Schéma d'exploitation, puisque selon NLH, le Coordonnateur ne contrôle pas ces installations et qu'il n'est pas responsable de l'équilibrage dans cette région.

[48] Lors de l'audience, la notion de supervision se retrouvait toujours dans le Glossaire à la définition du RTP. De plus, les installations de CF(L)Co apparaissent au Schéma d'exploitation illustrant le RTP, tel que déposé par le Coordonnateur²¹.

[49] Par conséquent, de l'avis de la Régie, les sujets abordés par NLH sont pertinents aux décisions qu'elle est appelée à rendre dans le présent dossier. Ainsi, la section 1 du complément de preuve de NLH portant sur la notion de supervision étendue et les témoignages présentés à son soutien sont pertinents à l'étude du présent dossier.

²⁰ Dossier R-3709-2009, page 15, paragraphe 56.

²¹ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 8.

3.3.3 LE FAIT QUE NLH PLAIDE POUR AUTRUI, SOIT CF(L)Co

[50] Selon la Régie, NLH ne plaide pas pour autrui. L'intervenante était en droit de déterminer quels témoins seraient le plus à même de l'aider à faire valoir ses positions. Comme il s'agit de témoins de faits, la Régie doit évaluer ce qu'elle retient de ces témoignages en rapport avec les points qu'elle a à décider.

3.3.4 REPRISE D'UN DÉBAT ÉMANANT DES PLAINTES AYANT FAIT L'OBJET DE LA DÉCISION D-2010-053 : MOTIFS BASÉS SUR LA LITISPENDANCE ET LA CHOSE JUGÉE

[51] La Régie est d'avis que les trois conditions en matière de litispendance et de chose jugée ne sont pas satisfaites, tant en ce qui a trait aux parties, à l'objet qu'à la cause. En effet, HQT, pas plus que CF(L)Co, ne sont des parties à la présente instance, dont l'objet est l'adoption de normes de fiabilité en matière de transport de l'électricité au Québec, et non le traitement d'une plainte relativement à l'application du texte des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*²² (les Tarifs et conditions).

[52] La Régie croit utile de préciser la différence entre une fonction quasi-judiciaire et une fonction législative. La décision D-2010-053 avait pour objet le traitement d'une plainte circonscrite à des faits précis dans le temps et au texte des Tarifs et conditions en vigueur à la même époque. La Régie exerce alors une fonction quasi-judiciaire. L'actuel dossier porte sur un tout autre sujet, dans le cadre duquel la Régie exerce une fonction toute autre, soit une fonction législative. Il se peut qu'il y ait des notions communes à ces deux dossiers, mais ce n'est ni le même débat ni les mêmes fins recherchées.

[53] **En conclusion, pour ces motifs, la Régie rejette l'objection du Coordonnateur.**

²² Adoptés le 30 mars 2007 par la décision D-2007-34.

4. NORMES DE FIABILITÉ

4.1 INTRODUCTION

[54] Le Coordonnateur rappelle que la panne majeure d'août 2003 qui a touché 50 millions de consommateurs aux États-Unis et au Canada a incité le législateur américain à rendre obligatoire la conformité aux normes de fiabilité en adoptant *l'Energy Policy Act of 2005*.

[55] Il précise que le but de la mise en place du régime de fiabilité obligatoire est d'assurer la fiabilité des réseaux interconnectés en Amérique du Nord²³.

[56] La Régie note qu'un tel régime de fiabilité est déjà en place aux États-Unis et dans d'autres provinces du Canada.

[57] Conformément aux articles 85.4 et 85.6 de la Loi et à l'« entente concernant le développement des normes de fiabilité de transport d'électricité et des procédures et d'un programme de surveillance de l'application de ces normes pour le Québec » conclue le 8 mai 2009 entre la Régie et les organismes NERC et NPCC, le Coordonnateur dépose, pour adoption, 95 normes de fiabilité. Ces normes sont déposées en versions française et anglaise dans le même document. La version originale anglaise a été approuvée par la NERC et la FERC, alors que la version française est une traduction du Coordonnateur.

[58] Le Coordonnateur fournit des clarifications et précisions ou introduit des particularités propres au contexte du Québec dans le Registre des entités et dans le Registre des installations. Ces registres sont déposés à la Régie pour approbation.

[59] Le Coordonnateur dépose également le Glossaire et convient, en cours d'audience, de demander à la Régie de l'approuver.

²³ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 2, page 8.

[60] Le Coordonnateur dépose les Matrices d'application dans leurs versions française et anglaise et demande à la Régie d'en prendre acte. Ces matrices ont pour objectif de faciliter l'application des normes de fiabilité²⁴.

[61] Le Coordonnateur fait valoir que les normes de fiabilité qu'il dépose à la Régie pour adoption sont toutes pertinentes et nécessaires. Il ajoute que l'adoption des 95 normes de fiabilité au Québec aura un effet positif sur le maintien de la fiabilité de l'Interconnexion Québec²⁵ et du maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande de puissance au Québec. De plus, elle favorisera l'harmonisation avec les provinces voisines et les États-Unis qui ont rendu les normes de fiabilité obligatoires.

[62] ÉLL/EBM produit et dépose une « matrice d'application des normes de fiabilité – ELL et EBMI » (la Matrice ÉLL/EBM) spécifique à ses installations²⁶ et demande à la Régie d'en prendre acte²⁷.

[63] De façon générale, les intervenants ne s'objectent pas au contenu et à l'adoption des normes de fiabilité soumises par le Coordonnateur.

4.2 CHAMP D'APPLICATION DES NORMES DE FIABILITÉ

[64] Afin d'établir le champ d'application des 95 normes de fiabilité proposées et, conséquemment, l'identification des entités visées par ces normes, le Coordonnateur désigne le RTP sous sa supervision comme étant le réseau de transport d'électricité auquel la Loi fait référence aux paragraphes 1° et 2° de l'article 85.3. Ceci permet d'exclure les clients industriels et les propriétaires ou exploitants de centrales de moins de 50 MVA, généralement raccordés à 49 kV, 69 kV ou 120 kV, qui n'ont pas d'impact sur la fiabilité du RTP²⁸. À titre d'information et au soutien de l'application des normes de fiabilité, il dépose, sous pli confidentiel, le Schéma d'exploitation.

²⁴ Pièce B-1, HQCMÉ-1, document 1, page 35.

²⁵ L'Interconnexion Québec désigne l'un des quatre grands réseaux électriques de l'Amérique du Nord : l'Interconnexion de l'Est, l'Interconnexion de l'Ouest, l'Interconnexion ERCOT et l'Interconnexion Québec.

²⁶ Pièce C-3-15.

²⁷ Pièce A-39-2, page 51.

²⁸ Pièce B-43, HQCMÉ-2, document 4, page 3.

[65] Le Coordonnateur propose, pour la plupart des normes de fiabilité qu'il a déposées, le champ d'application suivant par sa définition du RTP :

« Réseau de transport principal - Acronyme RTP

Réseau de transport composé des appareils et des lignes transportant généralement des quantités importantes d'énergie et des installations de production de 50 MVA ou plus assurant le contrôle des paramètres de fiabilité :

- *Maintien de l'équilibre offre/demande;*
- *Réglage de la fréquence;*
- *Maintien des réserves d'exploitation;*
- *Réglage de la tension du réseau et des interconnexions;*
- *Maintien du transit dans les limites d'exploitation;*
- *Coordination et supervision des transactions d'échanges;*
- *Supervision des automatismes de réseau;*
- *Remise en charge du réseau.*

Le réseau de transport principal est sous la supervision du coordonnateur de la fiabilité du Québec (Direction Contrôle et exploitation du réseau (CMÉ), Hydro-Québec TransÉnergie).

(Main Transmission System)²⁹. »

[66] La NERC identifie le « *Bulk Electric System* » (BES) comme le champ d'application des normes de fiabilité. Le Coordonnateur définit le BES de la NERC de la façon suivante³⁰ :

« Au sens de la définition qu'en donne l'organisation régionale de fiabilité (RRO), les ressources de production d'électricité, les lignes de transport, les interconnexions avec des réseaux voisins, et l'équipement qui s'y rattache, généralement exploités à des tensions de 100 kV et plus. Cette définition exclut en général les installations de transport radiales desservant un seul centre de consommation au moyen d'une seule source de transport.

(Bulk Electric System)

Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC) »

²⁹ Pièce B-43, HQCMÉ-2, document 10, page 35.

³⁰ *Ibid.*

[67] En s'inspirant de la définition du NPCC, le Coordonnateur définit comme suit le réseau « bulk » (le Réseau bulk)³¹ :

« Réseaux électriques interconnectés à l'intérieur du Nord- Est de l'Amérique du Nord et comprenant des installations de production et de transport sur lesquels des défauts ou perturbations peuvent avoir des effets nuisibles significatifs à l'extérieur de la zone locale. Dans le présent contexte, les zones locales sont déterminées par les membres du Conseil (NPCC).

(Bulk Power System)

Source : Critère A-07 (Glossaire de termes du NPCC)

Note de la Direction Contrôle et exploitation du réseau : Le réseau « bulk » est un sous-ensemble du réseau de transport principal. »

[68] Questionné sur les raisons pour lesquelles le Coordonnateur propose, aux fins de l'identification du champ d'application des normes de fiabilité, le RTP plutôt que le Réseau bulk, le Coordonnateur répond que l'utilisation du Réseau bulk, aux fins de la désignation des entités visées par les normes de fiabilité, ne permet pas d'appliquer toutes les normes de fiabilité et, par conséquent, ne couvre pas les besoins d'exploitation et de maintenance pour la fiabilité au Québec et risque d'exclure toutes les entités inscrites au registre, à l'exception d'HQT, d'HQP et de la CER³².

[69] Il précise également qu'aucune centrale de production n'est classifiée bulk par le NPCC et que seulement 43 % de la production incluse dans le RTP est raccordée au Réseau bulk³³.

4.2.1 POSITION DES INTERVENANTS

[70] Initialement, ÉLL/EBM et RTA se sont objectés à la proposition du Coordonnateur assujettissant des installations non bulk au régime de fiabilité obligatoire prévu par la Loi. Le principal motif invoqué était à l'effet que leurs installations n'ont qu'un impact local et non provincial sur le maintien de la fiabilité³⁴.

³¹ Pièce B-43, HQCMÉ-2, document 10, page 34.

³² Pièce B-10, HQCMÉ-3, document 1.1, page 6, R1.4.

³³ Pièce B-33, HQCMÉ-2, document 16, page 9.

³⁴ Pièce C-3-7, page 9; pièce C-5-12, page 13.

[71] De plus, ÉLL/EBM a souligné que cet élargissement du champ d'application des normes de fiabilité de la NERC n'a pas été soumis à un processus de consultation³⁵.

[72] OPG, qui exploite la centrale de Chats Falls chevauchant la rivière des Outaouais, s'est objectée à sa désignation d'« exploitant d'installations de production » assujetti aux normes de fiabilité applicables au Québec. Par la suite, le Coordonnateur s'est dit prêt, avec l'accord de la Régie, à exclure OPG du Registre des entités à titre d'exploitant d'installations de production. L'intervenante s'en est alors déclarée satisfaite.

[73] À la suite d'échanges intervenus avec le Coordonnateur, ÉLL/EBM et RTA sont finalement d'accord avec le champ d'application des normes de fiabilité, tel que proposé par le Coordonnateur.

[74] NLH demande que certaines corrections soient apportées à la définition de RTP et à sa traduction³⁶.

[75] Les représentations de l'intervenante portent sur les aspects suivants :

- les deux définitions différentes pour une même expression « réseau de transport principal ». L'une établie, selon le Coordonnateur, par la NERC et l'autre par le Coordonnateur;
- les deux traductions différentes pour la même expression « réseau de transport principal » : « *Bulk Electric System* », pour ce qui est de la définition NERC, et « *Main Transmission System* » pour la définition du Coordonnateur;
- le dernier paragraphe de la définition qui précise que le RTP est sous la supervision du Coordonnateur³⁷.

[76] L'intervenante recommande, afin d'éviter toute confusion, que les deux concepts RTP et BES aient des dénominations différentes³⁸.

³⁵ Pièce C-3-7, page 8.

³⁶ Pièce C-4-27, page 24.

³⁷ *Ibid.* à la page 3.

³⁸ *Ibid.* à la page 5.

[77] De plus, l'intervenante allègue que le dernier paragraphe de la définition de RTP n'est pas approprié, puisqu'il contient une règle de fond conférant au Coordonnateur un pouvoir de supervision sur le RTP. De plus, cette supervision n'est pas limitée géographiquement³⁹. Ainsi, NLH demande que le Labrador soit exclu du RTP.

[78] Enfin, l'intervenante demande à la Régie que le Glossaire soit, à tout le moins, modifié afin d'enlever la référence au contrôle et à la supervision du Coordonnateur dans la définition du RTP⁴⁰.

4.2.2 RÉPLIQUE DU COORDONNATEUR

[79] En ce qui a trait à la notion de supervision, le Coordonnateur soumet en audience⁴¹ que ce qui est important dans l'application des normes de fiabilité ce sont les critères énoncés au premier paragraphe de la définition du RTP. Il ajoute que le dernier paragraphe de la définition pourrait être supprimé sans affecter la clarté de la définition.

[80] En relation avec la traduction de l'expression « réseau de transport principal », le Coordonnateur propose qu'à la suite de l'éventuelle adoption de la définition, l'expression « réseau de transport principal » soit traduite par « BES »⁴².

4.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[81] La Régie note que seulement 43 % de la production incluse dans le RTP est raccordée au Réseau bulk, tel que défini par le NPCC.

³⁹ Pièce C-4-27, page 5.

⁴⁰ Pièce A-39-2, page 133.

⁴¹ *Ibid.* aux pages 168 et 169.

⁴² Pièce A-39-1, page 90.

[82] Elle note également que l'utilisation du Réseau bulk ne permet pas d'appliquer toutes les normes de fiabilité et, par conséquent, ne couvre pas les besoins d'exploitation et de maintenance pour assurer la fiabilité du transport d'électricité au Québec⁴³.

[83] La Régie constate que les intervenants ne contestent pas le champ d'application des normes de fiabilité proposé par le Coordonnateur.

[84] Par ailleurs, le paragraphe suivant « *Le réseau de transport principal est sous la supervision du coordonnateur de la fiabilité du Québec (direction Contrôle des mouvements d'énergie (CMÉ), Hydro-Québec TransÉnergie)* » ne codifie pas l'énoncé d'un critère d'identification des installations du RTP et, pour cette raison, son insertion à la définition n'est pas nécessaire. **Ainsi, la Régie demande au Coordonnateur de supprimer ce paragraphe de la définition.**

[85] La Régie conclut, du titre du Schéma d'exploitation déposé par le Coordonnateur⁴⁴, que ce schéma est à vocation opérationnelle et qu'il n'est pas exclusivement destiné à l'identification des installations visées par les normes de fiabilité. Elle en déduit que l'expression « réseau de transport principal » peut être utilisée par le Coordonnateur à d'autres fins que la stricte identification des installations visées par les normes de fiabilité.

[86] La Régie rappelle que le présent dossier ne porte pas sur la gestion des opérations de la direction CER dans ses activités courantes d'exploitation, mais sur la mise en place d'un régime de fiabilité obligatoire. Par conséquent, elle juge que le Schéma d'exploitation n'est pas utile aux fins de l'application des normes de fiabilité.

[87] La Régie a pris connaissance des interventions des participants en lien avec les traductions de « *Bulk Electric System (BES)* » et de « Réseau de transport principal (RTP) ». Elle constate que l'expression « Réseau de transport principal » présente, en français, deux définitions distinctes. À ces définitions, sont associées des expressions anglaises spécifiques à chacune des définitions. Ces expressions anglaises sont : « *Bulk Electric System* » et « *Main Transmission System* ».

⁴³ Pièce B-10, HQCMÉ-3, document 1.1, page 6.

⁴⁴ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 8.

[88] La Régie note, de la version française des normes de fiabilité, que l'expression anglaise BES est généralement traduite par « Réseau de transport principal (RTP) » (ex. normes CIP-002-1, EOP-004-1, FAC-008-1 et IRO-004-1) mais que, à l'occasion, elle est traduite par Réseau bulk (ex. normes PRC-005-1 et TPL-002-0).

[89] Par ailleurs, la Régie note que les normes de fiabilité déposées ne visent pas exclusivement les installations de transport mais également certaines installations de production. À ce titre, elle rappelle que le réseau de transport principal se compose d'installations de transport et d'installations de production.

[90] La Régie comprend qu'au sens de la NERC, l'expression BES est une expression générique désignant l'ensemble des réseaux de production et transport d'électricité de l'Amérique du Nord⁴⁵. Par ailleurs, l'expression RTP est une expression spécifique utilisée par le Coordonnateur pour définir le champ d'application de la plupart des normes de fiabilité.

[91] Pour ces motifs, la Régie demande au Coordonnateur de traduire l'expression « *Bulk Electric System (BES)* » par « système de production-transport d'électricité » dans le contexte générique des normes de fiabilité de la NERC et de traduire l'expression « Réseau de transport principal (RTP) » par « Main transmission system (MTS) » dans le contexte spécifique de la désignation du champ d'application de la plupart des normes de fiabilité applicables au Québec. En conséquence, la Régie demande au Coordonnateur de modifier la version française des normes de fiabilité visées et le Glossaire.

4.3 PERTINENCE ET IMPACTS DES NORMES DE FIABILITÉ

[92] Le Coordonnateur précise que l'adoption des normes de fiabilité au Québec aura un impact positif sur le maintien de la fiabilité du transport d'électricité et du maintien de l'équilibre offre/demande au Québec. De plus, elle favorisera l'harmonisation des pratiques entre le Québec, les provinces voisines et les États-Unis qui ont également rendu ces normes de fiabilité obligatoires⁴⁶.

⁴⁵ Pièce B-1, HQCMÉ-1, document 1, pages 16 et 18 et pièce B-1, HQCMÉ-2, document 2, page 8.

⁴⁶ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 2, page 26.

[93] Le Coordonnateur conclut que les normes de fiabilité qu'il dépose à la Régie pour adoption sont toutes pertinentes et nécessaires et contribueront au maintien de la fiabilité de l'Interconnexion Québec et, par le fait même, des réseaux interconnectés.

[94] Le Coordonnateur soumet que les normes de fiabilité de la NERC ont été, jusqu'à maintenant, appliquées sur une base volontaire par quelques entités, mais que l'adoption de ces normes par la Régie pourrait occasionner un impact financier à certaines entités dorénavant soumises au régime obligatoire de fiabilité. Le Coordonnateur ne quantifie toutefois l'impact financier que pour Hydro-Québec.

[95] Il ajoute que, de façon générale, le principal impact sur les entités visées est surtout d'ordre administratif, puisqu'elles devront mettre en place, de façon structurée et systématique, des processus de suivi et de traçabilité par une gestion de la documentation relative à l'application des normes de fiabilité, de façon à être en mesure de démontrer leur conformité à ces normes.

[96] Considérant le champ d'application, le Coordonnateur mentionne que plusieurs normes de fiabilité ne visent qu'Hydro-Québec dans certaines de ses fonctions.

[97] En matière d'investissement requis afin de satisfaire aux exigences des normes de fiabilité proposées, le Coordonnateur indique que les normes de fiabilité associées à la protection des infrastructures critiques (normes CIP) ne visent qu'HQP et HQT et que la conformité à leurs exigences nécessite les investissements suivants :

- 27 millions \$ pour la sécurisation physique du centre de conduite du réseau (CCR) et des Centres de Téléconduite (CT);
- 8 millions \$ pour la sécurisation cybernétique du CCR et des CT;
- 2 millions \$ pour la sécurisation cybernétique de postes de transport;
- 1 million \$ pour la sécurisation cybernétique de centrales de production.

[98] Le Coordonnateur précise que seules HQT et La Société en commandite Hydroélectrique Manicouagan possèdent des automatismes de réseau et, qu'à cet égard, les exigences de certaines normes PRC pourraient avoir une incidence sur leurs frais d'entretien.

[99] Il ajoute toutefois que l'adoption de la norme PRC-018-1, en ce qui a trait à l'installation d'équipement de surveillance des perturbations, pourrait exiger des investissements pour les entités visées autres qu'HQP et HQT.

[100] En ce qui a trait aux normes VAR, le Coordonnateur estime que le seul impact pour les propriétaires ou exploitants d'installations de production se situe à un niveau administratif, car ils devront mettre en place des procédures de signalement des changements dans les capacités de production réactive ou d'états des régulateurs de tension ou des stabilisateurs.

[101] Par ailleurs, selon le Coordonnateur, le respect de certaines exigences des normes TOP nécessite la mise en place de systèmes d'acquisition des mesures et des états requis, afin d'obtenir l'information en temps réel de deux centrales d'Hydro-Saguenay et de six centrales de RTA qui ne sont pas actuellement supervisées au CCR. De plus, la norme TOP-002-2 impose aux exploitants de centres de production de procéder à la vérification des puissances active et réactive de leurs installations.

4.3.1 POSITION DES INTERVENANTS

[102] ÉLL/EBM estime que les impacts d'ordre administratif afférents au respect des normes de fiabilité déposées sont nombreux (formation du personnel, établissement et mise en place de processus, entretien et vérification, études de réseau et support d'ingénierie). Il évalue, de façon préliminaire, que les coûts afférents imputables au respect des normes de fiabilité seraient de l'ordre de 1,4 M\$⁴⁷.

[103] L'intervenant souligne que les coûts afférents au suivi de la conformité ne pourront être établis que lorsque les modalités du processus de vérification de conformité seront connues.

[104] RTA évalue, de façon préliminaire, que les coûts associés au respect des normes de fiabilité pourraient s'élever, dès la première année, à 480 k\$ en ressources humaines et à 2,35 M\$ en investissements, dont 1,2 M\$ pour la norme PRC-018-1 et 1,1 M\$ pour la norme VAR-002-1a⁴⁸.

⁴⁷ Pièce C-3-9, R1.1.

⁴⁸ Pièce C-5-16, R1.1.

[105] Finalement, en matière de vérification de conformité, l'intervenante évalue ses efforts annuels à 157 k\$ en ressources humaines.

4.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

[106] L'article 85.6 de la Loi prévoit que le Coordonnateur doit déposer à la Régie une évaluation de la pertinence et des impacts des normes de fiabilité déposées.

[107] La Régie note que les intervenants ne contestent pas la pertinence des normes de fiabilité déposées.

[108] Par ailleurs, la Régie note que le Coordonnateur n'a pas fourni l'évaluation de l'impact monétaire pour l'ensemble des normes de fiabilité déposées, notamment pour les exigences d'ordre administratif de certaines normes de fiabilité. La Régie note également que les intervenants ont fourni une évaluation des coûts associés au respect de certaines de ces normes.

[109] La Régie comprend qu'il peut être difficile de déterminer avec exactitude les coûts à anticiper à ce stade. Toutefois, une évaluation, même sommaire, doit être fournie par le Coordonnateur afin de satisfaire l'exigence de l'article 85.6 de la Loi.

[110] La Régie reconnaît la pertinence des normes de fiabilité déposées et le fait qu'elles auront un impact sur les entités visées par ces normes. Toutefois, elle demande au Coordonnateur de présenter, lors du dépôt des dossiers subséquents, une évaluation plus complète de l'impact monétaire des normes de fiabilité déposées, en ayant consulté au préalable les entités visées par ces normes. Le Coordonnateur devra justifier, le cas échéant, son incapacité d'évaluer l'impact monétaire d'une norme de fiabilité au moment du dépôt pour adoption par la Régie.

4.4 CONTENU DES NORMES DE FIABILITÉ DÉPOSÉES

[111] Tel que précisé précédemment, le Coordonnateur dépose pour adoption 95 normes de fiabilité et ces dernières ne font pas l'objet d'objection de la part des intervenants.

[112] La Régie retient de la preuve du Coordonnateur que les normes de fiabilité qu'il a déposées ont été développées par un organisme de fiabilité avec lequel elle a conclu une entente, qu'elles ont été approuvées par la FERC, qu'elles sont obligatoires aux États-Unis et que la majorité d'entre elles ont déjà été approuvées dans plusieurs provinces du Canada.

[113] La Régie note que les amendements à la preuve soumis par le Coordonnateur consistent en l'ajout de précisions ou clarifications relatives aux normes de fiabilité ou à leur application au Québec. Elle note également que ces précisions et clarifications ne sont pas codifiées dans les normes de fiabilité, mais dans d'autres documents soumis en preuve, notamment le Registre des installations, le Registre des entités et les Matrices d'application.

[114] La Régie constate que les normes de fiabilité déposées sont rédigées selon un gabarit standard, comprenant des aspects normatifs à caractère technique relatifs, entre autres, à l'exploitation, à l'utilisation et à la planification du réseau électrique ainsi que des aspects normatifs à caractère administratif associés à la vérification de la conformité ou au respect de ces normes.

[115] En ce qui a trait aux aspects normatifs à caractère technique, la Régie identifie les thèmes suivants⁴⁹ :

- à la section A, Introduction : entre autres thèmes, l'« applicabilité », soit l'identification des « Fonctions », en conformité avec le modèle fonctionnel de la NERC, visées par la norme et, conséquemment, les entités visées par la norme;
- à la section B, Exigences : les exigences à satisfaire selon la norme;
- à la section C, Mesures : l'identification, entre autres, des mécanismes ou unités de mesure du niveau de performance requis en lien avec les exigences de la norme;
- à la section E, Différences régionales : les variantes applicables dans certaines régions;

⁴⁹ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 1, norme BAL-001-0a.

- à la section F, Documents associés : les annexes de la norme permettant, le cas échéant, d'en clarifier certains aspects.

[116] En ce qui a trait aux aspects normatifs à caractère administratif, la Régie identifie les thèmes suivants :

- à la section A, Introduction : la date d'entrée en vigueur de la norme;
- à la section B, Exigences : les « Facteurs de risque des normes de fiabilité » (les Facteurs de risque) associés à chaque exigence non respectée⁵⁰;
- à la section D, Conformité : les responsabilités, règlements, processus ou niveaux de non-conformité en lien avec la vérification de la conformité ou l'imposition du respect des exigences de la norme;
- l'historique des versions : l'historique des versions précédentes de la norme et, pour la plupart, de leur approbation par la NERC ou la FERC;
- le pied de page : la date d'adoption, par la Régie, de la norme et, le cas échéant, de la révision par le Coordonnateur.

[117] La Régie juge que les exigences d'une norme de fiabilité doivent être clairement définies, que le niveau de conformité attendu doit être mesurable et que les éléments normatifs des exigences doivent être adéquatement codifiés et regroupés au sein d'un seul document facilement accessible et complet en lui-même.

[118] Tel que précisé précédemment, la Régie note de la preuve du Coordonnateur que plusieurs aspects normatifs à caractère technique et administratif font l'objet de précisions en relation avec leur contenu ou leur application au Québec et qu'ils sont consignés, entre autres, aux registres déposés pour approbation et aux Matrices d'application.

⁵⁰ Certaines normes (ex. normes IRO-006 et NUC-001) intègrent les Facteurs de risque à même leur texte. Toutefois, les Facteurs de risque pertinents aux exigences des normes sont précisés à la pièce B-6, HQCMÉ-2, document 1.1 « Facteurs de risque des normes de fiabilité » en version française seulement.

[119] Par exemple, l'exigence E3.1 de la norme NERC EOP-004-1 prévoit la soumission d'un rapport au département de l'Énergie des États-Unis (DOE). Toutefois, dans la Matrice CER, il est précisé que :

« aucun rapport au DOE n'est requis au Québec⁵¹. »

[120] De même, l'exigence E4 de la norme NERC IRO-004-1 prévoit que les propriétaires et exploitants d'installations de production doivent fournir, entre autres, les prévisions de la production de leurs installations, alors que dans le Registre des installations, il est précisé que certains producteurs peuvent soumettre, en remplacement des données de production, les puissances nettes au point de raccordement de leur réseau⁵².

[121] La Régie rappelle que la structure des normes de fiabilité de la NERC prévoit des dispositions permettant d'intégrer, à même la norme, lorsque requis, les différences régionales. Elle prévoit également l'ajout d'annexes permettant, le cas échéant, de consigner les interprétations jugées utiles à leur compréhension ou application.

[122] Les précisions, interprétations, particularités, exceptions, variantes ou autres nuances en lien avec une norme de fiabilité, apportées par le Coordonnateur et susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité, doivent être codifiées dans une annexe propre à cette norme, afin que les textes des normes de fiabilité soient complets en eux-mêmes pour ce qui est de l'identification des entités visées et de l'identification des exigences à satisfaire.

[123] Par ailleurs, considérant les aspects normatifs à caractère administratif associés à la vérification de la conformité aux normes de fiabilité et à l'imposition de leur respect, la Régie note que certaines dispositions prévues par la NERC et codifiées dans ses normes de fiabilité ne sont pas adaptées au cadre législatif en place au Québec.

⁵¹ Pièce B-55, HQCMÉ-2, document 6, page 32.

⁵² Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5, page 20.

[124] Par exemple, les normes de fiabilité déposées pour adoption prévoient que le « responsable de la vérification de la conformité » peut être l'« organisation régionale de fiabilité pour les entités responsables, la NERC pour les organismes régionaux de fiabilité, un vérificateur tiers n'ayant pas d'intérêt quant aux résultats pour la NERC »⁵³. De plus, elles indiquent une date de mise en vigueur qui n'est pas celle fixée par la Régie.

[125] Or, la Loi prévoit que les responsabilités de la vérification de la conformité aux normes de fiabilité du Québec, de l'adoption des normes et de la fixation de la date de leur entrée en vigueur incombent à la Régie :

Article 85.2 :

« La Régie s'assure que le transport d'électricité au Québec s'effectue conformément aux normes de fiabilité qu'elle adopte. »

Article 85.10 :

« [...] la Régie détermine si il y a contravention à une norme de fiabilité et, le cas échéant, elle impose une sanction [...]. »

Article 85.7 :

« Elle adopte des normes de fiabilité et fixe la date de leur entrée en vigueur. »

[126] **La Régie accepte le contenu des normes de fiabilité de la NERC et les Facteurs de risque associés, tels que déposés, ainsi que les aspects normatifs québécois contenus dans le Registre des entités visées, le Registre des installations et les Matrices d'application.**

⁵³ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 1, norme CIP-003.

[127] **Cependant, considérant les motifs énoncés précédemment, la Régie demande au Coordonnateur :**

- **d'intégrer, sous forme d'annexe à chaque norme, les aspects normatifs à caractère technique contenus dans les documents Registre des entités, Registre des installations et les Matrices d'application;**
- **d'inclure à la même annexe les aspects normatifs à caractère administratif relatifs aux dates de mise en vigueur et aux responsabilités et activités associées à la vérification de la conformité aux normes de fiabilité, conformément aux dispositions prévues par la Loi et aux décisions de la Régie;**
- **de produire ces nouvelles annexes dans leurs versions française et anglaise;**
- **de produire une version anglaise du document relatif aux Facteurs de risque.**

[128] La Régie fournit, à l'annexe 1, une liste, non exhaustive, des aspects normatifs qu'elle a identifiés dans la preuve soumise par le Coordonnateur et qu'elle lui demande d'intégrer, en annexe, à chaque norme de fiabilité.

[129] **La Régie demande au Coordonnateur de suivre les lignes directrices suivantes lors de l'élaboration des normes de fiabilité.**

[130] **L'annexe de chaque norme de fiabilité doit préciser :**

- **la norme NERC à laquelle l'annexe est associée;**
- **la date d'adoption, par la Régie, de la norme NERC associée;**
- **la date d'adoption, par la Régie, de l'annexe;**
- **la date de mise en vigueur de la norme NERC et de son annexe, conformément aux décisions de la Régie;**
- **que la Régie est responsable, au Québec, de la vérification de la conformité aux normes de fiabilité et à leur annexe qu'elle adopte;**
- **le cas échéant, l'historique des versions d'origine et révisions subséquentes de l'annexe ainsi que leur date d'adoption par la Régie.**

[131] Toutefois, à cet égard, une exigence applicable à un organisme régional de fiabilité qui n'est pas une entité visée par la Loi ne constitue pas une variante pour application au Québec et ne requiert pas la codification d'une exclusion à cette norme.

[132] De même, une exigence applicable à un dispositif qui n'existe pas au Québec ou à une pratique qui n'est pas en usage au Québec ne constitue pas une variante pour application au Québec et ne requiert pas la codification d'une exclusion à cette norme.

[133] **L'annexe, à chaque norme de fiabilité, doit contenir, pour chaque exigence, la codification :**

- des distinctions apportées par le Coordonnateur;
- des mesures de conformité associées à ces distinctions;
- des niveaux de non-conformité associés à ces distinctions;
- des facteurs de risque de non-conformité associés à ces distinctions.

[134] La Régie constate que le niveau de concordance du texte français et du texte anglais des normes de fiabilité n'est pas satisfaisant. **En conséquence, la Régie prévoit tenir à ce sujet des rencontres entre les membres de son personnel et ceux du Coordonnateur.**

[135] **La Régie fixera un échéancier pour le dépôt des normes de fiabilité révisées conformément aux demandes énoncées dans la présente décision, dans leurs versions française et anglaise, en vue de leur adoption finale.**

4.5 DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR DES NORMES DE FIABILITÉ

[136] Le Coordonnateur propose que la date d'entrée en vigueur des normes de fiabilité soit fixée à 60 jours après leur adoption par la Régie, sauf pour la norme PRC-018-1, où le délai demandé est de six ans, afin de permettre aux entités visées de se doter des installations nécessaires.

[137] Une fois l'entrée en vigueur fixée, le texte des normes de fiabilité serait modifié pour la refléter.

[138] Le Coordonnateur propose également une période de transition de 120 jours après l'entrée en vigueur des normes de fiabilité pour l'application de sanctions monétaires en cas de non-conformité⁵⁴. Toutefois, il précise que l'imposition de sanctions pour non-conformité à l'exigence E3.1 de la norme VAR-002-1a prendra effet dans un délai de deux ans à la suite de son adoption par la Régie⁵⁵.

4.5.1 POSITION DES INTERVENANTS

[139] ÉLL/EBM demande que la date d'entrée en vigueur des normes de fiabilité soit fixée à six mois après la décision de la Régie adoptant ces normes, tenant compte, notamment, de la nécessité d'un arrimage avec le Guide des sanctions.

[140] NLH allègue que la Régie ne peut accorder un effet rétroactif aux normes de fiabilité qu'elle adopte et suggère un délai d'au moins 60 jours après leur adoption.

[141] RTA convient que, quelle que soit la date d'entrée en vigueur des normes de fiabilité, le Guide des sanctions, lorsqu'il sera adopté, ne devrait pas avoir de portée rétroactive⁵⁶.

4.5.2 OPINION DE LA RÉGIE

[142] Considérant que les normes de fiabilité ne seront pas sanctionnables avant l'entrée en vigueur du Guide des sanctions, la Régie retient la proposition du Coordonnateur, soit une entrée en vigueur des normes de fiabilité 60 jours après leur adoption par la Régie pour l'ensemble des normes, sauf pour la norme PRC-018-1.

[143] La Régie fixe le délai de mise en vigueur de la norme PRC-018-1 à six ans de son adoption.

⁵⁴ Pièce B-1, HQCMÉ-1, document 1, page 40.

⁵⁵ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5, page 19.

⁵⁶ Pièce A-39-2, page 140.

[144] Elle rappelle que le Guide des sanctions sera traité dans le cadre de la phase 2 du dossier.

5. REGISTRES

[145] Cette section traite de la demande du Coordonnateur en relation avec l'approbation du Registre des entités et du Registre des installations.

5.1 REGISTRE DES ENTITÉS VISÉES PAR LES NORMES DE FIABILITÉ

[146] En vertu de l'article 85.13 de la Loi, le Coordonnateur dépose le Registre des entités pour approbation par la Régie.

[147] Ce registre a été amendé à plusieurs reprises. La dernière version a été déposée le 21 octobre 2010⁵⁷.

[148] Aucun intervenant n'a émis d'objection relativement à l'approbation de ce registre.

[149] Le Registre des entités a pour objectif d'identifier les entités visées par les normes de fiabilité, selon les fonctions du modèle de fiabilité de la NERC (les Fonctions de la NERC), de façon à établir les normes de fiabilité auxquelles elles sont assujetties⁵⁸.

⁵⁷ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 4.

⁵⁸ *Ibid.* à la page 3.

[150] Les Fonctions de la NERC sont les suivantes⁵⁹ :

- Coordonnateur de la fiabilité - RC (*Reliability Coordinator*);
- Fournisseur de services de transport - TSP (*Transmission Service Provider*);
- Coordonnateur de la planification - PC (*Planning Authority*);
- Responsable des échanges - IA (*Interchange Authority*);
- Responsable de l'équilibrage - BA (*Balancing Authority*);
- Propriétaire du réseau de transport - TO (*Transmission Owner*);
- Exploitant d'installations de production - GOP (*Generator Operator*);
- Exploitant du réseau de transport - TOP (*Transmission Operator*);
- Planificateur du réseau de transport - TP (*Transmission Planner*);
- Planificateur des ressources - RP (*Resource Planner*);
- Propriétaire d'installations de production - GO (*Generator Owner*);
- Responsable de l'approvisionnement - LSE (*Load-Serving Entity*);
- Négociant - PSE (*Purchasing-Selling Entity*);
- Distributeur - DP (*Distribution Provider*);
- Responsable de l'approvisionnement - LSE (*Load-Serving Entity*).

[151] Le Coordonnateur inscrit cinquante-trois entités au registre, dont trois divisions d'Hydro-Québec (Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (HQD), HQT et HQP) et la direction Contrôle et exploitation du réseau de la division HQT. Vingt-quatre de ces entités sont exclusivement associées à la fonction de négociant.

[152] Afin de bien circonscrire la portée et de n'appliquer que les normes de fiabilité pertinentes aux différentes entités visées, le Coordonnateur introduit au Registre des entités des catégories de fonction associées aux Fonctions de la NERC (les Catégories de fonction). Ainsi, pour certaines Fonctions de la NERC, le Registre des entités identifie jusqu'à cinq Catégories de fonction et précise, pour chacune d'elles, le « Champ d'application particulier des normes en fonction des caractéristiques des installations, de la Catégorie de fonction ou des activités »⁶⁰. Il fournit également, en relation avec les entités inscrites, une description sommaire des installations ou rôles.

⁵⁹ Pièce B-1, HQCMÉ-1, document 1, pages 20 à 22.

⁶⁰ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 4, pages 4 à 9.

[153] De plus, le Registre des entités permet d'identifier, entre autres, l'entité spécifiquement visée par chacune des normes de fiabilité. Il présente également les facteurs d'inclusion utilisés aux fins de l'identification des entités visées et de leur classement par Catégories de fonction.

5.2 REGISTRE DES INSTALLATIONS VISÉES PAR LES NORMES DE FIABILITÉ

[154] Le Coordonnateur dépose le Registre des installations pour approbation par la Régie, soit un registre identifiant les installations auxquelles les normes de fiabilité doivent s'appliquer au Québec. Il ajoute que cette approbation permettra également de faciliter le processus de surveillance et de suivi de l'application des normes de fiabilité⁶¹.

[155] Selon le Coordonnateur, le Registre des installations comporte un double objectif⁶² :

- il permet, en premier lieu, d'identifier les réseaux, appareils ou installations visés de façon spécifique par certaines normes de fiabilité, afin de préciser à quels installations, lignes, systèmes ou appareils elles doivent s'appliquer, afin d'en faciliter l'application;
- en deuxième lieu, ce registre apporte des précisions sur l'application de certaines normes de fiabilité, de façon à faciliter la compréhension de leur portée.

[156] Le Registre des installations a été amendé à plusieurs reprises avant la prise en délibéré du dossier. La dernière version du document a été déposée le 21 octobre 2010⁶³.

[157] Aucun intervenant n'a émis d'objection relativement à l'approbation de ce registre.

⁶¹ Pièce B-1, HQCMÉ-1, document 1, page 37.

⁶² Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5, page 3.

⁶³ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5.

[158] Le Registre des installations introduit, entre autres, des champs d'application particuliers qui, le cas échéant, sont visés par des normes de fiabilité spécifiques ou par des aspects normatifs à caractère technique déposés par le Coordonnateur.

[159] Ce registre introduit des listes exhaustives d'installations, regroupées par catégorie, et identifie leur propriétaire. Ces listes sont les suivantes :

- la liste des installations visées par les normes de fiabilité sur la protection des infrastructures critiques (CIP-002-1 à CIP-009-1) – Document confidentiel;
- la liste des installations visées par les normes de fiabilité visant la remise en charge du réseau (EOP-005-1, EOP-006-1 et EOP-009-0) – Document confidentiel;
- la liste des installations visées par la norme de fiabilité sur la coordination d'interfaces de centrale nucléaire (NUC-001-1);
- la liste des installations du Réseau bulk visées en tout ou en partie par les normes de fiabilité en lien avec les systèmes de protection (PRC-004-1 et PRC-005-1), les systèmes de surveillance de perturbation (PRC-018-1) et la planification et la conception du réseau de transport (TPL-001-0 à TPL-004-0);
- la liste des automatismes visés par la norme de fiabilité sur la maintenance et les essais des automatismes de réseau (SPS) (PRC-017-0).

[160] Par ailleurs, le Registre des installations introduit de façon générique, sans en faire la liste exhaustive, les catégories d'installations suivantes :

- les nouvelles installations de transport, de production ou de consommation, sans égard de leur classification RTP ou réseau de transport régional, visées expressément par la norme FAC-002-0;
- les lignes exploitées à 200 kV et plus, sans égard à la catégorie de réseau à laquelle elles appartiennent, visées expressément par la norme FAC-003-1;
- les installations de production à vocation industrielle visées expressément par des particularités spécifiques au Québec en lien avec les normes IRO-002-1, IRO-003-2, IRO-004-1, IRO-005-1, TOP-001-1, TOP-002-2, TOP-003-0, TOP-005-1 et TOP-006-1.

[161] Enfin, ce registre énonce des précisions, clarifications ou variances applicables à certaines exigences des normes CIP-001-1, EOP-004-1, IRO-002-1, IRO-003-2, IRO-004-1, IRO-005-1, PRC-001-1, PRC-004-1, PRC-005-1, PRC-018-1, TOP-001-1, TOP-002-2, TOP-003-0, TOP-006-1 et VAR-002-1a. Certaines de ces clarifications introduisent, entre autres, des obligations par renvoi à des documents NPCC ou autres. Ce point du dossier est traité à la section 8.1 de la présente décision.

5.3 OPINION DE LA RÉGIE

[162] La Régie constate que le Registre des entités contribue à l'identification des entités visées par les normes de fiabilité et est un outil informationnel utile pour les entités.

[163] Toutefois, elle est d'avis que certains éléments informatifs, entre autres, la désignation de l'applicabilité des normes de fiabilité par Catégories de fonction, ne sont pas essentiels à l'identification des entités visées. De plus, ces éléments informatifs sont tributaires de l'analyse des normes de fiabilité et de leur interprétation et, de ce fait, comportent des éléments normatifs redondants pouvant supplanter, voire contredire les normes de fiabilité.

[164] Pour cette raison, la Régie est d'avis que, dans le contexte de la demande d'approbation du Registre des entités, l'intégration des Catégories de fonction et la codification de l'applicabilité des normes de fiabilité en fonction de ces Catégories de fonction ne sont pas appropriées.

[165] À cet égard, la Régie rappelle que le gabarit utilisé dans le texte des normes de fiabilité introduit à la section A le thème « Applicabilité » qui définit le champ d'application de la norme. Par exemple, lorsqu'une norme de fiabilité s'applique à l'exploitant d'une centrale nucléaire, cette caractéristique est déjà codifiée à même la norme.

[166] La Régie est d'avis que l'inscription, au Registre des entités, de l'entité, de sa ou ses Fonction(s) de la NERC et de ses installations est nécessaire et suffisante pour permettre de faire les liens entre les entités visées et les normes de fiabilité qui leur sont applicables.

[167] Par ailleurs, la Régie note que le Registre des entités, tel que soumis par le Coordonnateur, a recours à différents moyens d'identification des entités. Ainsi, généralement, l'identification corporative est utilisée mais une division, un groupe ou la localisation d'une installation de cette entité sont parfois utilisés.

[168] La Régie est d'avis que le Registre des entités doit préciser minimalement les informations suivantes :

- l'identification corporative de l'entité;
- l'adresse corporative de l'entité;
- la ou les Fonction(s) de la NERC que l'entité exerce conformément au modèle fonctionnel de la NERC.

[169] La Régie est également d'avis que l'identification des installations visées et celle des entités visées sont liées et qu'elles dépendent du contenu des normes de fiabilité applicables au Québec. **Pour cette raison, la Régie est d'avis que ces deux registres, soumis pour approbation, forment un tout indissociable et, par conséquent, doivent former un seul registre.**

[170] La Régie remarque que les normes de fiabilité déposées par le Coordonnateur visent généralement les installations de transport et de production du RTP. Toutefois, certaines de ces normes visent, de façon plus spécifique, des installations de type ou d'usage particulier.

[171] À cet égard, la Régie constate que les normes de fiabilité déposées visent, entre autres, les installations suivantes :

- les installations du réseau RTP;
- les « actifs classés critiques » aux fins des normes CIP;
- les installations du Réseau bulk, en précisant les niveaux de tension applicable;
- les lignes exploitées à 200 kV et plus;
- une centrale nucléaire;
- les installations ou appareils requis pour la remise en charge du réseau;
- les automatismes de réseau classés de type I ou II par le NPCC.

[172] La Régie constate que plusieurs de ces installations ont été inscrites au Registre des installations. Toutefois, en matière d'identification des installations du RTP, la preuve du Coordonnateur se limite à déposer, pour information, le Schéma d'exploitation. Il en va de même pour la liste des lignes exploitées à 200 kV et plus qui n'est pas inscrite à ce registre.

[173] À cet égard, la Régie est d'avis que les listes des éléments du RTP et des lignes exploitées à 200 kV et plus sont tout aussi importantes que les autres listes d'installations inscrites au Registre des installations.

[174] Pour les motifs mentionnés précédemment, la Régie :

- **accepte :**
 - les aspects normatifs à caractère technique identifiés aux registres, et demande, tel qu'exprimé au paragraphe 127, de les intégrer sous forme d'annexe aux textes des normes de fiabilité visées;
 - la liste des entités apparaissant au Registre des entités;
 - la liste des installations apparaissant au Registre des installations.
- **mais rejette, dans leur forme actuelle, les documents Registre des entités visées par les normes de fiabilité et Registre des installations visées par les normes de fiabilité.**

[175] La Régie demande au Coordonnateur de lui soumettre un Registre des entités, pour approbation, au même moment que les textes des normes de fiabilités révisées, lequel sera fixé ultérieurement. En lien avec chacune des entités visées, ce registre doit contenir les informations suivantes :

- l'identification corporative de l'entité;
- l'adresse corporative de l'entité;
- la ou les Fonction(s) de la NERC que l'entité exerce, conformément au modèle fonctionnel de la NERC;
- l'identification de ses postes, lignes et centrales classés RTP en précisant, pour les postes, les niveaux de tension applicable et pour les centrales, la valeur de leur puissance installée;
- l'identification de ses postes, lignes et centrales classés Réseau bulk en précisant, pour les postes, les niveaux de tension applicable;
- l'identification de ses « actifs classés critiques » aux fins des normes CIP;
- l'identification de ses lignes de transport exploitées à 200 kV et plus;
- l'identification de ses centrales nucléaires;
- l'identification de ses installations ou appareils requis pour la remise en charge du réseau;
- l'identification de ses automatismes de réseau classés de type I ou II par le NPCC.

6. GLOSSAIRE DES TERMES ET DES ACRONYMES RELATIFS AUX NORMES DE FIABILITÉ

[176] Le Coordonnateur dépose le Glossaire et, considérant l'évolution du dossier, demande à la Régie de l'approuver.

[177] Ce glossaire présente la définition des termes et la signification des acronymes utilisés dans les normes de fiabilité et est, pour l'essentiel, une traduction des termes employés dans les normes de fiabilité de la NERC⁶⁴.

6.1 OPINION DE LA RÉGIE

[178] La Régie constate que la majorité des intervenants ne s'objectent pas à l'approbation d'un glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité par la Régie. Bien au contraire, NLH en fait une demande formelle à la Régie et RTA y souscrit.

[179] Toutefois, la Régie note la réserve de l'intervenant ÉLL/EBM à l'effet que le Glossaire déposé devrait être considéré uniquement aux fins de la présentation de la preuve et qu'il ne devrait pas être utilisé comme outil de référence pour les dossiers présents ou futurs du Transporteur ou du Coordonnateur.

[180] La Régie partage les avis exprimés par le Coordonnateur, NLH et RTA à l'effet que le Glossaire permet de préciser le contenu des normes de fiabilité qui sont déposées pour adoption et est d'avis que les intervenants ont eu l'occasion, dans le cadre du présent dossier, d'intervenir sur les définitions proposées par le Coordonnateur.

[181] La Régie note que le Glossaire est déposé dans une version française seulement et que NLH demande qu'une version anglaise soit également déposée pour approbation par la Régie.

[182] Par ailleurs, la Régie remarque que le terme « sabotage » au sens de la norme CIP-001-1 n'est défini qu'au document Registre des installations et que le terme « chemins d'interconnexion » n'est pas défini, bien qu'utilisé aux Matrices d'application pour désigner les installations visées par certaines normes de fiabilité, notamment la norme MOD-006-0.

⁶⁴ NERC Glossary of Terms Used in Reliability Standards, April 20, 2009; pièce B-1, HQCMÉ-1, document 1, pages 19 et 20.

[183] Ainsi, la Régie demande que la définition de « sabotage » et celle de « chemins d'interconnexion » soient intégrées au Glossaire.

[184] La Régie demande au Coordonnateur de lui déposer pour approbation, au même moment que les textes des normes de fiabilités révisées, lequel sera fixé ultérieurement, un glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité applicables au Québec, en versions française et anglaise, en tenant compte de tous les points de décision énoncés.

7. MATRICES D'APPLICATION

[185] Le Coordonnateur dépose la Matrice CER et demande à la Régie d'en prendre acte⁶⁵. Cette matrice a été révisée à plusieurs occasions et la dernière version est datée du 10 novembre 2010⁶⁶.

[186] Selon le Coordonnateur, la Matrice CER a pour objectif de faciliter l'application des normes de fiabilité en identifiant les facteurs de risque associés au non-respect des exigences de chaque norme, les installations visées par les normes de fiabilité ainsi que les fonctions et Catégories de fonction du modèle de la NERC visées par les normes de fiabilité. Cette matrice réfère également à des documents produits par le NPCC qui proposent des façons de faire permettant de satisfaire les exigences de la NERC⁶⁷.

[187] Le 29 septembre 2010, ÉLL/EBM dépose la Matrice ÉLL/EBM⁶⁸ et demande à la Régie d'en prendre également acte⁶⁹. Le Coordonnateur ne s'objecte pas à ce que la Régie prenne acte de cette matrice.

⁶⁵ Pièce B-1, demande, page 4.

⁶⁶ Pièce B-55, HQCMÉ-2, document 6.

⁶⁷ Pièce B-1, HQCMÉ-1, document 1, page 36.

⁶⁸ Pièce C-3-15.

⁶⁹ Pièce A-39-2, page 54.

[188] Selon ÉLL/EBM, la Matrice ÉLL/EBM permet d'identifier les normes de fiabilité et exigences qui lui sont spécifiquement applicables en lien avec ses obligations⁷⁰.

7.1 OPINION DE LA RÉGIE

[189] La Régie note que les matrices déposées par le Coordonnateur et ÉLL/EBM intègrent des éléments normatifs, des exigences, des particularités, des variantes et des exceptions, lesquels seront intégrés aux normes de fiabilité.

[190] La Régie est d'avis que la Matrice CER est un outil d'information pour les entités visées et considère que la Matrice ÉLL/EBM est un reflet de la compréhension mutuelle établie entre le Coordonnateur et cette entité.

[191] La Régie ne juge pas opportun de donner suite aux demandes du Coordonnateur et de ÉLL/EBM de prendre acte des matrices.

8. AUTRES CONSIDÉRATIONS

8.1 RENVOI À DES CRITÈRES NPCC OU À DES EXIGENCES DU TRANSPORTEUR

[192] Le 22 septembre 2010, le Coordonnateur dépose des versions révisées de certaines pièces au dossier ainsi que de nouvelles pièces, dont le Guide d'application des documents NPCC relatifs à la fiabilité (le Guide NPCC).

⁷⁰ Pièce A-39-2, pages 51 à 55.

[193] Le Guide NPCC a été modifié à quelques reprises. La version finale est datée du 21 octobre 2010⁷¹.

[194] Tel qu'il le mentionne, le Guide NPCC vise à préciser le contexte d'application, au Québec, des documents approuvés par le NPCC. Les documents de fiabilité du NPCC sont classés selon quatre types, soit :

- « A » pour les Critères;
- « B » pour les Guides;
- « C » pour les Procédures;
- « D » pour les Répertoires de fiabilité.

[195] Le Coordonnateur indique, entre autres, que :

« Le respect des documents de type « A » (Critère) et « D » (Répertoire de fiabilité) précisant un contexte régional tel qu'exigé par une norme de la NERC adoptée par la Régie de l'énergie du Québec est obligatoire et sujet à sanction au sens de la Loi sur la Régie de l'énergie en cas de non-conformité à ces documents.

[...]

Les entités qui sont membres à part entière du NPCC (Full Member) doivent, de par leur convention d'adhérent (membership agreement) et des autres obligations souscrites auprès du NPCC, respecter l'ensemble des documents de type « A », « B », « C » et « D » mis en vigueur par le NPCC⁷². »

[196] Par contre, le Coordonnateur précise que le respect des exigences énoncées dans les quatre types de document, dont l'application n'est pas exigée par une norme NERC adoptée par la Régie, est facultatif au sens de la Loi. D'autre part, le Coordonnateur identifie à la Matrice CER, pour chaque exigence, des documents qu'il classifie selon les appellations suivantes :

- « documents NPCC (conformité obligatoire) »;
- « documents NPCC (conformité facultative) »;
- « autres documents de référence ».

⁷¹ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5.3.

⁷² *Ibid.* à la page 3.

[197] Sous la catégorie « autres documents de référence », le Coordonnateur cite, entre autres, des documents du NPCC⁷³ et des documents génériques du Transporteur et du Coordonnateur (Exigences techniques de raccordement, Instruction commune, Entente de raccordement, Contrat(s))⁷⁴.

[198] La Matrice CER permet d'identifier les normes de fiabilité dont certaines exigences rendent obligatoire, par renvoi, le respect de documents NPCC. Ces normes sont les suivantes : EOP-005-1, EOP-009-0, PRC-007-0, PRC-008-0, PRC-009-0, PRC-015-0, PRC-018-1 et TOP-002-2.

[199] Le Coordonnateur précise également à cette matrice les catégories de fonction qui permettent d'identifier les entités sujettes, le cas échéant, à l'obligation de se conformer, selon la Loi, aux documents NPCC applicables.

8.1.1 POSITION DES INTERVENANTS

[200] L'intervenant ÉLL/EBM conclut de sa matrice et de la Matrice CER qu'aucune des normes de fiabilité pour lesquelles le Coordonnateur indique un document NPCC dont la conformité serait obligatoire ne s'applique à ÉLL/EBM.

[201] Les autres intervenants au dossier n'émettent aucun commentaire additionnel sur cette matrice.

8.1.2 RÉPLIQUE DU COORDONNATEUR

[202] Le Coordonnateur allègue dans sa réplique :

⁷³ Pièce B-55, HQCMÉ-2, document 6, page 34, norme EOP-005-1.

⁷⁴ *Ibid.* à la page 41, norme FAC-002-0.

« En effet, considérant que ces critères du NPCC sont appelés à être modifiés dans un avenir plus ou moins rapproché et que leur forme sera également modifiée vraisemblablement en forme de normes, le coordonnateur de la fiabilité est d'avis que la prudence est de mise dans un contexte aussi évolutif. Il est important de rappeler que la présente demande constitue un premier dépôt de normes à la Régie et qu'il y aura d'autres dépôts de nouvelles normes compte tenu du développement des normes notamment par la NERC puisque c'est un processus continu. De plus, si les critères du NPCC sont transformés en normes, le coordonnateur de la fiabilité pourra ainsi les déposer à la Régie conformément à l'article 85.7 paragraphe 2, qui prévoit que les normes peuvent : " rendre applicables par renvoi des normes de fiabilité établies par un organisme de normalisation avec lequel une entente a été conclue " ⁷⁵. »

[203] Dans ses commentaires finaux, le Coordonnateur réitère que la Matrice CER vise, notamment, à ajouter les précisions requises aux normes de fiabilité qui comprennent un tel renvoi, de façon à clarifier le cadre d'application de ces normes au Québec.

8.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[204] La Régie observe de la Matrice CER que plusieurs documents NPCC ou autres ne sont fournis qu'à titre de référence. Toutefois, certains documents du NPCC seraient, selon le Coordonnateur, obligatoires au sens de la Loi.

[205] La Loi prévoit à son article 85.7 que les normes de fiabilité adoptées par la Régie peuvent *« rendre applicables par renvoi des normes de fiabilité établies par un organisme de normalisation avec lequel une entente a été conclue »*.

⁷⁵ Pièce A-39-2, pages 13 et 14.

[206] La Régie constate que, bien que les documents NPCC désignés par le Coordonnateur comme étant obligatoires au sens de la Loi soient établis par un organisme avec lequel elle a conclu une entente, ce même organisme ne qualifie pas ces documents comme étant des normes de fiabilité.

[207] La Régie comprend de la Matrice CER et du Registre des entités, qu'à l'exception de certaines exigences de la norme PRC-018-1 qui rendent le critère A-15 du NPCC obligatoire par renvoi, seulement HQT, HQP et La Société en commandite hydroélectrique Manicouagan sont visées par ces renvois.

[208] La Régie s'assure que le transport d'électricité au Québec s'effectue conformément aux normes de fiabilité qu'elle adopte. En conséquence, tout critère ou élément normatif doit lui être soumis pour adoption sous forme de norme, afin que son respect devienne obligatoire.

[209] En vertu de l'article 85.7 de la Loi, la Régie peut rendre obligatoire le respect de normes de fiabilité mais non de critères.

[210] En conséquence, la Régie rejette la proposition du Coordonnateur de rendre obligatoire le respect de critères NPCC par simple renvoi relativement aux normes de fiabilité qu'elle adopte.

8.2 INSCRIPTION D'ONTARIO POWER GENERATION À TITRE D'EXPLOITANT D'INSTALLATIONS DE PRODUCTION AU QUÉBEC

[211] Lors du dépôt de la demande en juin 2009, OPG était considérée par le Coordonnateur comme un négociant. OPG constate, en juin 2010, qu'elle est également considérée comme un exploitant d'installations de production pour la centrale de Chats Falls et est assujettie à la juridiction du Québec, ce que l'intervenante conteste.

[212] Dans sa demande d'intervention, OPG fait état des éléments suivants :

- Les installations de production d'OPG à Chats Falls sont électriquement situées à l'intérieur de la province de l'Ontario;
- La centrale est propriété conjointe d'HQP et d'OPG;
- La centrale est exploitée suivant les termes d'une licence de production obtenue de l'Ontario Energy Board (OEB);
- Toute l'électricité produite est injectée dans le réseau ontarien, y compris les quantités destinées ultimement au Québec;
- L'exploitation de la centrale, en ce qui a trait à la fiabilité, est sous la juridiction de l'Independent Electricity System Operator (IESO), le coordonnateur de la fiabilité en Ontario;
- Tous les participants au marché de l'électricité en Ontario sont tenus de respecter les normes de fiabilité de la NERC, dont la surveillance est assurée par l'IESO.

[213] Au soutien de sa prétention, OPG se réfère à une lettre adressée par l'IESO au Coordonnateur en date du 20 août 2010⁷⁶ faisant part des éléments suivants :

- Bien qu'OPG exploite les unités 6-9 à la centrale de Chats Falls pour le compte d'HQP, que les installations chevauchent la rivière Outaouais séparant le Québec et l'Ontario, toute l'énergie produite est acheminée sur le réseau de l'Ontario, y compris les quantités destinées ultimement au Québec;
- OPG ne reçoit aucune directive d'HQT pour l'exploitation de la centrale en matière de fiabilité ou de programmation;
- L'IESO, à titre de coordonnateur de la fiabilité et de responsable de l'équilibrage pour l'Ontario, est la seule entité qui fournit des directives pour toutes les unités de la centrale;
- Tous les participants au marché de l'électricité en Ontario doivent, conformément aux règles de marché en vigueur dans cette province, se conformer aux normes de fiabilité de la NERC;
- Le processus d'enregistrement de la NERC ne prévoit pas qu'une entité soit assujettie à plusieurs coordonnateurs de fiabilité ou responsable de l'équilibrage. En effet, l'article 500 des règles de la NERC prescrit que "*For all geographical or electrical areas of a bulk power system, the registration process shall [...] ensure that all loads and generators are under the responsibility and control of one and only one Balancing Authority*";

⁷⁶ Pièce B-43, HQCMÉ-2, document 4.1.

- Il s'ensuit, selon l'IESO, que HQT ne devrait pas inscrire OPG au Registre des entités en qualité d'exploitant d'installations de production sur son territoire.

8.2.1 POSITION DU COORDONNATEUR

[214] Dans sa réponse à l'IESO, le Coordonnateur dit partager les préoccupations énoncées par OPG relativement à la partie des installations de production située au Québec. Le Coordonnateur réfère au paragraphe 3 de l'article 85.3 de la Loi qui traite des « *propriétaires ou exploitants d'une installation de production d'une puissance d'au moins 50 mégavolts ampères (MVA), raccordée à un réseau de transport d'électricité [...]* », tout en faisant état du fait que la Loi n'inclut pas le concept de responsable de l'équilibrage.

[215] Le Coordonnateur y indique qu'il entend soustraire OPG du Registre des entités à titre d'exploitant d'installations de production, mais que la Régie devra statuer sur cette question.

8.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

[216] La Régie constate qu'OPG, à titre d'exploitant et copropriétaire de la centrale de Chats Falls, répond aux directives de l'IESO à titre de responsable de l'équilibrage et de coordonnateur de fiabilité pour l'Ontario et qu'OPG est dans l'obligation de respecter les normes de fiabilité adoptées par la NERC.

[217] De plus, la Régie retient que toute l'énergie produite par la centrale de Chats Falls est acheminée sur le réseau de transport de l'Ontario, y compris les quantités destinées ultimement au Québec.

[218] La Régie constate également que le Coordonnateur a agréé à la demande d'OPG, en dépit du fait que la centrale soit en partie située au Québec.

[219] **Pour ces motifs, la Régie reconnaît le bien-fondé de la position d'OPG et accepte que le Coordonnateur exclue OPG de la liste des exploitants d'installations de production inscrits au Registre des entités.**

9. FRAIS INTÉRIMAIRES

[220] La demande du Coordonnateur date du 2 juin 2009. Cette demande est amendée par la suite et de nombreuses révisions sont apportées à la preuve. De plus, la Régie a décidé de traiter le présent dossier en deux phases.

[221] L'audience de la phase 1 s'est déroulée les 7 et 14 octobre 2010.

[222] L'audience de la phase 2 se tiendra les 8, 9 et, si nécessaire, 10 juin 2011.

[223] **La Régie demande aux intervenants, le cas échéant, de déposer, dans les 30 jours de la présente décision, une demande de paiement de frais intérimaires pour la phase 1 du dossier.**

[224] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

REJETTE l'objection du Coordonnateur relative à la première partie du complément de preuve de NLH déposée le 1^{er} octobre 2010;

DEMANDE au Coordonnateur de supprimer le deuxième paragraphe de la définition du RTP : « *Le réseau de transport principal est sous la supervision du coordonnateur de la fiabilité du Québec (direction Contrôle des mouvements d'énergie (CMÉ), Hydro-Québec TransÉnergie)* »;

DEMANDE au Coordonnateur de traduire l'expression « *Bulk Electric System* (BES) » par « système de production-transport d'électricité » dans le contexte générique des normes de fiabilité de la NERC et de traduire l'expression « Réseau de transport principal (RTP) » par « Main transmission system (MTS) » dans le contexte spécifique de la désignation du champ d'application de la plupart des normes de fiabilité applicables au Québec et de modifier la version française des normes de fiabilité visées et le Glossaire;

RECONNAÎT la pertinence des normes de fiabilité déposées et le fait qu'elles auront un impact sur les entités visées par ces normes;

ACCEPTE le contenu des normes de fiabilité de la NERC et les Facteurs de risque associés, tels que déposés, ainsi que les aspects normatifs québécois contenus dans le Registre des entités visées, le Registre des installations et les Matrices d'application;

DEMANDE au Coordonnateur :

- d'intégrer, sous forme d'annexe à chaque norme, les aspects normatifs à caractère technique contenus dans les documents Registre des entités, Registre des installations et les Matrices d'application;
- d'inclure à la même annexe les aspects normatifs à caractère administratif relatifs aux dates de mise en vigueur et aux responsabilités et activités associées à la vérification de la conformité aux normes de fiabilité, conformément aux dispositions prévues par la Loi et aux décisions de la Régie;
- de produire ces nouvelles annexes dans leurs
- versions française et anglaise;
- de produire une version anglaise du document relatif aux Facteurs de risque;

DEMANDE au Coordonnateur de suivre les lignes directrices exprimées aux paragraphes 130 à 133 de la présente décision lors de l'élaboration des normes de fiabilité;

FIXERA un échéancier pour le dépôt des normes de fiabilité révisées conformément aux demandes énoncées dans la présente décision, dans leurs versions française et anglaise, en vue de leur adoption finale;

ACCEPTE la liste des entités apparaissant au Registre des entités ainsi que la liste des installations apparaissant au Registre des installations;

REJETTE, dans leur forme actuelle, les documents Registre des entités visées par les normes de fiabilité et Registre des installations visées par les normes de fiabilité;

DEMANDE au Coordonnateur de lui soumettre un Registre des entités, pour approbation, au même moment que les textes des normes de fiabilités révisées, lequel sera fixé ultérieurement;

DEMANDE au Coordonnateur de lui déposer pour approbation, au même moment que les textes des normes de fiabilités révisées, lequel sera fixé ultérieurement, un glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité applicables au Québec, en versions française et anglaise, en tenant compte de tous les points de décision énoncés;

REJETTE la proposition du Coordonnateur de rendre obligatoire le respect de critères NPCC par simple renvoi relativement aux normes de fiabilité qu'elle adopte;

RECONNAÎT le bien-fondé de la position d'OPG et **ACCEPTE** que le Coordonnateur exclue OPG de la liste des exploitants d'installations de production inscrits au Registre des entités;

PERMET aux intervenants, le cas échéant, de déposer, dans les 30 jours de la présente décision, une demande de paiement de frais intérimaires pour la phase 1 du dossier;

ORDONNE au Coordonnateur de se conformer à tous autres points énoncés dans la présente décision.

Marc Turgeon
Régisseur

Michel Hardy
Régisseur

Louise Rozon
Régisseur

Représentants :

- Énergie La Lièvre s.e.c. et Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (ÉLL/EBM) représenté par M^c Pierre Legault et M^c Paule Hamelin;
- Hydro-Québec représentée par M^c Carolina Rinfret;
- Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) représentée par M^c André Turmel;
- Ontario Power Generation Inc. (OPG) représentée par M^c Louise Cadieux;
- Rio Tinto Alcan inc. (RTA) représentée par M^c Pierre Grenier.

ANNEXE 1

Annexe 1 (7 pages)**M.T.** _____**M.H.** _____**L.R.** _____

Introduction

La présente annexe dresse une liste, non exhaustive, des aspects normatifs identifiés dans la preuve soumise par le Coordonnateur, lesquels devraient être intégrés aux normes de fiabilité, plus précisément en annexe à celles-ci.

Cette liste est établie à partir des pièces soumises en preuve, notamment aux documents suivants :

- le « registre des installations visées par les normes de fiabilité »;
- le « registre des entités visées par les normes de fiabilité »;
- la « matrice d'application des normes de fiabilité de la NERC ».

Dans les sections subséquentes, chacune des familles de normes de fiabilité (BAL, CIP, etc.), pour lesquelles le Coordonnateur apporte des distinctions dans le contexte de leur application au Québec, sont abordées et les distinctions sont identifiées.

Normes BAL - Équilibrage des ressources et de la demande

Les normes BAL s'adressent au responsable de l'équilibrage, au Coordonnateur, à l'exploitant du réseau de transport de même qu'aux exploitants d'installations de production et aux responsables de l'approvisionnement.

Ces normes ont, entre autres, pour objectif d'assurer le maintien de l'équilibre offre/demande et le réglage de la fréquence.

À la Matrice CER, le Coordonnateur précise, pour la norme BAL-003-0a, que le réseau du Québec est asynchrone et que l'écart de réglage de la zone (ACE) est calculé avec une composante fréquence seulement.

Norme CIP - Protection des infrastructures critiques

Les normes CIP ont, entre autres, pour objectif d'identifier et de protéger les infrastructures critiques du réseau.

La norme CIP-001-1 s'adresse à plusieurs entités et vise le signalement des actes de sabotage. Le Coordonnateur précise, à la Matrice CER, qu'au Québec, les communications mentionnées à l'exigence E.4 ne se font pas avec la Gendarmerie Royale du Canada mais avec la Sûreté du Québec.

Le Coordonnateur précise au Registre des installations que les normes CIP-002-1 à CIP-009-1 visent les actifs qui sont définis selon la méthodologie décrite dans l'encadrement « TTI-N-SEC-003 Méthodologie d'identification des actifs critiques d'Hydro-Québec pour rencontrer les exigences des CIP de la NERC » produit par le Coordonnateur. Il ajoute que cette méthode s'applique à l'ensemble du Québec¹.

En relation avec la norme CIP-004-01, le Coordonnateur fournit, dans la version française de la norme, une note explicative sur « l'évaluation des risques liés au personnel » laquelle consiste, en pratique, à la vérification des antécédents du personnel.

Norme COM - Communications

Les normes COM encadrent les communications entre exploitants et les systèmes de télécommunications requis pour l'exécution des fonctions de Coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, responsable des échanges et d'exploitant du réseau de transport et d'installations de production².

Pour la norme COM-001-1, le Coordonnateur précise, à la Matrice CER, qu'il est convenu que les communications entre les entités situées au Québec se font en français.

Norme EOP - Préparation et exploitation en situation d'urgence

Les normes EOP établissent les exigences minimales afin d'assurer un degré de préparation adéquat des exploitants pour faire face aux situations d'urgence telles qu'une panne du réseau, une défaillance en puissance ou encore l'indisponibilité des systèmes ou du centre de conduite du réseau.

¹ Pièce B-10, HQCMÉ-3, document 1.1, R5.2.

² Norme COM-002-2.

En lien avec la norme EOP-004-1 portant sur la déclaration des perturbations affectant le RTP, le Coordonnateur précise, au Registre des installations, que :

- les paramètres applicables à l'Interconnexion de l'Est énoncés dans la norme sont également applicables à l'Interconnexion Québec;
- les responsables de l'approvisionnement de la catégorie LSE-2 (distributeurs autres qu'HQD³) sont exemptés de l'application de cette norme;
- l'expression « surtension prolongée » de l'annexe 1 de la norme est utilisée par opposition à « instantanée » ou « transitoire », ce qui exclut les surtensions transitoires attribuables à la foudre ou à des manœuvres sur le réseau;
- qu'il n'est pas requis de déclarer les perturbations survenant au Québec au DOE.

Norme FAC – Conception, raccordement et maintenance des installations

Les normes FAC ont pour objectif de déterminer les exigences relatives :

- au raccordement d'installations;
- à la détermination et à la communication des capacités des installations;
- à la détermination des limites d'exploitation;
- à la détermination des capacités de transfert;
- à la maintenance des équipements et des emprises de lignes;
- à la maîtrise de la végétation.

Le Coordonnateur précise, au Registre des installations, que la norme FAC-002-0 s'applique à tout nouveau raccordement d'installations et à certaines modifications ou réfections d'installations de transport de production et de consommation, sans égard à leur inclusion au RTP.

En ce qui a trait à la norme FAC-003-1 portant sur la maîtrise de la végétation, le Coordonnateur précise, au Registre des installations, que cette norme s'applique de façon spécifique aux lignes électriques exploitées à 200 kV et plus, sans égard à leur inclusion au RTP.

³ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 4, page 13; de plus, le Coordonnateur définit, au Registre des entités, les exclusions applicables aux LSE-2 en précisant les seules normes qui leur sont applicables.

Norme IRO - Exploitation et coordination, fiabilité de l'Interconnexion

Les normes IRO ont pour objectif d'établir, entre autres, l'autorité, les exigences et les responsabilités en lien avec les rôles du Coordonnateur.

La norme IRO-006-4 fait mention des procédures d'allègement de la charge des installations de transport (TLR) applicables à toute l'Interconnexion de l'Est, à l'Interconnexion de l'Ouest et à l'Interconnexion Ércot. Le Coordonnateur précise qu'il est la seule entité visée par cette norme et qu'il utilise, de son propre chef et à sa discrétion, une procédure locale pour répondre à un dépassement réel ou possible des limites d'exploitation (SOL) ou d'interconnexion (IROL)⁴.

Par ailleurs, en relation avec les normes IRO-001-1, IRO-004-1 et IRO-005-1, le Coordonnateur précise, à la Matrice CER, que certaines exigences, applicables aux LSE, ne sont applicables qu'à HQD (LSE-2 exclus).

Norme MOD - Modélisation, données et analyse

Les normes MOD couvrent, notamment, la modélisation des performances du réseau aux fins de la planification, de prévision, de l'analyse et de l'évaluation de la fiabilité.

Le Coordonnateur précise, à la Matrice CER, que les normes MOD-017 à MOD-021, applicables aux LSE, sont applicables seulement à HQD⁵ (LSE-2 exclus).

Norme PER - Résultats, formation et compétence du personnel

Les normes PER visent à s'assurer que les réseaux de transport interconnectés sont exploités par du personnel qualifié, compétent et possédant l'autorité nécessaire pour diriger ou commander les opérations requises.

Ces normes visent, le cas échéant, les fonctions BA, RC et TOP. Le Coordonnateur identifie, au Registre des entités, la DCER comme étant la seule entité responsable de ces fonctions au Québec. Ces normes ne visent que les exploitants du réseau de transport principal de la direction CER.

⁴ Pièce B-10, HQCMÉ-3, document 1.1, R7.1.

⁵ Pièce B-55, HQCMÉ-2, document 6, pages 66 à 68.

Norme PRC - Réglages et protections

Les normes PRC ont pour objectif d'établir les exigences en matière de coordination, d'installation, de maintenance et de tests des systèmes de protection des installations de transport et de production, des automatismes de réseaux (SPS) et des systèmes de délestage en sous-fréquence et en sous-tension.

En relation avec la norme PRC-001-1, le Coordonnateur fournit, au Registre des installations, des précisions en matière de coordination des protections des installations situées à la frontière entre le RTP et les réseaux de transport régionaux.

Pour la norme PRC-004-1, le Coordonnateur précise, au Registre des installations, que l'analyse des fonctionnements incorrects des systèmes de protection visés s'applique aux éléments du Réseau bulk mais, qu'à la discrétion du Coordonnateur, elle pourrait s'étendre à d'autres installations du RTP.

Le Coordonnateur précise, à la version française de la norme PRC-005-1, que cette norme vise les programmes d'entretien et d'essais des systèmes de protection qui ont une incidence sur la fiabilité du Réseau bulk. Au Registre des installations, il précise que cette norme doit être appliquée aux éléments du Réseau bulk.

En ce qui a trait à la norme PRC-017-0, le Coordonnateur précise, au Registre des installations, que les automatismes de réseau de type III ne sont pas visés par cette norme.

Pour ce qui est des exigences relatives à l'installation des équipements de supervision des perturbations définies à la norme PRC-018-1, le Coordonnateur précise, au Registre des installations, les installations ou équipement à pourvoir d'enregistreur chronologique d'événement, d'enregistreur de défaut ou d'enregistreur dynamique de perturbation.

Par ailleurs, le Coordonnateur propose, au Registre des installations, un plan d'implantation des équipements de surveillance requis, selon la norme PRC-018-1, de 6 ans à compter de la date de son adoption par la Régie.

Norme TOP - Exploitation du réseau de transport

Les normes TOP établissent la base des pratiques d'exploitation de réseau qui permet d'en assurer la fiabilité et sont pertinentes et essentielles à la fiabilité de l'Interconnexion Québec et à la coordination de l'exploitation avec l'Interconnexion de l'Est.

En relation avec les données de production et de transport à fournir selon certaines exigences des normes TOP-002-2 ou TOP-006-1, le Coordonnateur définit, dans le Registre des installations, les informations à fournir, l'horizon temporel à considérer ou le rythme de transmission à satisfaire.

Le Coordonnateur précise également, au Registre des installations, les particularités applicables aux exploitants des « Installations de production à vocation industrielle » ainsi que leur implication sur certaines exigences applicables à d'autres entités, notamment, aux BA, TOP ou RC.

Norme TPL - Planification du transport

Les normes TPL visent à établir les exigences minimales en matière de conception et de planification du réseau, afin de s'assurer d'un niveau de performance adéquat du réseau de transport.

Le Coordonnateur recommande l'application de ces normes uniquement sur le Réseau bulk⁶. Aussi, il précise, au Registre des installations, que les normes TPL-001-0 à TPL-004-0 ne s'appliquent qu'au Réseau bulk, tel que défini par le critère A-10 du NPCC⁷, ce qui est également réitéré dans la version française du texte des normes TPL-002-0 à TPL-004-0.

⁶ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 2, page 24.

⁷ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5, page 18.

Norme VAR - Tension et puissance réactive

Les normes VAR établissent des exigences en matière de réglage de la tension et de la puissance réactive, de façon à maintenir la tension du réseau dans les limites prescrites.

En relation avec la norme VAR-002-1a, le Coordonnateur fournit, au Registre des installations, des précisions relatives à la gestion de la tension à maintenir à la sortie des centrales ou aux points de raccordement des producteurs avec le réseau d'un tiers.

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2011-083

R-3757-2011

16 juin 2011

PRÉSENT :

Richard Lassonde
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision finale, motifs à suivre

*Demande du Transporteur relative au projet de
raccordement des centrales du complexe de la Romaine au
réseau de transport*

DÉCISION

Intervenants :

- Newfoundland and Labrador Hydro (NLH);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA).

1. DEMANDE

[1] Le 25 février 2011, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose auprès de la Régie de l'énergie (la Régie) une demande fondée sur les articles 31 (5°) et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi) afin d'obtenir l'autorisation requise pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs dans le cadre de son projet de raccordement des centrales du complexe de la Romaine (les Centrales) au réseau de transport (le Projet).

[2] Le Transporteur demande à la Régie, conformément aux dispositions de l'article 30 de la Loi, de rendre une ordonnance interdisant la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements contenus à la pièce B-0005, HQT-1, document 1, annexes 2, 3 et 4 en raison de leur caractère confidentiel pour des motifs d'intérêt public, comme la Régie l'a déjà ordonné dans le cadre de plusieurs décisions².

[3] À l'appui de cette demande, le Transporteur dépose l'affirmation solennelle de monsieur Christian Deguire, chef Planification et stratégies du réseau principal. Les documents pour lesquels la non-divulgence est demandée sont des schémas unifilaires et de liaison d'une partie du réseau de transport afférents au Projet et contiennent des renseignements d'ordre stratégique relatifs aux installations du Transporteur.

[4] Le 2 mars 2011, la Régie publie un avis sur son site internet indiquant qu'elle traitera cette demande sur dossier et invite les personnes intéressées à soumettre une demande d'intervention au plus tard le 14 mars 2011. Un délai est accordé au Transporteur jusqu'au 21 mars 2011 pour commenter les demandes d'intervention et aux intéressés jusqu'au 25 mars 2011 pour répliquer aux commentaires du Transporteur.

[5] Après avoir pris connaissance des commentaires du Transporteur et des répliques des intéressés, la Régie a rendu sa décision procédurale D-2011-043, accordant un statut d'intervenant à NLH et S.É./AQLPA et interdisant la divulgation ou la diffusion de la pièce B-0005, HQT-1, document 1, annexes 2, 3 et 4, mais en autorisant l'accès à cette pièce aux intervenants à certaines conditions. Par cette décision, la Régie fixait également le calendrier de traitement de la demande.

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

² Décision D-2007-125, dossier R-3633-2007; décision D-2008-129, dossier R-3668-2008; décision D-2009-014, dossier R-3683-2009; décision D-2009-131, dossier R-3699-2009; décision D-2010-023, dossier R-3721-2010; décision D-2010-115, dossier R-3735-2010.

[6] La Régie a accordé à NLH un délai additionnel jusqu'au 25 mai 2011 pour produire son mémoire.

[7] La Régie a modifié le calendrier de traitement de la demande pour permettre au Transporteur de répondre à des demandes de renseignements et a fixé respectivement au 3 juin 2001 la date limite pour les commentaires additionnels des intervenants et au 10 juin 2011 pour la réplique finale du Transporteur à ces mémoires et commentaires additionnels.

[8] La demande a été prise en délibéré le 10 juin 2001. Il est utile de mentionner que le Transporteur souhaitait que la décision de la Régie soit rendue en mai 2011 afin que les travaux puissent se réaliser selon le calendrier prévu.

[9] Conséquemment, pour ne pas retarder plus amplement la réalisation des travaux, la Régie accueille la demande du Transporteur et publiera et explicitera ses motifs ultérieurement.

2. SOMMAIRE DES MOTIFS

[10] En vertu de l'article 73 de la Loi, le Transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour étendre, modifier ou changer l'utilisation de son réseau de transport.

[11] Le Transporteur doit obtenir une autorisation spécifique et préalable de la Régie lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 25 M\$, conformément aux dispositions du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*³ (le Règlement).

³ (2001) 133 G.O. II, 6165.

[12] L'article 2 du Règlement prévoit qu'une telle demande d'autorisation doit être accompagnée des renseignements suivants :

- les objectifs visés par le Projet;
- la description du Projet;
- la justification du Projet en relation avec les objectifs visés;
- les coûts associés au Projet;
- l'étude de faisabilité économique du Projet;
- la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois;
- l'impact sur les tarifs, incluant une analyse de sensibilité;
- l'impact sur la qualité de prestation du service de distribution d'électricité;
- le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents.

OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

[13] Le Projet répond à la demande d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) afin d'intégrer au réseau de transport 1550 MW de nouvelle production hydroélectrique en provenance des Centrales.

[14] L'aménagement du complexe de la Romaine a fait l'objet de rapports favorables du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement du Québec (BAPE).

[15] Hydro-Québec a été autorisé, par décrets du gouvernement, à procéder à l'implantation des Centrales. Les deux principaux décrets en cause sont le décret 530-2009, du 6 mai 2009, *Concernant la délivrance d'un certificat d'autorisation à Hydro-Québec pour le projet d'aménagement du complexe hydroélectrique de la rivière Romaine sur le territoire de la municipalité régionale de comté de Minganie* et le décret 537-2009, du 6 mai 2009 également, *Concernant l'autorisation à Hydro-Québec de construire le complexe hydroélectrique de la Romaine, les routes d'accès ainsi que les infrastructures et les équipements connexes*.

[16] Il y a donc, en amont de la décision que la Régie doit rendre dans le présent dossier, des décisions gouvernementales dont elle doit tenir compte et qui font partie du vaste concept de l'intérêt public.

DESCRIPTION DU PROJET

[17] Le Projet vise, plus particulièrement, à raccorder au réseau de transport les quatre centrales hydroélectriques du complexe de la Romaine d'une puissance respective de 270 MW (de la Romaine-1), 640 MW (de la Romaine-2), 395 MW (de la Romaine-3) et 245 MW (de la Romaine-4). Les mises en service des Centrales s'échelonnent de 2014 à 2020.

[18] Le Projet est présenté en trois parties, soit les interventions sur le réseau local, sur le réseau principal du Transporteur et sur le réseau de télécommunication. Il consiste à réaliser les travaux, modifications et ajouts requis localement pour raccorder les Centrales au réseau principal, à ajouter à ce réseau un nouveau poste, le poste Outardes, à ajouter des équipements aux postes existants de même qu'à faire des modifications des protections et des automatismes et, finalement, à ajouter des installations de télécommunication nécessaires à l'exploitation du réseau de transport modifié.

JUSTIFICATION DU PROJET EN RELATION AVEC LES OBJECTIFS VISÉS

[19] La construction des Centrales et les lignes et équipements du Projet sont de toute évidence inextricablement reliés.

COÛTS DU PROJET

[20] Le coût total du Projet s'élève à 1 830,2 M\$ dont une part importante, 918,3 M\$, sera remboursée au Transporteur par le Producteur. Le Projet s'inscrit dans la catégorie d'investissements « Croissance des besoins de la clientèle » du Transporteur.

ÉTUDE DE FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE DU PROJET, IMPACT SUR LES TARIFS ET ANALYSE DE SENSIBILITÉ

[21] Le Transporteur a signé avec le propriétaire des Centrales, le Producteur, des conventions de service de transport de long terme pour le service de transport ferme à long terme⁴.

[22] L'électricité produite par les Centrales sera transportée en application de ces conventions ou « engagements contractuels » au sens de l'article 73 de la Loi.

[23] La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée de ces engagements contractuels couvre les coûts que le Transporteur encourra pour assurer le raccordement des Centrales, moins le montant remboursé par le Producteur au Transporteur.

[24] Les investissements du Transporteur dans ce Projet n'ont pas d'impact à la hausse sur ses tarifs.

AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

[25] Des certificats d'autorisation sont requis en vertu du *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement* et en vertu du *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*. Une résolution des Municipalités régionales de comté (MRC) concernées est aussi requise en vertu de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* et des permis divers en vertu de la *Loi sur les forêts* et la *Loi sur les terres du domaine de l'État* sont aussi requis.

[26] Le cas échéant, une autorisation par décret pourrait être requise du gouvernement du Québec en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*⁵ pour acquérir par expropriation les droits réels nécessaires à la réalisation du Projet.

⁴ La convention de service de transport à long terme HQT-ON a été signée le 16 octobre 2006 et déposée à la Régie le 16 novembre 2006; les conventions de service de transport à long terme HQT-MASS et HQT-NE ont été signées le 31 mars 2009 et déposées à la Régie le 21 avril 2009.

⁵ L.R.Q., c. H-5.

IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU DE TRANSPORT ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

[27] La réalisation du Projet permet de répondre à la demande du Producteur, tout en assurant un niveau de fiabilité adéquat dans le respect des critères de conception et d'exploitation du Transporteur et du Northeast Power Coordinating Council (NPCC).

AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

[28] Conformément aux exigences du Règlement, le Transporteur a soumis avec sa demande d'autorisation deux solutions possibles au Projet et il a démontré que la solution retenue est la plus adéquate.

[29] Pour ces motifs que la Régie explicitera ultérieurement,

La Régie de l'énergie :

AUTORISE le Transporteur à réaliser le Projet;

DEMANDE au Transporteur de présenter dans son rapport annuel, conformément à l'article 75 (5) de la Loi :

- un tableau présentant le suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et le même niveau de détails que ceux du tableau 5 de la pièce B-0004, HQT-1, document 1,
- le suivi de l'échéancier du Projet,
- le cas échéant, l'explication des écarts majeurs des coûts projetés et réels et des échéances.

Richard Lassonde
Régisseur

Représentants :

- Hydro-Québec représentée par M^e Yves Fréchette;
- Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) représentée par M^e André Turmel;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représentée par M^e Dominique Neuman.

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2011-083 Motifs	R-3757-2011	30 juin 2011
----------------------	-------------	--------------

PRÉSENT :

Richard Lassonde
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Motifs de la décision D-2011-083

*Demande du Transporteur relative au projet de
raccordement des centrales du complexe de la Romaine au
réseau de transport*

Intervenants :

- Newfoundland and Labrador Hydro (NLH);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA).

1. DEMANDE

[1] Le 25 février 2011, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose auprès de la Régie de l'énergie (la Régie) une demande basée sur les articles 31 (5°) et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi) afin d'obtenir l'autorisation requise pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs dans le cadre de son projet de raccordement des centrales du complexe de la Romaine au réseau de transport (le Projet).

[2] Le 16 juin 2011, la Régie a accueilli la demande du Transporteur et autorisé le Projet par sa décision finale D-2011-083 avec motifs à suivre.

[3] La Régie explicite ci-après ses motifs de décision.

2. CONTEXTE

[4] Le Projet répond à la demande d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) afin d'intégrer au réseau de transport 1 550 MW de nouvelle production hydroélectrique en provenance du complexe de la Romaine.

[5] L'aménagement du complexe de la Romaine a fait l'objet de rapports favorables du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement du Québec (BAPE).

[6] Il est utile de citer la conclusion suivante du rapport 256 de février 2009 du BAPE sur le Projet d'aménagement d'un complexe hydroélectrique sur la rivière Romaine :

« Au terme de son analyse, la commission d'enquête constate que le projet répond à trois des objectifs de la stratégie énergétique du Québec, qui sont de renforcer la sécurité des approvisionnements en énergie, d'utiliser davantage l'énergie comme levier de développement économique et d'accorder une plus grande place aux communautés locales et aux nations autochtones dans le développement énergétique. Pour atteindre ces objectifs, la Stratégie prévoit, entre autres, une accélération du développement hydroélectrique pour accroître les exportations d'électricité dans le marché de court terme. »

[7] Le rapport 270 du BAPE d'août 2010 porte plus spécifiquement sur le projet du Transporteur, soit le Projet d'expansion du réseau de transport en Minganie – raccordement du complexe de la Romaine, où le BAPE conclut :

« À la suite de son analyse, la commission d'enquête estime que le projet d'expansion du réseau de transport en Minganie - raccordement du complexe de la Romaine est justifié et pourrait être autorisé avec certaines conditions visant à assurer sa réalisation dans une perspective de développement durable. »

[8] De plus, Hydro-Québec a été autorisée par décrets du gouvernement à procéder à l'implantation des centrales en question. Les deux principaux sont le décret 530-2009 du 6 mai 2009 *Concernant la délivrance d'un certificat d'autorisation à Hydro-Québec pour le projet d'aménagement du complexe hydroélectrique de la rivière Romaine sur le territoire de la municipalité régionale de comté de Minganie* et le décret 537-2009, aussi du 6 mai 2009, *Concernant l'autorisation à Hydro-Québec de construire le complexe hydroélectrique de la Romaine, les routes d'accès ainsi que les infrastructures et les équipements connexes*.

[9] La Régie cite ces documents publics pour indiquer qu'il y a eu, en amont de la décision qu'elle a rendue dans le présent dossier, des décisions gouvernementales dont elle doit tenir compte et qui font partie du vaste concept d'intérêt public prévu à l'article 5 de la Loi :

« 5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs [...]. »

[10] L'Office national de l'énergie (ONE) aux motifs de sa décision EH-1-2000, l'affaire *Sumas Energy 2, Inc.*, a fait une analyse exhaustive et intéressante du concept d'intérêt public ou d'utilité publique. Les extraits suivants sont particulièrement pertinents :

« [...] »

D'une façon générale, la jurisprudence et divers traités juridiques ont considéré l'« utilité publique » comme synonyme d'« intérêt public » [note

de bas de page omise]. *L'Office est d'accord avec les déclarations suivantes sur la question de l'intérêt public, que la Commission de l'énergie de l'Ontario a formulées dans une décision rendue en 1985 :*

[TRADUCTION] De toute évidence, il n'existe pas de critère immuable de détermination de l'intérêt public qui vaille pour tous les cas. Tout comme les notions de « juste et raisonnable » et d'« utilité publique », les critères relatifs à l'intérêt public dans une situation donnée sont compris, plutôt que définis, et il se pourrait, en fait, qu'il ne soit d'aucune utilité de tenter de les définir avec précision. Il convient plutôt de laisser à ceux qui doivent parvenir à une conclusion le soin de trouver un équilibre entre les « gains et pertes », avantages et inconvénients, qui sont considérés comme pertinents au moment en question.

L'intérêt public est un concept dynamique qui varie d'une situation à l'autre, ne serait-ce que parce que la valeur attribuée aux intérêts antagonistes en jeu change. Il s'ensuit que les critères suivant lesquels l'intérêt public est servi peuvent aussi changer au gré des circonstances.

L'arrêt de la Cour suprême du Canada dans l'affaire Memorial Gardens Assn. (Can.) Ltd. v. Colwood Cemetery Co. est un des principaux cas de jurisprudence cité à propos de la signification des termes « utilité publique ». Dans cette cause, le juge Abbot a fait la remarque suivante :

[TRADUCTION] À mon sens, il ne serait ni pratique ni souhaitable d'essayer de donner une définition précise, d'application générale, de ce qui constitue l'utilité publique. Comme la jurisprudence américaine l'a souvent fait remarquer, le sens de cette notion dans un cas particulier devrait être défini par référence au contexte, ainsi qu'au but et à l'objet du texte législatif qui en fait mention.

[...]

En octobre 1997, la Commission d'examen public conjoint des projets gaziers de l'île de Sable, citant l'arrêt Memorial Gardens dans une de ses décisions, a formulé la conclusion suivante :

Ainsi, on a statué que le critère de l'utilité publique présente et future est principalement une question d'opinion ayant un fondement factuel approprié, qui relève exclusivement du pouvoir discrétionnaire de l'organisme de réglementation. »

[nous soulignons]

[11] Au Québec, en vertu des dispositions de l'article 2 de la Loi, les lignes et équipements du Transporteur font partie du réseau de transport d'électricité. Dans certaines autres juridictions, ces équipements, notamment les lignes autrement désignées comme des *generator leads*, seraient considérés comme faisant partie des équipements du producteur d'électricité.

[12] Il s'ensuit que les centrales du complexe de la Romaine et les lignes et équipements du Projet sont inextricablement reliés. Ainsi, lorsque le gouvernement a autorisé Hydro-Québec à construire les centrales du complexe de la Romaine, il faut conclure qu'il a implicitement et indirectement décrété que leur raccordement au réseau de transport du Transporteur était inévitable.

[13] Dans ce contexte, il est manifeste que le raccordement au réseau de transport d'électricité des centrales du complexe de la Romaine est d'intérêt public.

[14] Ce que la Régie doit décider porte sur les aspects économiques et techniques du Projet.

[15] La Régie doit notamment s'assurer que le coût du Projet de 1,8 G\$ soit (i) réparti entre le Producteur et le Transporteur conformément aux *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (les Tarifs et conditions) et (ii) que les engagements contractés par le Producteur afin de couvrir les frais d'intégration assumés par le Transporteur le soient également.

3. ANALYSE ET CADRE RÉGLEMENTAIRE

[16] En vertu de l'article 73 de la Loi, le Transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour étendre, modifier ou changer l'utilisation de son réseau de transport.

[17] Le Transporteur doit obtenir une autorisation spécifique et préalable de la Régie lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 25 M\$, conformément aux dispositions du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (le Règlement).

[18] L'analyse de la Régie porte sur l'examen des informations requises par l'article 2 du Règlement :

- les objectifs visés par le Projet;
- la description du Projet;
- la justification du Projet en relation avec les objectifs visés;
- les coûts associés au Projet;
- l'étude de faisabilité économique du Projet;
- la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois;
- l'impact sur les tarifs, incluant une analyse de sensibilité;
- l'impact sur la qualité de prestation du service de distribution d'électricité;
- le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents.

3.1 OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

[19] Le Projet répond à la demande du Producteur afin de raccorder au réseau de transport 1 550 MW de nouvelle production hydroélectrique en provenance du complexe de la Romaine. Le Projet s'inscrit dans la catégorie d'investissements « croissance des besoins de la clientèle » du Transporteur.

[20] L'objectif du Transporteur est de satisfaire à la demande de son client en respectant différentes contraintes, dont les suivantes : la solution de raccordement retenue doit être réalisable aux plans technique et économique, répondre aux critères de conception du réseau de transport et présenter un impact environnemental acceptable pour la société, le tout dans le respect de la mission du Transporteur. Le raccordement doit aussi prendre en compte le développement futur du réseau dans la région où se situe la

Minganie, soit l'axe nord-est du Québec, où la réalisation de plusieurs projets de production hydraulique est prévue.

3.2 DESCRIPTION DU PROJET

[21] Le Projet vise plus particulièrement à raccorder au réseau de transport les quatre centrales hydroélectriques du complexe de la Romaine d'une puissance respective de 270 MW (de la Romaine-1), 640 MW (de la Romaine-2), 395 MW (de la Romaine-3) et 245 MW (de la Romaine-4). Les mises en service de ces centrales s'échelonnent de 2014 à 2020.

[22] Le Projet est présenté en trois parties, soit les interventions sur le réseau local, celles sur le réseau principal du Transporteur et celles sur le réseau de télécommunications. Il implique la réalisation de travaux de modifications et d'ajouts requis localement pour raccorder les nouvelles centrales au réseau principal, l'ajout à ce réseau du nouveau poste Outardes, l'ajout d'équipements et la modification des protections et des automatismes dans des postes existants et, finalement, l'ajout d'installations de télécommunications nécessaires à l'exploitation du réseau de transport modifié.

3.2.1 RACCORDEMENT AU RÉSEAU LOCAL

[23] Le Transporteur mentionne que des nouvelles lignes de transport relieront les postes de départ des centrales aux postes existants Arnaud et Montagnais. Le niveau de tension des infrastructures pour le raccordement des centrales du complexe de la Romaine est établi à 735 kV, avec un mode d'exploitation initial à 315 kV, jusqu'à l'ajout de nouvelle production. Ainsi, le réseau de transport projeté du complexe de la Romaine pourra ultérieurement être exploité à 735 kV, augmentant ainsi la capacité de transit.

[24] Le mode d'intégration retenu est le suivant : acheminer la puissance des centrales de la Romaine-1 et de la Romaine-2 vers la section à 315 kV du poste Arnaud actuel et celle des centrales de la Romaine-3 et de la Romaine-4 vers la section à 315 kV du poste Montagnais actuel, ces deux postes étant situés sur la Côte-Nord.

[25] Pour des raisons de fiabilité et afin de respecter le critère de la réserve tournante de 10 minutes limitée à 1 000 MW, une puissance de plus de 1 000 MW ne peut être tributaire d'un seul élément, par exemple, une seule ligne, un seul transformateur, etc. Conséquemment, le raccordement des centrales de la Romaine sur deux axes indépendants s'impose.

3.2.2 AJOUTS AU RÉSEAU PRINCIPAL

[26] Le Transporteur souligne d'abord que la solution qu'il a retenue afin de raccorder le complexe de la Romaine au réseau de transport principal répond de façon optimale à la demande de raccordement du Producteur et qu'il s'agit d'une solution qui s'inscrit dans le cadre de la Stratégie énergétique du Gouvernement du Québec.

[27] Les travaux requis sur le réseau de transport principal sont essentiellement les suivants :

- l'ajout de nouvelles plates-formes de compensation série à des endroits spécifiques du réseau;
- la mise à niveau de plates-formes de compensation série existantes;
- l'ajout de batteries de condensateurs shunts;
- l'ajout d'inductances shunt;

- les modifications de protections et automatismes;
- l'implantation d'un poste de sectionnement à 735 kV.

[28] Ces travaux visent à assurer la stabilité de l'ensemble du réseau interconnecté et permettre de bien distribuer les équipements de compensation de puissance réactive requise à la pointe pour exploiter efficacement le réseau de transport principal.

3.2.3 AJOUTS AU RÉSEAU DE TÉLÉCOMMUNICATIONS

[29] Tant au niveau du réseau local qu'au niveau du réseau principal, de nouvelles liaisons de télécommunications doivent être mises en place afin de transporter les signaux requis pour l'exploitation du réseau de transport. Afin d'étendre le réseau de transport de télécommunications au complexe de la Romaine, des liaisons optiques établies dans des câbles de garde avec fibres optiques (CGFO) seront déployées sur l'ensemble des nouvelles lignes de transport qui seront construites pour le raccordement du complexe de la Romaine. Au total, environ 500 km de nouveaux CGFO seront déployés.

[30] Les travaux requis au réseau de télécommunications pour l'intégration du nouveau poste Outardes consistent en la mise en place d'une liaison optique, établie dans un CGFO qui sera déployé sur le nouveau tronçon de ligne construit entre les postes Micoua et Outardes. Pour compléter la mise en place des nouvelles liaisons optiques, le Projet implique l'installation de plusieurs équipements, tels que les appareillages optoélectroniques, les multiplexeurs, les appareillages de synchronisation, les systèmes de télésurveillance, les systèmes d'alimentation primaires ainsi que les équipements accessoires.

3.2.4 SOLUTIONS ENVISAGÉES

[31] Le Transporteur explique dans sa demande qu'il n'a pas envisagé d'alternative pour le raccordement au réseau local parce que, selon lui, aucune alternative valable n'existe.

[32] Pour ce qui est des travaux requis au réseau principal, le Transporteur présente les solutions suivantes et la comparaison économique justifiant son choix :

- solution 1 : utilisation de la technologie de la compensation série;
- solution 2 : utilisation d'une nouvelle ligne terrestre;
- solution 3 : utilisation de câbles sous-marins.

[33] Le Transporteur conclut de son analyse économique que la solution retenue, soit l'utilisation de la technologie de la compensation série, est nettement plus intéressante que les deux solutions alternatives envisagées, puisque son coût de 396 M\$ est nettement inférieur au coût de 950 M\$ de la solution 2 ainsi qu'à la fourchette de coûts variant entre 2 505 M\$ et 3 835 M\$ pour la solution 3.

[34] Par ailleurs, le Transporteur informe la Régie que des études portant sur la construction d'une nouvelle ligne de transport pour relier le réseau nord-est à la boucle montréalaise sont actuellement en cours. Les conclusions de ces études sont attendues pour la fin de 2012. Si cette option s'avérait viable, tant sur les plans techniques qu'économiques, elle pourrait être envisagée en remplacement de la solution retenue pour le renforcement du réseau principal. Si tel est le cas, le Transporteur en informera la Régie.

3.3 JUSTIFICATION DU PROJET EN RELATION AVEC LES OBJECTIFS VISÉS

[35] Comme mentionné plus haut, la construction du complexe de la Romaine et des lignes et équipement du Projet sont inextricablement reliés.

[36] Le Transporteur souligne que le Projet sous étude a été optimisé de façon à assurer que les installations et les équipements projetés soient la meilleure solution au point de vue économique pour satisfaire les objectifs visés.

[37] Le Projet s'inscrit dans la mission de base du Transporteur et permet de raccorder les nouvelles centrales du complexe de la Romaine au réseau de transport en offrant à son client un service de transport qui répond à ses besoins, tout en respectant les critères de conception du réseau de transport.

[38] De plus, le Projet s'inscrit dans le cadre de la Stratégie énergétique du Gouvernement du Québec.

3.4 COÛTS DU PROJET

[39] Les coûts totaux pour le raccordement des centrales du complexe de la Romaine s'élèvent à 1 842,1 M\$, dont un montant de 11,9 M\$ pris à même le budget des investissements annuels 2010 pour les projets de moins de 25 M\$ pour le raccordement du chantier. Le coût du Projet sous étude est donc de 1 830,2 M\$.

[40] Ce coût comprend un montant de 104 M\$ pour des travaux réalisés par le Producteur et remboursés par le Transporteur, tels que l'aménagement d'une partie des sites et la construction d'ouvrages civils et mécaniques particuliers. Le coût total des divers travaux associés au Projet et directement encouru par le Transporteur s'élève à 1 726,2 M\$. Le tableau suivant montre la répartition des coûts d'avant-projet et de projet par élément :

TABLEAU 1
COÛTS DES TRAVAUX D'AVANT-PROJET ET DE PROJET PAR ÉLÉMENT
(EN M\$)

<i>(en milliers de dollars de réalisation)</i>	Lignes	Postes	Total transport	Télécommunications	Sous-total	Coûts remboursés au Producteur	Global
Avant-projet							
Études	11 383,3	5 222,1	16 605,4	2 640,2	19 245,6	-	19 245,6
Autres coûts	82,4	108,4	190,8	-	190,8	-	190,8
Frais financiers	2 684,7	548,7	3 233,4	85,7	3 319,1	-	3 319,1
Sous-total	14 150,4	5 879,2	20 029,6	2 725,9	22 755,5	-	22 755,5
Projet							
Ingénierie interne	17 583,9	23 921,3	41 505,2	2 393,0	43 898,2	1 760,0	45 658,2
Ingénierie externe	15 476,7	37 158,6	52 635,3	5 005,0	57 640,3	4 470,0	62 110,3
Client	15 083,8	43 601,2	58 685,0	6 117,8	64 802,8	-	64 802,8
Approvisionnement	231 675,0	185 718,6	417 393,6	12 971,4	430 365,0	-	430 365,0
Construction	388 024,7	217 519,0	605 543,7	9 125,0	614 668,7	49 700,0	664 368,7
Clé en main	-	33 643,3	33 643,3	21 057,3	54 700,6	-	54 700,6
Gérance interne	40 036,1	35 588,1	75 624,2	4 122,7	79 746,9	10 770,0	90 516,9
Gérance externe	15 091,3	6 500,0	21 591,3	-	21 591,3	-	21 591,3
Provision	71 678,1	71 649,1	143 327,2	4 474,6	147 801,8	10 000,0	157 801,8
Autres coûts	15 988,9	17 097,4	33 086,3	-	33 086,3	9 600,0	42 686,3
Frais financiers	88 343,2	60 905,5	149 248,7	5 913,2	155 161,9	17 700,0	172 861,9
Sous-total	898 981,7	733 302,1	1 632 283,8	71 180,0	1 703 463,8	104 000,0	1 807 463,8
TOTAL	913 132,1	739 181,3	1 652 313,4	73 905,9	1 726 219,3	104 000,0	1 830 219,3

Source : Tableau établi à partir des pièces B-0004, page 41 et B-0015, page 22.

[41] Le coût du raccordement des centrales du complexe de la Romaine au réseau principal s'élève à 1 330 M\$, alors que celui des travaux requis sur le réseau principal s'établit à 396 M\$.

3.5 ÉTUDE DE FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE DU PROJET, IMPACT SUR LES TARIFS ET ANALYSE DE SENSIBILITÉ

[42] Le Projet s'inscrit dans la catégorie d'investissements « croissance des besoins de la clientèle » du Transporteur.

[43] Selon les dispositions des Tarifs et conditions en vigueur à la date de la signature de l'entente de raccordement pour l'intégration de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec entre Hydro-Québec TransÉnergie et Hydro-Québec Production (l'Entente de raccordement), le montant maximal des frais d'intégration pouvant être assumés par le Transporteur est de 923,8 M\$. Le montant de l'excédent à assumer par le Producteur représente une part importante du coût du Projet, soit 918,3 M\$.

[44] Selon l'appendice J des Tarifs et conditions, ces montants doivent être majorés afin de tenir compte des frais d'entretien et d'exploitation ainsi que des taxes applicables. Ainsi, les montants maximaux assumés par le Transporteur s'élèvent à 1 097,9 M\$ et la contribution estimée du Producteur s'établit à 1 091,4 M\$. Le tableau suivant présente les coûts estimés pour assurer le raccordement des centrales du complexe de la Romaine.

Tableau 2

	Coût des ajouts au réseau	Frais d'entretien et d'exploitation et taxes	Total
Frais estimés totaux pour le projet	1 842,1 M\$	347,2 M\$	2 189,3 M\$
Montants assumés par Transporteur (frais d'intégration et engagement du Producteur sous 12A.2i)	923,8 M\$	174,1 M\$	1 097,9 M\$
Montant additionnel (contribution du Producteur)	918,3 M\$	173,1 M\$	1 091,4 M\$

[45] Afin de déterminer l'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du Projet, le Transporteur, sur la base des coûts du Projet nets de la contribution estimée du Producteur, prend en compte les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics, aux frais d'entretien et d'exploitation ainsi que des besoins de transport qui atteindront 1 550 MW en 2020.

[46] Les questions relatives à la faisabilité économique du Projet et à l'impact tarifaire ont été sujettes à controverse entre les participants au présent dossier, notamment en ce qui a trait au sens à donner à l'article 12A.2 des Tarifs et conditions et la conformité des engagements contractuels du Producteur censés couvrir les montants assumés par le Transporteur.

[47] NLH demande à la Régie de rejeter la demande d'autorisation du Projet, entre autres, parce que la demande serait incomplète vu l'absence d'une convention de service spécifique au Projet (« *the absence of a specific transmission service agreement* »).

[48] S.É./AQLPA demande à la Régie de rejeter ou de suspendre l'autorisation du Projet pour des motifs semblables reliés à la défectuosité de l'Entente de raccordement qui contreviendrait à l'article 12A.2 des Tarifs et conditions, qui requerrait que la « *promesse d'achat de service de transport avec TransÉnergie (art. 12A.2 ii) ou la Convention de service de transport (art. 12A.2 i) soient pour des nouvelles ventes.* » et que les conventions de service entre le Transporteur et le Producteur déjà existantes ne pourraient suffire à neutraliser une partie du coût de raccordement des centrales du Projet.

3.5.1 OBSERVATIONS DE NLH

[49] La Régie reproduit ci-dessous les arguments de NLH sur la question de l'absence d'une convention de service spécifique au Projet :

« Application of Section 12A.2

The principle issue in the authorization request presented by HQT is the lack of a specific transmission service agreement. The delivery of production from the Romaine facility will necessitate that either Point-to-Point transmission service or Native-Load transmission service be used for this function. The magnitude of each transmission service type will be dependent upon the capacity that is designated at the Romaine plant for Native load use. In effect, article 26 of the Connection Agreement executed between HQ and HQT and filed as "Annexe 1" [note de bas de page omise] does not include the required reference to a specific and executed transmission service agreement. At the face of the document it appears that the production from the La Romaine complex will be sunk in Québec. No sales to the load exist and no Point-to-Point service appears in the evidence as required by Section 12A of the OATT. As a result it appears that the facility has been designated as a resource to serve Native Load and that firm Point to Point transmission service will not be required for export purposes.

The rule of 12A

The principle underpinning article 12A is that a market participant is required to purchase transmission service in order to provide additional revenues to HQT to offset the additional costs created by the connection project.

In the decisions D-2006-66 and D-2007-08 the Régie established the rules for the connection of a new generating plant:

In D-2006-66 the Régie declared:

"L'objectif de l'article 12A.2 est d'assurer que tout nouveau raccordement de centrale génère des revenus additionnels qui permettent de couvrir les coûts qui y sont associés [note de bas de page omise]."

In D-2007-08 the Régie brings a further precision as it adopts modifications to the text of Section 12A:

"La Régie se prononce ci-après sur les modifications proposées par le Transporteur, à la lumière de la décision D-2006-66 où elle mentionnait :

« L'objectif de l'article 12A.2 est d'assurer que tout nouveau raccordement génère des revenus additionnels qui permettent de couvrir les coûts qui y sont associés. Cet objectif est assuré par la neutralité tarifaire dont les modalités s'adaptent aux circonstances particulières de chaque projet ».(...)

Selon la Régie, l'utilisation de plusieurs conventions est acceptable s'il est démontré que chacune de ces conventions amène des revenus additionnels au Transporteur et que l'ensemble des revenus additionnels permet de couvrir les coûts additionnels associés au projet.

Par ailleurs, la Régie maintient le concept de signature d'une convention. En conséquence, elle retient en lieu du texte proposé, le texte suivant :

*« Au moins une convention de service doit avoir été signée pour le service de transport ferme de long terme ». » [note de bas de page omise] (*We underlined*).*

Two elements must be present for the test of 12A to be met: (1) a transmission service agreement must be executed [note de bas de page omise]; (2) additional revenues must stem from the transmission service agreement(s).

The Absence of a Transmission Service Agreement

HQT proposes to the Régie that HQ has acquired the necessary transmission service even if the connection agreement executed by HQ does not state this fact. Section 26 of the connection agreement filed in this case only states that HQ elects to proceed in application of sub section 12A.2(i):

"Conformément au paragraphe 6.1e), le Producteur se prévaut de l'engagement prévu au paragraphe i) de l'article 12A.2 des Tarifs et Conditions"

This does not meet the requirement of the OATT, where it is stated explicitly that the mere execution of a Connection Agreement does not constitute a reservation for transmission service [note de bas de page omise].

As stated earlier, either Point to Point or Native Load transmission service is required for connecting the facility. In the case of Point to Point service HQ did not provide a Transmission Service Agreement in support of the allegation that it has effectively purchased point to point service as required under Section 12A.2 (i). The only element of evidence on file is a statement made by HQT to the effect that existing Transmission Service Agreements on the paths HQT-ON, HQT-MASS and HQT-NE, as per Section 13.7 of the OATT, are the service agreements that will be used by HQ [note de bas de page omise].

There is nothing on file stemming from HQ, only a statement made after the fact by HQT; whereby HQT indicates that Transmission Service Agreements exist and that the revenues from these existing transactions cover the costs of the integration of the new power plants of the complex of La Romaine [note de bas de page omise].

The Use of Existing Transmission Service Agreements

HQT declares that HQ will use existing transmission agreements due to the lack of information at article 26 of the Connection Agreement as to where the electricity produced at La Romaine will ultimately be delivered (point of delivery "POD"). HQ did not declare if the existing agreements to be used are Point to Point or Native Load service arrangements.

This creates a certain difficulty. In effect, at the time where these existing transmission service agreements were requested by HQ the point of receipt (POR) that was not specifically identified but described as the HQ system, the La Romaine complex was not part of the HQ system.

In effect, looking at the impact studies carried out by HQT as posted on OASIS we see that the most recent filing by HQ for the La Romaine complex dates of May 2006. Therefore, the final impact study was queued after the request made for the export paths to New York and New England dated January 2006 [note de bas de page omise].

In relation to the use of the existing Point to Point service agreements for export purposes, the POR for the transmission requests to NY and NE are not the same now as they were when the transmission service was granted in 2006, under Section 13.7 of the OATT. HQT is stating that HQ is in effect modifying the POR associated with those service agreements, by claiming that HQ will use those

existing transmission service agreements. In other words, HQT is stating that HQ has requested a modification to the existing transmission service.

The OATT allows for modifications to transmission service agreements at Section 22.2 for firm service:

"Any request by a Transmission Customer to modify Points of Receipt or Delivery on a firm basis shall be treated as a new service request in accordance with Section 17 herein (...)"

Therefore, it is possible to modify an existing transmission service agreement, but such a modification must be treated as a new request and this may trigger the possibility of having to carry out an impact study (Sections 15.2 and 17.5 OATT).

In the Attachment C, describing the methodology for assessing the available transmission capability, we find that the Transmission Provider establishes the Available Transmission Capability (ATC) by taking into account the transmission service for the native load, the existing contracts under which Transmission Service is provided; and the existing accepted or queued valid Applications for Transmission Service.

Considering this methodology we see that in the context of a modification to an existing Transmission Service, HQT must make an assessment in application of Sections 17 and 19 to determine if an impact study is required. To do so it has to establish the ATC on the requested path(s) taking into account that an additional 1,550MW coming from the La Romaine complex is to transit on the existing transmission reservations onto ON, MASS and NE.

System studies have to first be conducted to prove that the energy from Romaine can be 'collected' at the HQT hub before being exported. The fact that system upgrades are required to remove congestion at or around the HQT point indicates that the existing Transmission Service Agreements are not suitable and must be modified. To permit these studies to be conducted Romaine has to be identified as a POR, without identifying the POR it is not possible to identify which lines will be delivering the energy and which lines will require the upgrades.

What HQT proposes to do in this instance is to modify the existing Transmission Service Agreements by adding 'Romaine' to the list of established POR(S) that can be collected at the "HQT Point" for subsequent export.

In the discussion pertaining to the adoption of the text of 12A in its decision D-2006-66 the Régie identified the possibility for a market participant to modify an existing transmission reservation that the said market participant would use anyway, thus in the opinion of the Régie not providing to HQT the additional revenues sought to be generated to compensate for the new costs:

“Un producteur qui possède déjà des conventions de service de point à point fermes de long terme pourrait ne pas renouveler une réservation existante et utiliser sa nouvelle réservation pour faire ses transactions qu’il ferait de toute façon. Cette opération est réalisable en vertu de l’article 22.1 des Tarifs et conditions” [note de bas de page omise].

Considering this possibility the Régie concluded that the proposed text for Sub-Section 12A.2(i) was acceptable as long as additional revenues are created:

“Concernant la première option, elle est adéquate dans la mesure où l’engagement ferme de long terme conclu avec le producteur génère des revenus additionnels sur une période suffisante pour assurer la neutralité tarifaire du projet.” [note de bas de page omise]

One may argue that the Régie has accepted in the past the use of a modified transmission service agreement to meet the requirement of 12A.2(i). The case is the integration of the Eastmain 1A/Sarcelle power plants (R-3674-2008).

Here HQT proposed to accept the use of a Transmission Service Agreement executed in October 2006 to connect the power plants Eastmain 1A and Sarcelle expected to be completed in 2012.

The interconnection HQT-ON is a new interconnection, thus not being used by existing generation. In the Eastmain case, we have a situation where new generation is using new transmission. This is not the same situation as what we have here with La Romaine. Therefore, the Eastmain 1-A/Sarcelle precedent is not applicable in the present case.

At this point it is important for HQ to make available the system studies which identified the upgrades which are required to the HQT system. These studies will indicate if the upgrades requested are for Native Load use, which will properly allocate those costs to the domestic rate payer, or if the upgrades requested are for export use thus requiring an impact study on the identified paths and missing in the file.

Considering the lack of evidence filed by HQT as far as transmission service is concerned in application of Section 12A.2; considering that section 22 OATT must be followed when one modifies a transmission service agreement; and considering that no evidence has been provided to support the allegation that the existing transmission service agreements can accommodate the transit of a new 1 550MW of production; it appears reasonable for the Régie to reject the requested approval.

Approving such request filed by HQT would be against OATT rules and previous Régie's decisions.

The Absence of Additional Revenues

The underlying logic of article 12A has been very clearly stated by the Régie. It consists in matching new costs with new revenues. As quoted earlier the Régie states that the transmission agreements must generate additional revenues:

“Selon la Régie, l'utilisation de plusieurs conventions est acceptable s'il est démontré que chacune de ces conventions amène des revenus additionnels au Transporteur et que l'ensemble des revenus additionnels permet de couvrir les coûts additionnels associés au projet.” [note de bas de page omise] (Our emphasis).

The use of existing transmission agreements does not appear to meet the requirement established by the Régie. Existing transmission service agreement(s), either Point to Point or Native Load service, provides existing revenues, since one has to pay regardless of the scheduling made under those agreements. Thus, by allowing the use of existing transmission agreements, it appears that HQT may be enabling HQ to transfer a cost onto the rate payer without obtaining additional revenues. This situation can be cleared up if the working papers for the plants integration are made available. Those papers will show whether the existing Native Load Transmission Service is being used to deliver energy to Quebec Native Load, or if Point-to-Point exports are benefiting from upgrades being

taken to interconnect a new facility to the existing Point to Point service arrangement.

This seems to contradict the regulatory framework based on HQT OATT and previous Régie de l'énergie's decisions. These transmission service acquisitions help reduce the burden of the local rate payer. By transferring these existing revenues onto new costs no new revenues are created. On the contrary, the money collected by HQT remains constant and moreover, the rate payer also absorbs the cost borne by HQT in virtue of Attachment J. One cannot consider existing transmission agreements as "banked" money that can be drawn on to absorb new costs. This invalidates the very reason and principle of Article 12A.

The revenues from these existing transmission service agreements do not cover the cost of the service to deliver energy from Romaine. Transmission upgrade costs include an upfront capital contribution and an annual scheduled fee. The upfront capital costs for La Romaine were not included in the initial capital investment component of the analyses. »

3.5.2 ARGUMENTATION DE S.É./AQLPA

[50] La Régie reprend ci-dessous les extraits pertinents de l'argumentation de cet intervenant portant sur l'Entente de raccordement et les conventions de service :

« 13 - [...] l'entente de raccordement entre TransÉnergie et Hydro-Québec Production est défectueuse, en ce qu'elle contrevient à l'article 12A.2 des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, et

[...] ce vice est suffisamment grave pour que l'autorisation d'investissement de raccordement ne soit pas accordée à ce stade (ou subsidiairement soit suspendue jusqu'à ce que le vice soit corrigé par le dépôt d'une nouvelle entente conforme à l'article 12A.2).

14 - L'article 12A.2 des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec exige que le demandeur d'un raccordement en rembourse le coût complet à TransÉnergie sauf dans la proportion où il aura contracté une promesse d'achat de service de transport avec TransÉnergie (art. 12A.2 ii) ou, mieux encore, s'il a effectivement contracté une Convention de service de transport avec TransÉnergie (art. 12A.2 i).

[...]

Cette promesse d'achat de service de transport avec TransÉnergie (art. 12A.2 ii) ou cette Convention de service de transport (art. 12A.2 i) et les revenus de ventes supplémentaires qui en découlent constituent des intrants [soulignés de S.É./AQLPA] dans l'établissement de la faisabilité économique et le calcul de la neutralité tarifaire du projet que le Transporteur doit démontrer à la Régie en vertu du Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie, (2001) 133, G.O. II, 6165, art. 2 (5^o) et (7^o).

15 - L'article 12A.2 assure que les ventes supplémentaires que l'on invoque pour réduire le coût des travaux que le demandeur de raccordement doit rembourser à TransÉnergie ne reposent pas sur de vagues suppositions.

L'article 12A.2 exige que ces ventes supplémentaires reposent sur un contrat, un engagement juridique du demandeur de raccordement.

[...]

18 - Si un demandeur de raccordement s'avère incapable de fournir une promesse d'achat de service de transport avec TransÉnergie (art. 12A.2 ii) ou une Convention de service de transport (art. 12A.2 i), alors TransÉnergie n'a pas le droit de l'exempter du paiement des pleins coûts de raccordement.

[...]

Le Tribunal a de plus le devoir de refuser d'autoriser des investissements dont la faisabilité économique et la neutralité tarifaire alléguées (qui doivent être prouvées par le Transporteur en vertu du Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie, (2001) 133, G.O. II, 6165, art. 2 (5^o) et (7^o)) reposeraient sur de vagues suppositions plutôt que ce qui est requis par l'article 12A.2.

19 - Or l'article 12A.2 requiert manifestement que la promesse d'achat de service de transport avec TransÉnergie (art. 12A.2 ii) ou la Convention de service de transport (art. 12A.2 i) soient pour des nouvelles ventes. [soulignés de S.É.-AQLPA]

TransÉnergie ne peut évidemment pas exempter un demandeur de raccordement du paiement des coûts sur la base des ventes de service déjà existantes avant le raccordement. [soulignés de S.É.-AQLPA]

[...]

23 – [...] ce que TransÉnergie a déposé en preuve au présent dossier *ne constitue pas* ce qui est exigé par l'article 12A.2(i) quant à une ou plusieurs Conventions de service de transport.

[...] *L'entente de raccordement HQT-HQP ne comporte aucune désignation de Conventions de service de transport qui aurait été contractée par Hydro-Québec Production.*

[...]

L'article 26 de l'entente de raccordement HQT-HQP au présent dossier ne constitue pas ce qui est requis l'article 12A.2 (i).

[...]

Ce ne sont donc pas les Conventions de service de transport déjà existantes entre HQT et HQP sur les chemins HQT-ONT, HQT-MASS et HQT-NE qui suffiraient à générer des ventes de 1550 MW invoquées par TransÉnergie pour neutraliser une partie du coût de raccordement de La Romaine au présent dossier. Ces ventes supplémentaires ne peuvent provenir que de Conventions de service HQT-HQP à venir, qui n'existent pas déjà (vraisemblablement des conventions de service à venir sur le chemin futur HQT0-New Hampshire s'il se réalise, ce que le Tribunal n'a toutefois pas à décider au présent dossier). »

3.5.3 RÉPLIQUE DU TRANSPORTEUR

[51] Le Transporteur rappelle d'abord le cadre réglementaire d'une autorisation de projet en vertu de l'article 73 de la Loi :

« [...]

En vertu de l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie (la « Loi »), le Transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle a fixés par son Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie [note de bas de page omise] (le « Règlement »), pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité.

Selon le sous-paragraphe 1° a) du premier alinéa de l'article 1 du Règlement, le Transporteur doit obtenir une autorisation spécifique de la Régie pour acquérir et construire des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité et dont le coût est de 25 millions de dollars et plus, ce qui est le cas du Projet en cause.

La Régie a déjà déterminé qu'une demande d'autorisation introduite en vertu de l'article 73 de la Loi et du Règlement constitue un exercice d'analyse technico-économique en adéquation avec le cadre réglementaire, qui doit porter sur la justification du projet en regard de ses objectifs et de l'impact du projet sur les tarifs et la fiabilité du réseau de transport d'électricité, conformément aux exigences prescrites par ce cadre réglementaire. »

[52] A cet égard, le Transporteur cite les décisions D-2007-20 et D-2010-084 relatives à la nouvelle centrale thermique de Kuujuaq et l'utilisation des interconnexions HQT-MASS et HQT-NE.

[53] Il souligne que la présente demande s'inscrit dans la continuité des nombreux dossiers qui furent produits auprès de la Régie au fil des ans, notamment des projets de raccordement de centrales (les projets de raccordement des centrales hydroélectriques de la Toulnostouc, de l'Eastmain-1, de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle, de la Péribonka ainsi que de la Chute-Allard et des Rapides-des-Cœurs).

[54] Le Transporteur soumet que sa preuve démontre que le Projet s'appuie sur un besoin né et actuel, qui émane d'un client admissible, le Producteur.

« [...]

Le cadre réglementaire qui gouverne les activités du Transporteur prévoit que le client assume les coûts reliés aux services qu'il demande y incluant les investissements en conformité avec le cadre réglementaire précité, y compris les Tarifs et conditions. La preuve démontre la suffisance des engagements financiers

du Producteur. Ainsi, le Projet ne génère pas d'impact tarifaire à la hausse sur l'ensemble des périodes d'analyse visées par le Projet.

Conformément aux Tarifs et Conditions, les clients du Transporteur font à leur gré des demandes dans le système OASIS. Plusieurs facteurs peuvent influencer sur ces demandes, par exemple le contexte global à moyen et long terme dans lequel les clients évoluent, leurs besoins et leurs stratégies. Celles-ci peuvent faire en sorte que les demandes de raccordement de centrales et les demandes de service de transport ne soient pas nécessairement concomitantes, comme c'est le cas dans la présente demande.

Dans le cas d'un raccordement de centrale, la responsabilité des clients est de prendre un des engagements en vertu de l'article 12A.2 des Tarifs et conditions. Lorsque cet engagement consiste en « au moins une convention de service » signée, soit le cas en l'occurrence, la responsabilité du Transporteur est de s'assurer du respect des Tarifs et conditions en prévoyant notamment la suffisance des revenus de cette source.

Plus particulièrement, l'Entente de raccordement, tel que le prévoient les Tarifs et conditions, comporte l'un des engagements prévus à l'article 12A.2 permettant d'assurer la suffisance des revenus pour couvrir les coûts d'intégration du Projet. La démonstration du Transporteur à cet égard est éloquente.

Le Transporteur rappelle que l'article 12A.2 i) stipule ce qui suit :

« 12A.2 Achat de services point à point ou remboursement :

« Lors de la signature de l'Entente de raccordement, les dispositions pour le raccordement de la centrale au réseau prévues aux présentes, notamment celles décrites à l'appendice J, s'appliquent. De plus, le propriétaire de la centrale ou un tiers désigné à cette fin par celui-ci doit, à la satisfaction du Transporteur, prendre au moins un des engagements suivants :

i) Convention de service de transport de long terme :

Au moins une convention de service doit avoir été signée pour le service de transport ferme à long terme. La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des conventions de service applicables est au moins égale aux coûts encourus par le

Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale, moins tout montant remboursé au Transporteur; ».

Tel qu'il appert de la preuve déposée par le Transporteur dans ce dossier, les démonstrations requises par le cadre réglementaire, dont celles reliées à l'article 12A.2 i), sont pleinement satisfaites :

- *L'Entente de raccordement a été signée le 14 décembre 2010 (pièce HQT-1, Document 1, annexe 1) et les dispositions décrites à l'appendice J des Tarifs et Conditions, dont notamment l'allocation maximale pour les ajouts au réseau, la contribution pour les postes de départ, la date prévue de mise en service, les coûts remboursables au Transporteur et les normes techniques (exigences techniques) y sont précisées ;*
- *Comme prévu aux Tarifs et conditions (article 12A.1), l'Entente de raccordement est « substantiellement équivalente à l'Entente-type disponible sur le site Internet du Transporteur [...] requise préalablement à tout raccordement de centrale au réseau de transport ou au réseau de distribution et visant à répondre aux besoins des clients du service de transport en vertu de la Partie II, de la Partie III et de la Partie IV des présentes » ;*
- *Le Producteur a pris, « à la satisfaction du Transporteur » selon l'article 12A.2, l'engagement prévu à l'article 12A.2 i) à savoir « Au moins une convention de service doit avoir été signée pour le service de transport ferme à long terme », tel qu'indiqué aux articles 6 et 26 de l'Entente de raccordement ;*
- *Selon la preuve et les démonstrations du Transporteur (notamment la pièce HQT-2, Document 1, réponse 14.2), trois conventions de service à long terme ont été souscrites par le Producteur afin, entre autres, de couvrir ses engagements, à savoir :*
 - *La convention de service de transport à long terme HQT-ON a été signée le 16 octobre 2006 et déposée à la Régie le 16 novembre 2006 ; cette convention a aussi été déposée dans le dossier R-3646-2007, pièce HQT-7, Document 2 ;*
 - *Les conventions de service de transport à long terme HQT-MASS et HQT-NE ont été signées le 31 mars 2009 et déposées à la Régie le 21 avril 2009 ; ces conventions ont*

aussi été déposées dans le dossier R-3715-2009, pièce HQT-1, Document 1, annexe 1 ;

• *Selon la preuve offerte par le Transporteur et l'article 12A.2 i) des Tarifs et conditions, les conventions précitées génèrent des revenus dont « La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des conventions de service applicables est au moins égale aux coûts encourus par le Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale, moins tout montant remboursé au Transporteur; », tel qu'il appert des démonstrations suivantes :*

- *La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des trois conventions est de 4 513,3 M\$ (pièce HQT-2, Document 1, réponse 14.2) ;*
- *Les coûts encourus par le Transporteur pour les engagements sont prévus à 2 172,3 M\$ (pièce HQT-2, Document 1, réponse 14.2) ;*
- *Le détail des coûts assumés par le Producteur et les coûts des travaux d'intégration assumés par le Transporteur sont décrits à l'annexe III de l'Entente de raccordement.*

L'Entente de raccordement et les conventions de service de transport de long terme du Producteur assurent que le Transporteur puisse recouvrer le coût des investissements requis pour le raccordement demandé, et ce conformément aux dispositions des Tarifs et conditions et du cadre réglementaire. La preuve offerte par le Transporteur dans ce dossier établit, de façon très probante, la démonstration de véritables contributions financières du client du service de transport reliées à l'acquisition et à la construction d'actifs de transport du Projet.

Comme mentionné précédemment, la présente demande du Transporteur s'inscrit dans le cadre réglementaire applicable à un projet d'investissement. Toute tentative de faire des recoupements de données qui proviennent des dossiers tarifaires du Transporteur et le présent dossier est, de l'avis du Transporteur, un exercice de faible valeur probante.

Le cadre réglementaire des demandes tarifaires et des demandes d'autorisations des projets d'investissements ont en effet des objectifs différents et ainsi reposent sur des mécanismes, des démonstrations et des preuves différentes qui ne sont pas transposables l'un dans l'autre sans adaptation.

Le cadre réglementaire tarifaire (article 49 de la Loi) prend en considération un ensemble de paramètres afin d'en dégager des tarifs et autres conditions qui soient « justes et raisonnables ».

Plus particulièrement, le cadre réglementaire applicable à un projet d'investissement, soit dans ce cas-ci le raccordement de centrales à la suite d'une demande d'un client admissible (article 73 de la Loi et le Règlement) prend en considération des paramètres définis avec une finalité précise, notamment de présenter l'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité, afin de démontrer que le coût du projet soumis pour autorisation n'est pas indûment assumé par les autres clients du Transporteur. Pour cette raison, le cadre réglementaire prévoit que le projet d'investissement s'appuie sur « 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. » (extrait de l'article 73 de la Loi).

Dans ce dossier, le Transporteur a fait les démonstrations requises, en complète adéquation avec le cadre réglementaire, assurant que le Projet repose sur des contributions et des engagements financiers du Producteur et que le Projet ne génère pas d'impact à la hausse sur le tarif de transport pour la période d'analyse. Le suivi de ces démonstrations sera fait conformément aux exigences de la Régie dans le cadre des demandes tarifaires ou, le cas échéant, des rapports annuels à venir du Transporteur.

Dans la même veine, la Régie a déjà statué que l'audience d'une demande d'autorisation d'un projet d'investissement du Transporteur ne constituait pas une occasion ou un forum valable afin de revoir les méthodologies utilisées par le Transporteur qui, dans le présent dossier, découlent directement des pratiques antérieures autorisées par la Régie (Décision D-2010-084, page 21, paragraphe 89) et les respectent.

[...]

3. JUSTIFICATION ÉCONOMIQUE DU PROJET

L'article 73 de la Loi prévoit que la Régie tienne compte « 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 ».

En l'espèce, la justification économique du Projet s'appuie sur des faits et des démonstrations probantes de la part du Transporteur [note de bas de page omise]. Deux éléments majeurs permettent à eux seuls de confirmer la faisabilité économique du Projet :

- Le Producteur assume en contribution près de 50 % des coûts estimés totaux du Projet ;*
- Le Producteur s'est engagé, par le biais de conventions de service de transport à long terme, à se procurer des services de transport qui génèrent des revenus suffisants pour couvrir l'autre partie des coûts du Projet.*

En réponse aux demandes de renseignements [note de bas de page omise], le Transporteur a d'ailleurs fourni toutes les explications et les démonstrations probantes établissant que le Producteur a souscrit à des conventions de service de transport à long terme dont les revenus, en valeur actualisée, excèdent largement les coûts du Projet jusqu'à concurrence des montants maxima pour les ajouts au réseau et pour les postes de départ prévus à l'appendice J des Tarifs et conditions, incluant les taxes et les frais d'entretien et d'exploitation.

Le Transporteur considère que le Producteur assume la juste part des coûts qu'il doit prendre en charge aux fins de la réalisation du Projet et ce, conformément aux prescriptions de la Loi, du Règlement et des Tarifs et conditions.

Enfin, le Transporteur présente, au soutien de sa demande, l'estimation de l'impact tarifaire à la marge induit par le Projet [note de bas de page omise]. Cette démonstration, en plus d'être conforme aux prescriptions du Règlement, s'inscrit en continuité avec les informations soumises par le Transporteur dans l'ensemble de ses demandes antérieures visant l'autorisation des projets d'investissements du Transporteur qui ont été entérinées par la Régie. »

[55] Le Transporteur répond plus spécifiquement aux arguments de NLH sur l'absence d'une convention de service spécifique (« the absence of a specific transmission service agreement ») :

« [...]

L'intervenante appuie cette allégation sur les motifs suivants :

- *La demande ne contient pas de convention de service de transport spécifique qui prenne en considération que la production hydroélectrique du complexe de la Romaine servira soit à alimenter la charge locale ou soit des charges situées à l'extérieur du Québec (Observations, page 4) ;*
- *Les conventions de service existantes et les revenus qui en découlent ne peuvent être utilisés pour combler une partie des coûts du Projet (Observations, pages 4 à 7).*

Avec égards, le Transporteur prie la Régie de ne pas considérer les éléments mis de l'avant par l'intervenante qui sont sans fondement eu égard au cadre réglementaire pertinent au Projet, qui nient les faits et qui tentent de dénaturer les dispositions des Tarifs et conditions ainsi que les précédents de la Régie.

Tout d'abord, en ce qui concerne le premier motif ci-dessus décrit, l'intervenant fait la démonstration évidente de son incompréhension du cadre réglementaire.

Le présent dossier concerne un dossier de raccordement de centrale et à cet effet le Transporteur a conclu une Entente de raccordement avec son client admissible, le Producteur.

L'objet d'une entente de raccordement (selon l'article 12 A.1 des Tarifs et conditions) est de convenir des modalités de raccordement de centrale de production électrique au réseau de transport d'électricité du Transporteur ainsi que des modalités applicables à l'exploitation et à la maintenance des centrales à raccorder au réseau.

Comme indiqué précédemment, le cadre réglementaire (article 73 de la Loi et les dispositions du Règlement) exige une démonstration des « engagements contractuels des consommateurs du service ainsi que leurs contributions financières ».

L'Entente de raccordement conclue par le Transporteur et produite dans ce dossier est en totale adéquation et conformité avec le cadre réglementaire précité, ce qui est omis par l'intervenant.

Tel que le prescrivent les Tarifs et conditions, « La signature de l'Entente de raccordement ne constitue pas une réservation de service de transport en vertu des présentes et le dépôt prévu à l'article 17.3 n'est pas requis pour la demande de raccordement de centrale. ». Ceci est spécifiquement mentionné à l'article 3 de l'Entente de raccordement. Encore une fois, ceci est malheureusement omis par l'intervenant.

Également, l'article 26 de l'Entente de raccordement illustre bien le caractère distinct d'une telle entente et d'une réservation de transport :

« Conformément aux dispositions des Tarifs et Conditions, dans le cas où le complexe hydroélectrique de la Romaine est retenu, en totalité ou en partie, par Hydro-Québec Distribution comme source d'approvisionnement en électricité, l'engagement du Producteur pour couvrir les frais d'intégration sera réduit dans une proportion égale à la quantité de MW retenue par Hydro-Québec Distribution et ce, en tenant compte de la date où la production est retenue par Hydro-Québec Distribution. »

Donc, lorsque les centrales du complexe de la Romaine seront construites et raccordées au réseau de transport, l'électricité alors produite sera utilisée soit pour l'alimentation de la charge locale ou soit pour l'alimentation d'autres charges, telles que les conventions de service de transport le prévoient déjà [note de bas de page omise]. Il n'y a rien d'incongru ou d'illégal dans cette façon de faire du Transporteur et nous prions la Régie de rejeter les allégations sans valeur de l'intervenant.

Selon l'intervenant, les conventions de service existantes [note de bas de page omise] et les revenus qui en découlent ne peuvent être utilisés pour combler une partie des coûts du Projet, contrairement aux démonstrations faites par le Transporteur dans ce dossier [note de bas de page omise]. En suivant ce raisonnement étroit, de nouvelles conventions de service devraient donc être conclues par le client admissible, le Producteur, afin de couvrir le « Total des coûts estimés des travaux d'intégration assumés par le Transporteur », tel que décrit à l'annexe III de l'Entente de raccordement.

Or, ce qui est pertinent pour l'analyse du Projet, ce n'est pas le nombre de conventions de service, hormis qu'il doit y avoir « Au moins une convention de service », mais plutôt les revenus qui s'en dégagent afin d'assurer la neutralité tarifaire du Projet.

De plus, l'intervenant omet un important précédent réglementaire, soit le dossier de la Demande du Transporteur afin d'obtenir une autorisation pour acquérir et construire des immeubles et des actifs requis pour le raccordement des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle à son réseau de transport (R-3674-2008). Le raccordement des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle a fait l'objet d'un engagement du Producteur selon l'article 12A.2 i) des Tarifs et conditions.

Dans cette affaire, tout comme dans le présent dossier, le Transporteur a produit des démonstrations de « faisabilité économique du projet » qui sont identiques, hormis les adaptations nécessaires. Ainsi, la faisabilité économique est assurée par le fait que les coûts du Projet, jusqu'à concurrence des montants maxima pour les ajouts au réseau et pour les postes de départ, seront récupérés à partir des revenus provenant des achats de service de transport du Producteur. L'Entente de raccordement et les conventions de service de transport précitées, conclues entre le Transporteur et le Producteur, assurent la rentabilité générale du Projet, selon les revenus actualisés de service de transport à recevoir du Producteur, et ce conformément à l'article 12A.2 i) des Tarifs et conditions.

Le Transporteur a fait la démonstration de la suffisance des engagements du Producteur pour assurer que la valeur actualisée des revenus pour le service de transport de point à point soit au moins égale aux coûts assumés par le Transporteur pour le raccordement des centrales du complexe de La Romaine (voir notamment les réponses du Transporteur à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie de l'énergie, pièce HQT-2, Document 1, réponses 14.1 et 14.2).

Le projet de raccordement des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle a été autorisé par la Régie qui a largement repris à sa décision l'extrait de la preuve précitée concernant la faisabilité économique du projet (D-2008-149, pages 5 et 6).

Sur la base des mêmes démonstrations que celles offertes dans le présent dossier, la Régie s'est exprimée comme suit:

« Le Transporteur fournit aussi une analyse de l'impact tarifaire du Projet basée sur ses estimations des coûts, des revenus anticipés du point à point pour une puissance cumulée de 950 MW et de la contribution du Producteur couvrant les coûts qui excèdent les montants maxima que peut assumer le Transporteur pour les ajouts au réseau et les postes de départ. Cette analyse montre que pour les périodes considérées, le Projet ne génère pas d'impacts à la hausse par rapport au tarif actuel (2008), étant donné que la croissance des

besoins de transport permet de neutraliser les coûts associés à la mise en service du Projet. » (D-2008-149, page 6)

Dans le présent dossier, le Transporteur a utilisé la même approche aux fins de la conclusion de l'Entente de raccordement et a fait les mêmes démonstrations à la Régie que celles qui ont été faites dans le dossier du projet de raccordement des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle.

Aussi, l'approche utilisée par le Transporteur est conforme au cadre réglementaire et au précédent précité concernant la prise en compte des conventions en application de l'article 12A.2 i) des Tarifs et conditions. Cette approche assure également le recouvrement des frais d'intégration des centrales du complexe de la Romaine assumés par le Transporteur selon l'appendice J des Tarifs et conditions, comme prévu à l'Entente de raccordement.

L'intervenant, dans ses observations, fait complètement abstraction de ce dernier précédent de la Régie et en plus, il n'offre aucune analyse ou étude sérieuse à l'appui de ses allégations. À l'évidence, la Régie ne peut que rejeter les allégations de l'intervenant.

L'intervenant mentionne ce qui suit à son argumentaire (Observations, page 7, 3^{ième} paragraphe :

« The revenues from these existing transmission service agreements do not cover the cost of the service to deliver energy from Romaine. Transmission upgrade costs include an upfront capital contribution and an annual scheduled fee. The up front capital costs for La Romaine were not included in the initial capital investment component of the analyses. »

Cet argument n'est pas adéquatement développé par l'intervenant. Cependant, le Transporteur souligne ce qui suit.

Lorsque de l'électricité sera produite par le complexe de La Romaine et que le Producteur souhaitera transiter cette électricité sur le réseau de transport, il devra payer le tarif de transport qui sera alors applicable. Ce tarif de transport, selon l'article 49 de la Loi, aura été fixé par la Régie qui aura déterminé, pour l'année en cause, les montants globaux des dépenses qu'elle jugera nécessaire pour assumer le coût de la prestation de service. Par ailleurs, l'annexe 8 – Impact tarifaire au présent dossier prend en considération des éléments qui seront considérés lors de la détermination des dépenses reliés à la prestation du service, tel que l'amortissement. Il est donc faux de prétendre que les démonstrations du

Transporteur sont insuffisantes. De plus les démonstrations du Transporteur à l'égard de l'impact tarifaire prennent en considération le coût moyen pondéré du capital prospectif selon la décision D-2010-032 de la Régie. Avec égards, l'argument de l'intervenant est sans valeur.

En complément, le Transporteur prie la Régie de considérer les éléments de réplique qui apparaissent à la rubrique 4.2 suivante qui sont ici réputés être repris dans leur intégralité.

En conclusion, le Transporteur prie la Régie de rejeter les allégations de l'intervenant qui nient le cadre réglementaire applicable à la présente demande, qui ne reposent sur aucun fait, aucun argument, ni aucun précédent valable. »

[56] Aux arguments de S.É./AQLPA sur la question de l'Entente de raccordement et des conventions de service de transport, le Transporteur soumet ce qui suit :

« Le 17 mai 2011, l'intervenant SÉ-AQLPA, par le biais de leur procureur, ont produit une argumentation au présent dossier.

L'intervenant conclut comme suit les représentations contenues à son argumentaire (page 22) :

« REJETER ou subsidiairement SUSPENDRE la demande d'autorisation d'investissements en raccordement des centrales du complexe La Romaine déposée par Hydro-Québec TransÉnergie au présent dossier. »

Cette conclusion s'appuie sur les représentations suivantes de l'intervenant :

• L'Entente de raccordement est « [...] défectueuse, en ce qu'elle contrevient à l'article 12A.2 des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec », et ce vice est suffisamment grave pour que l'autorisation d'investissement de raccordement ne soit pas accordée (Argumentation de Me Dominique Neuman, Procureur pour SÉ-AQLPA, le 17 mai 2011, page 10) ;

• L'article 12A.2 requiert « [...] que la promesse d'achat de service de transport avec TransÉnergie (art. 12A.2 ii) ou la Convention de service de transport (art. 12A.2 i) soit pour des nouvelles ventes. » et « les Conventions de service HQT-HQP déjà existantes ne peuvent suffire à neutraliser une partie du coût de raccordement de La

Romaine » (*Argumentation de Me Dominique Neuman, Procureur pour SÉ-AQLPA, le 17 mai 2011, pages 13,14 et 20*) ;

• « Les exigences de l'article 12A.2 ne sont donc pas respectées. Le Transporteur ne peut donc pas invoquer des ventes nouvelles (ou des engagements) de 1550 MW pour diminuer le remboursement de coûts dû par le Producteur à TransÉnergie en vertu de l'Appendice J. » (*Argumentation de Me Dominique Neuman, Procureur pour SÉ-AQLPA, le 17 mai 2011, page 20*).

De l'avis du Transporteur, l'intervenant s'attache à développer un argumentaire irrecevable dans le cadre de l'analyse du présent dossier, en soumettant des « considérations faisant appel à une lecture différente des Tarifs et conditions ou remettant en cause la méthodologie utilisée pour, par exemple, calculer l'impact tarifaire », ce qui, de l'avis de la Régie, « [...] déborde le cadre prévu par le Règlement et des articles 31(5°) et 73 de la Loi. » (Décision D-2010-084, page 21, paragraphe 89). Il interprète donc déraisonnablement le cadre réglementaire en vigueur, sans véritablement tenir compte de la conformité de la preuve du Transporteur en lien avec ce cadre.

[...]

Entente de raccordement « défectueuse »

L'intervenant allègue que l'Entente de raccordement est « défectueuse ». Le Transporteur soutient que l'intervenant fait erreur.

Dans son argumentation, l'intervenant réfère à de nombreuses reprises à l'Entente de raccordement, mais il ne démontre pas que celle-ci est informée. En fait, il s'attarde essentiellement sur l'application de l'article 12A.2 i). Ce faisant, il navigue de façon précaire dans divers univers temporels d'application des Tarifs et conditions, qui se situent avant et après l'approbation de l'article 12A.2 par la Régie. Ainsi, avec égards, il confond les engagements découlant de l'article 12A.2 avec les engagements de type Touloustouc, en faisant des affirmations d'après lesquelles ces derniers pourraient s'appliquer au présent Projet, ce qui est clairement inapplicable conformément aux décisions de la Régie. Il mentionne une liste de projets de raccordement de centrales pour lesquels le Producteur aurait pris des engagements suivant l'article 12A.2, ce qui n'est pas le cas, comme l'indique le Transporteur en réponse aux questions 1.1a et 1.1b de la demande de renseignements numéro 1 de l'intervenant (pièce HQT-2, Document 2).

De plus, l'intervenant fait des comparaisons entre la présente demande et d'autres dossiers, notamment les dossiers R-3581-2005 (raccordement de la centrale de la Péribonka) auquel il a participé et R-3585-2005 (raccordement des centrales de la Chute-Allard et des Rapides-des-Coeurs), qui tenaient compte des Tarifs et conditions en vigueur avant l'adoption de l'article 12A.2, donc faisaient partie d'un cadre réglementaire antérieur qui a évolué.

Comme l'exige l'article 12A.1 des Tarifs et conditions, l'Entente de raccordement (pièce HQT-1, Document 1, annexe 1) est « substantiellement équivalente à l'Entente-type disponible sur le site Internet du Transporteur » qui est présentée aux promoteurs désireux de raccorder une centrale de production d'électricité au réseau du Transporteur.

L'Entente de raccordement prend en compte une réalité incontournable, à savoir que le Producteur a signé des conventions de service de transport ferme à long terme afin, entre autres, de couvrir ses engagements [note de bas de page omise]. L'Entente de raccordement est pleinement conforme au cadre réglementaire applicable.

La preuve au dossier et les démonstrations offertes par le Transporteur attestent clairement de la suffisance des revenus en provenance du Producteur. Avec égards, accepter l'argumentaire de l'intervenant à ce sujet revient à nier l'existence de conventions de service de transport de long terme qui ont été produites auprès de la Régie. Ces conventions assurent que le Producteur se procurera des services de transport sur la période prescrite et que les autres clients du service de transport du Transporteur seront tenus indemnes des investissements reliés au raccordement des centrales du Producteur.

Ceci est largement démontré aux réponses du Transporteur à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie de l'énergie, HQT-2, Document 1, réponses 14.1 et 14.2.

Par ailleurs, lors de l'étude par la Régie du projet d'investissement du Transporteur découlant de la demande de raccordement du Producteur concernant les centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle, la Régie n'a pas exigé à nouveau le dépôt de la convention de service HQT-ON, puisque le dépôt avait déjà été fait. Dans ce dossier, le Transporteur a produit des démonstrations économiques qui prenaient en compte la convention de service précitée. Dans ce cas, le Transporteur a fait la démonstration que les revenus dégagés globalement d'une convention de service étaient suffisants pour couvrir les coûts du projet et qu'il y avait un solde disponible pour d'autres engagements. La Régie a autorisé,

par sa décision D-2008-149, le projet d'investissements qui reposait sur ces démonstrations.

Le Transporteur souligne que dans le dossier R-3674-2008 (raccordement Eastmain-1-A et de la Sarcelle), la Régie, en adéquation avec le cadre réglementaire, a pris la mesure des engagements du Producteur envers le Transporteur dans le cadre du projet d'investissement pour le raccordement des centrales.

La Régie, qui lors des dossiers précités a examiné les conventions de service ci-dessus mentionnées, n'a pas remis en doute la valeur de ces conventions qui sont par ailleurs conformes aux Tarifs et conditions. Ces conventions sont de véritables contrats entre deux parties et les revenus qui en découlent ne représentent pas de « vagues suppositions » comme l'allègue à tort l'intervenant (Argumentation de Me Dominique Neuman, Procureur pour SE-AQLPA, le 17 mai 2011, page 11).

Le Transporteur soutient que ce dernier confond deux aspects fondamentalement distincts de la politique d'ajouts du Transporteur et du cadre réglementaire relié aux projets d'investissements, à savoir la teneur de l'engagement du client du service de transport et son suivi ou les démonstrations économiques qui en découlent (voir la décision D-2011-039, section 10.5).

La teneur de l'engagement du Producteur à l'égard du Projet se retrouve à l'Entente de raccordement et aux conventions de service de transport précitées. L'engagement est pris selon les dispositions de l'article 12A.2. i) des Tarifs et conditions, dont la Régie a maintenu le libellé dans sa récente décision D-2011-039.

Les démonstrations économiques sont pertinentes pour l'analyse du Projet d'investissement et constituent la mesure des « contributions financières à l'acquisition ou à la construction d'actifs de transport et de la faisabilité économique de ce projet » tel que le prescrit l'article 73 de la Loi. Il n'est pas requis que de nouvelles conventions de service interviennent à chaque projet. Comme il est mentionné plus avant, cette démonstration économique se retrouve à la preuve du Transporteur et notamment aux réponses du Transporteur à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie de l'énergie, HQT-2, Document 1, réponses 14.1 et 14.2.

Ainsi, le nombre des conventions de service du Producteur n'est pas pertinent à l'exercice d'analyse du Projet. Ce qui importe, ce sont les revenus qui découlent

des conventions de service de transport de long terme précitées et qui sont considérés dans l'analyse de la présente demande.

Par ailleurs, l'article 12A.2i) des Tarifs et conditions ne fait aucunement référence aux divers termes utilisés par l'intervenant pour appuyer son argumentation, soit les termes « ventes nouvelles », « ventes supplémentaires », « nouvelles ventes », « achats nouveaux de services de transport », « totalité des MW » ou « désignation ». De plus, l'article 12A.2 ne vise pas à « réduire le coût des travaux que le demandeur de raccordement doit rembourser », mais plutôt à définir les conditions relatives au raccordement de centrale par l'achat de service de transport ou le remboursement.

Comme mentionné aux réponses 1.5a et 1.5b du Transporteur à la demande de renseignements numéro 1 de l'intervenant, le Transporteur réitère que la question d'une nouvelle interconnexion ne fait pas partie de son dossier de preuve. Par conséquent, le Transporteur est d'avis que ce projet hypothétique dépasse le cadre d'analyse du présent dossier et ne peut être considéré aux fins d'analyse du présent dossier. À cet égard, le Transporteur rappelle la décision D-2011-043 de la Régie où elle convie l'intervenant à se concentrer sur « la preuve soumise par le Transporteur ».

Le Transporteur prie respectueusement la Régie de rejeter les représentations de l'intervenant qui n'ont aucune assise à l'intérieur du cadre réglementaire en vigueur et qui sont nettement en opposition avec les prescriptions précitées de la Régie, d'après lesquelles « les considérations faisant appel à une lecture différente des Tarifs et conditions ou remettant en cause la méthodologie utilisée pour, par exemple, calculer l'impact tarifaire, débordent le cadre prévu par le Règlement et des articles 31(5°) et 73 de la Loi. » (Décision D-2010-084, page 22 [note de bas de page omise]). (Nous soulignons). »

3.5.4 CONCLUSION DE LA RÉGIE

[57] Dans le cadre de l'analyse d'une demande sous l'article 73 de la Loi, la Régie doit tenir compte, notamment, des engagements contractuels des consommateurs du service de transport d'électricité et, le cas échéant, de leurs contributions financières :

« 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;

[...]

Demande d'autorisation.

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.

Autorisation.

L'obtention d'une autorisation en application du présent article ne dispense pas de demander une autorisation par ailleurs exigée en vertu d'une loi. » [nous soulignons]

[58] La question soulevée par les arguments des parties est la suivante : est-ce que les engagements contractuels du Producteur, dont la Régie doit tenir compte lorsqu'elle examine une demande d'autorisation sous l'article 73 de la Loi, sont conformes aux dispositions des Tarifs et conditions et notamment de l'article 12A.2?

[59] Selon le Transporteur, l'engagement contractuel du Producteur visé par l'Entente de raccordement signée le 14 décembre 2010, soit de couvrir la totalité des frais d'intégration assumés par le Transporteur, est assuré par l'utilisation des trois conventions de service suivantes :

- La convention de service de transport à long terme HQT-ON qui a été signée le 16 octobre 2006 et déposée à la Régie le 16 novembre 2006;
- Les conventions de service de transport à long terme HQT-MASS et HQT-NE qui ont été signées le 31 mars 2009 et déposées à la Régie le 21 avril 2009.
(les Conventions de service)

[60] La teneur des engagements contractuels des clients du Transporteur et les modalités de leur contribution financière aux coûts d'acquisition ou de construction des actifs de transport qui assurent la faisabilité économique d'un projet sont prévues aux Tarifs et conditions, et particulièrement aux dispositions suivantes :

« 12A.2 Achat de services point à point ou remboursement :

Lors de la signature de l'Entente de raccordement, les dispositions pour le raccordement de la centrale au réseau prévues aux présentes, notamment celles décrites à l'appendice J, s'appliquent. De plus, le propriétaire de la centrale ou un tiers désigné à cette fin par celui-ci doit, à la satisfaction du Transporteur, prendre au moins un des engagements suivants :

i) Convention de service de transport de long terme :

Au moins une convention de service doit avoir été signée pour le service de transport ferme à long terme. La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des conventions de service applicables est au moins égale aux coûts encourus par le Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale, moins tout montant remboursé au Transporteur; »
[nous soulignons]

[61] L'article 12A.2 a été introduit aux Tarifs et conditions en 2006 par la décision D-2006-66. Le texte n'a pas été modifié depuis, bien qu'il ait fait l'objet de plusieurs opinions et commentaires, tant des intervenants que de la Régie, sur le sens à donner à ces dispositions.

[62] La cohérence des décisions est souhaitable, mais il y a lieu de distinguer, aux décisions de la Régie, le contenu décisionnel et les opinions. Ainsi et avec égard, la présente formation ne partage pas les réserves exprimées par la Régie dans le cadre du dossier R-3669-2008, décision D-2009-071, page 11 sur « *la proposition du Transporteur d'utiliser le surplus de la valeur actualisée d'un projet à titre de revenus pouvant être*

associés à d'autres projet [...] » parce que, entre autres, cela ne serait pas prévu au texte des Tarifs et conditions.

[63] Cette question et celle du suivi des engagements contractuels des clients du Transporteur ont été exportées d'un dossier tarifaire à l'autre pour finalement être déferées à une cause générique que la Régie a demandé au Transporteur de soumettre en 2011.

[64] Dans le cadre de la présente demande d'autorisation, la question émerge concrètement et appelle à une décision sur la conformité ou non des Conventions de service du Producteur aux dispositions de l'article 12A.2i), tel que rédigé présentement.

[65] La présente formation souhaite s'éloigner des exercices de sémantique qui ne mènent souvent qu'à réaliser qu'un concept peut être libellé de différentes façons. Cela semble être le cas de l'article 12A.2i) des Tarifs et conditions, si on en juge par la lecture différente qu'en font les parties aux présentes.

[66] Ce qui importe, dans le contexte, est de lire et d'appliquer ces dispositions de façon pragmatique au cas concret sous étude.

[67] Les questions reliées aux précisions, modifications, ajouts de texte, modifications et concordances avec d'autres textes qui peuvent se soulever, pourront, le cas échéant, être traitées dans le cadre de la cause générique.

[68] L'objet ou l'économie de l'article 12A.2i) est assez simple : la récupération des coûts encourus par le Transporteur au moyen des revenus générés par « *[a]u moins une convention de service [...] pour le service de transport ferme à long terme* ».

[69] Les dispositions suivantes des Tarifs et conditions aident à comprendre le sens de l'article 12A.2i).

[70] Les Tarifs et conditions réfère d'abord à la règle de base relative au montant maximal que le Transporteur est autorisé à investir pour des ajouts à son réseau :

« 12A.2 Achat de services point à point ou remboursement :

Lors de la signature de l'Entente de raccordement, les dispositions pour le raccordement de la centrale au réseau prévues aux présentes, notamment celles décrites à l'Appendice J, s'appliquent [...]. »

[71] L'Appendice J, portant sur la Politique du Transporteur relative aux ajouts au réseau de transport, prévoit ce qui suit :

« Section A – Coût des ajouts au réseau

Tout ajout au réseau de transport requis pour satisfaire les besoins du service de transport en vertu des Parties II [c'est le cas des ajouts dont il est question dans le cas présent], III et IV des présentes, incluant les raccordements de centrale auxquels réfère l'article 12A, sera payé par le Transporteur et intégré à sa base de tarification aux fins du recouvrement de ses coûts via les tarifs de transport prévus aux présentes, si cet ajout est jugé prudemment acquis et utile par la Régie dans le cadre d'un dossier tarifaire et s'il est conforme aux dispositions de la présente Appendice J des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec. Les ajouts au réseau incluent également toute étude d'avant-projet lorsqu'une telle étude est requise pour réaliser un ajout au réseau.

Les montants assumés par le Transporteur ne sauront en aucun cas excéder le montant maximal indiqué à la section E ci-dessous. Tout montant additionnel à ceux assumés par le Transporteur, majoré d'un montant de 15% pour tenir compte de la valeur actualisée sur vingt (20) ans des coûts d'exploitation et d'entretien des ajouts au réseau additionnels et majoré également selon les taux de la Taxe sur le capital et de la Taxe sur les services publics applicables, sera indiqué de façon estimative à la Convention de service dans le cas où le requérant est lui-même client du service de transport en vertu de la Partie II ou de la Partie III des présentes et le montant réel encouru par le Transporteur sera payable en totalité par le requérant avant le début du service de transport, ou selon les dispositions prévues à l'article 12A en tout autre cas.

[...]

Section E- Méthodologie de calcul du maximum applicable pour les ajouts au réseau

Le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur pour des ajouts au réseau visant à répondre aux besoins des services de transport offerts en vertu des Parties II et III des Tarifs et conditions des services de transport est égal à 596 \$/kW, multiplié par la nouvelle puissance maximale en kW à transporter sur le réseau. Ce montant est établi selon la méthodologie décrite ci-dessous et il peut être ajusté conformément aux décisions de la Régie.

Le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur est obtenu à partir de la valeur actualisée sur vingt (20) ans du tarif point à point pour une livraison annuelle indiqué à l'annexe 9 des présentes, duquel on retranche un montant de 15% pour tenir compte de la valeur actualisée sur vingt (20) ans des coûts d'exploitation et d'entretien des ajouts au réseau effectués, ainsi que les montants applicables pour tenir compte de la Taxe sur le capital et de la Taxe sur les services publics applicables.

Dans le cas du service temporaire d'une durée d'un (1) an et plus pour l'alimentation d'un client de charge locale du Distributeur, le maximum des coûts assumés par le Transporteur est établi au prorata en valeur actualisée de l'engagement du client par rapport à une durée de vingt (20) ans, multiplié par le montant indiqué ci-dessus. »

[nous soulignons]

[72] Au delà de la mathématique, il faut retenir le concept sous-jacent à ces dispositions. Le Transporteur est autorisé à investir, pour des ajouts à son réseau, un montant maximal de 574\$/kW (le Montant maximal). Au-delà du Montant maximal, comme indiqué plus haut, le client doit rembourser *tout montant additionnel à ceux assumés par le Transporteur* avant le début du service de transport.

[73] La section E de l'Appendice J citée plus haut vise à faire en sorte que le Transporteur récupère le Montant maximal de son investissement sur 20 ans, à partir des revenus actualisés qu'il recevra du client en transportant l'électricité aux tarifs applicables. Les revenus tarifaires sont le produit de la nouvelle puissance maximale en kW à transporter (dans le présent cas, 1 550 000 kW) par le tarif en vigueur en \$/kW.

[74] Si le Transporteur récupère ainsi le Montant maximal, cela couvre ses coûts et, par voie de conséquence, l'investissement n'a pas d'impact à la hausse sur les tarifs de transport d'électricité. C'est le concept de la neutralité tarifaire.

[75] Ainsi, le Transporteur doit s'assurer de pouvoir récupérer ses coûts d'ajouts au réseau par le biais des revenus qu'il va tirer « [d']au moins une convention de service

[qui] doit avoir été signée pour le service de transport ferme à long terme », selon le libellé de l'article 12A.2i) des Tarifs et conditions cité plus haut.

[76] C'est exactement le cas selon la preuve au présent dossier.

[77] Dans le présent cas, le coût total estimé des ajouts pour le raccordement des centrales du complexe de la Romaine est de 1 842,1 M\$. Le Producteur rembourse au Transporteur un montant estimé de 918,3 M\$ et les revenus actualisés des Conventions de service permettent la récupération du solde, soit le Montant maximal de 923,8 M\$ assumé par le Transporteur.

[78] Comme relaté plus haut, la preuve du Transporteur est clairement à l'effet que les revenus des Conventions de service couvrent le Montant maximal associé au Projet et à d'autres ajouts :

«

- *Selon la preuve offerte par le Transporteur et l'article 12A.2 i) des Tarifs et conditions, les conventions précitées génèrent des revenus dont « La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des conventions de service applicables est au moins égale aux coûts encourus par le Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale, moins tout montant remboursé au Transporteur; », tel qu'il appert des démonstrations suivantes :*

- *La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des trois conventions est de 4 513,3 M\$ (pièce HQT-2, Document 1, réponse 14.2) ;*
- *Les coûts encourus par le Transporteur pour les engagements sont prévus à 2 172,3 M\$ (pièce HQT-2, Document 1, réponse 14.2) ;*
- *Le détail des coûts assumés par le Producteur et les coûts des travaux d'intégration assumés par le Transporteur sont décrits à l'annexe III de l'Entente de raccordement. »*

[79] La réponse R14.2 à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie est à l'effet suivant :

« 14.2 Veuillez fournir les paramètres économiques et financiers permettant d'établir la valeur actualisée des paiements à verser par le Producteur (incluant, annuellement, les revenus additionnels, la puissance et le taux d'actualisation). »

R14.2

Le Transporteur présente au tableau suivant les paramètres économiques et financiers.

Tableau 14.2

<i>Conventions de service</i>	<i>Années</i>	<i>Puissance (MW)</i>	<i>Taux de pertes</i>	<i>Tarif (\$/kW/an)</i>	<i>Revenus Annuels (M\$)</i>
HQT-ON	2009	164	5,3 %	72,00	12,4
	2010	949	5,3 %	75,25	75,2
	2011 à 2058 ¹	1 250	5,4 %	72,45	95,5
	2059	1 042	5,4 %	72,45	79,6
HQT-MASS	2009	600	5,3 %	72,00	45,5
	2010	949	5,3 %	75,25	95,1
	2011 à 2043 ¹	1 250	5,4 %	72,45	91,6
	2044	600	5,4 %	72,45	45,8
HQT-NE (sic)	2009	600	5,3 %	72,00	45,5
	2010	949	5,3 %	75,25	95,1
	2011 à 2043 ¹	1 250	5,4 %	72,45	91,6
	2044	600	5,4 %	72,45	45,8
Coût moyen pondéré du capital prospectif²			5,950 %		

¹Pour les années 2011 et suivantes, les revenus sont estimés en fonction d'un tarif de 72,45 \$/kW/an selon la demande R-3738-2010, pièce HQT-12, Document 1.2.

²Coût moyen pondéré du capital prospectif autorisé par la régie dans la décision D-2011-039.

À partir de ces paramètres, les revenus en dollars de 2011 des conventions de services à long terme sont de 1 596,5 M\$ pour HQT-ON, de 1 458,4 M\$ pour HQT-MASS et de 1 458,4 M\$ pour HQT-NE, soit un total de 4 513,3 M\$.

Par ailleurs, les coûts prévus des engagements du Producteur sous l'article 12A.2 i) sont de 195,8 M\$ [note de bas de page omise] pour Eastmain-1-A et de la Sarcelle et de 1 097,9 M\$ [note de bas de page omise] pour le complexe de la Romaine, tandis que les coûts prévus des ajouts au réseau du service de point à point à long terme sont de 735,0 M\$ [note de bas de page omise] pour l'interconnexion avec l'Ontario et de 143,6 M\$ [note de bas de page omise] pour les ajouts et modifications des équipements de transport requis pour l'utilisation des interconnexions HQT-MASS et HQT-NE, soit un total de 2 172,3 M\$.

Ainsi, les revenus sont suffisants pour couvrir les coûts des engagements du Producteur. Il y a également un solde disponible pour d'autres engagements. »

[80] La section A de l'appendice J cité plus haut prévoit ce qui suit :

« Les montants assumés par le Transporteur ne sauront en aucun cas excéder le montant maximal indiqué à la section E ci-dessous. Tout montant additionnel à ceux assumés par le Transporteur, majoré d'un montant de 15% pour tenir compte de la valeur actualisée sur vingt (20) ans des coûts d'exploitation et d'entretien des ajouts au réseau additionnels et majoré également selon les taux de la Taxe sur le capital et de la Taxe sur les services publics applicables, sera indiqué de façon estimative à la Convention de service dans le cas où le requérant est lui-même client du service de transport en vertu de la Partie II ou de la Partie III des présentes et le montant réel encouru par le Transporteur sera payable en totalité par le requérant avant le début du service de transport, ou selon les dispositions prévues à l'article 12A en tout autre cas. » [nous soulignons]

[81] Les montants additionnels devant être payés par le Producteur n'ont pas été indiqués à la Convention de service mais bien à l'article 26 de l'Entente de raccordement puisque dans le cas présent, il n'y a pas coïncidence entre les dates de signature de l'Entente de raccordement et de la Convention de service.

[82] Le Transporteur donne les explications suivantes à cet égard :

« Le cadre réglementaire qui gouverne les activités du Transporteur prévoit que le client assume les coûts reliés aux services qu'il demande y incluant les investissements en conformité avec le cadre réglementaire précité, y compris les Tarifs et conditions. La preuve démontre la suffisance des engagements financiers du Producteur. Ainsi, le Projet ne génère pas d'impact tarifaire à la hausse sur l'ensemble des périodes d'analyse visées par le Projet.

Conformément aux Tarifs et Conditions, les clients du Transporteur font à leur gré des demandes dans le système OASIS. Plusieurs facteurs peuvent influencer sur ces demandes, par exemple le contexte global à moyen et long terme dans lequel les clients évoluent, leurs besoins et leurs stratégies. Celles-ci peuvent faire en sorte que les demandes de raccordement de centrales et les demandes de service de transport ne soient pas nécessairement concomitantes, comme c'est le cas dans la présente demande.

Dans le cas d'un raccordement de centrale, la responsabilité des clients est de prendre un des engagements en vertu de l'article 12A.2 des Tarifs et conditions. Lorsque cet engagement consiste en « au moins une convention de service » signée, soit le cas en l'occurrence, la responsabilité du Transporteur est de s'assurer du respect des Tarifs et conditions en prévoyant notamment la suffisance des revenus de cette source.

Plus particulièrement, l'Entente de raccordement, tel que le prévoient les Tarifs et conditions, comporte l'un des engagements prévus à l'article 12A.2 permettant d'assurer la suffisance des revenus pour couvrir les coûts d'intégration du Projet. La démonstration du Transporteur à cet égard est éloquente. » [nous soulignons]

[83] Ainsi, les montants additionnels dus par le Producteur ont été indiqués à l'article 26 de l'Entente de raccordement et non à la Convention de service comme le voudrait la lettre de la section A de l'appendice J. Les parties à l'Entente de raccordement ont plutôt référé aux Conventions de service signées antérieurement dans le contexte évoqué ci-dessus de la non concomitance entre l'Entente de raccordement et les Conventions de service.

[84] Comme le souligne le Transporteur, « *ce qui est pertinent pour l'analyse du Projet, ce n'est pas le nombre de conventions de service, hormis qu'il doit y avoir « Au moins une convention de service », mais plutôt les revenus qui s'en dégagent afin d'assurer la neutralité tarifaire du Projet* ».

[85] Finalement, il est donc tout à fait soutenable de conclure que les *engagements contractuels* ou les Conventions de service du Producteur sont conformes, tant à l'économie qu'au texte actuel de l'article 12A.2i).

[86] Comme mentionné plus haut, les parties n'ont pas la même compréhension de la portée de l'article 12A.2i) des Tarifs et conditions. Il y a peut-être là une indication qu'il serait souhaitable d'apporter des précisions au texte, mais cela ne peut se faire dans le cadre d'une demande présentée en vertu de l'article 73 de la Loi.

3.6 AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

[87] Des certificats d'autorisation sont requis en vertu du *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement* et en vertu du *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*. Une résolution des MRC concernées est aussi requise en vertu de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* et des permis divers en vertu de la *Loi sur les forêts* et de la *Loi sur les terres du domaine de l'État* sont aussi requis.

[88] Le cas échéant, une autorisation par décret pourrait être requise du Gouvernement du Québec en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* pour acquérir par expropriation les droits réels nécessaires pour la réalisation du Projet.

3.7 IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU DE TRANSPORT ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

[89] La réalisation du Projet permet de répondre à la demande du Producteur, tout en assurant un niveau de fiabilité adéquat dans le respect des critères de conception et d'exploitation du Transporteur et du Northeast Power Coordinating Council.

3.8 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

[90] Conformément aux exigences du Règlement, le Transporteur a soumis, avec sa demande d'autorisation, deux alternatives possibles au Projet et a démontré que la solution retenue est la plus adéquate.

[91] NLH soumet qu'il est prématuré d'autoriser le Projet, notamment en raison du passage suivant de la demande :

« Le Transporteur porte à l'attention de la Régie qu'une option concernant le renforcement du réseau principal est en cours d'étude. En effet, tel que mentionné au Plan stratégique 2009-2013 d'Hydro-Québec (page 41) et dans le cadre de la présentation de sa demande R-3742-2010 [note de bas de page omise], des études concernant la construction d'une nouvelle ligne de transport pour relier le réseau du Nord-Est à la boucle montréalaise sont en cours. Si cette option était reconnue techniquement et économiquement viable, elle pourrait être envisagée en remplacement de la solution retenue pour le renforcement du réseau principal. »

[92] Selon NLH, le Transporteur n'a pas soumis « [l]e projet d'expansion du réseau de transport le moins coûteux » comme le veut l'Appendice D des Tarifs et conditions (« Méthodologie pour exécuter une étude d'impact »).

[93] La Régie est satisfaite de la réplique du Transporteur à cet égard :

« Le Transporteur est en complet désaccord avec la position soutenue par NLH. Tel que plus amplement démontré ci-après, les arguments avancés par NLH au soutien de sa position, par ailleurs sommaires et peu probants, démontrent une méconnaissance marquée des cadres législatif, réglementaire et tarifaire propres aux demandes d'investissement soumises pour autorisation par la Régie.

De plus, comme mentionné précédemment, cette position fait totalement abstraction du contexte dans lequel le réseau du Transporteur est planifié afin d'en assurer l'évolution optimale. Cette évolution commande, lorsque nécessaire, d'adapter et de moduler certaines solutions techniques en fonction de l'évolution du réseau.

D'abord, il importe de souligner que l'extrait de la preuve du Transporteur, auquel se réfère l'intervenant, est tronqué de sa partie inférieure qui est comme suit :

« Cependant, le Transporteur souligne que cette option n'est pas présentée au présent dossier à titre de solution alternative au Projet pour approbation. En effet, plusieurs éléments d'ordres techniques, environnementaux et locaux sont en cours de validation et d'analyse. Le Transporteur mentionne que ces travaux se poursuivront dans les prochains mois. Selon le cas, si cette option s'avérait viable, tant sur les plans techniques qu'économiques, le Transporteur en informera la Régie.

Par ailleurs, le Transporteur mentionne qu'il ne pourra apporter sans autorisation préalable de la Régie aucune modification au Projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable la description technique ainsi que les coûts ou la rentabilité y étant associés. »

Cette même citation, extraite de la preuve du Transporteur, se retrouve d'ailleurs intégralement à la preuve produite au dossier R-3742-2010 [note de bas de page omise]. La même approche y fut d'ailleurs préconisée par le Transporteur et la Régie en a reconnu le bien-fondé en autorisant cette demande.

En effet, dans sa décision D-2010-165, la Régie s'exprime comme suit sur ce sujet :

« [64] Les montants en jeu sont importants et certains ont encore à être approuvés. Dans ces circonstances, la Régie s'attend à ce que les investissements dans les renforcements du réseau faisant l'objet de la présente demande ne soient effectués qu'au moment où ils seront strictement nécessaires, tenant compte de la mise en service probable des parcs éoliens, mais aussi de l'échéancier réel des projets de La Romaine et du suréquipement du complexe Manic-Outardes.

[65] En conséquence, la Régie demande au Transporteur de l'aviser dans son rapport annuel de toute modification des échéanciers des travaux faisant l'objet de la présente demande ou des travaux mentionnés précédemment susceptibles d'en modifier l'échéancier ou le contenu et de fournir les explications requises.

(D-2010-165, page 18, R-3742-2010) (Nous soulignons)

Le Transporteur croit important à ce stade de rappeler brièvement les principales étapes menant à la planification et la conception du Projet.

Comme pour tout ajout à son réseau, l'approche préconisée par le Transporteur pour le Projet a d'abord consisté à concevoir un réseau auquel sont ajoutées successivement toutes les demandes de raccordement et de service de transport point à point qui précèdent celle de la demande à l'étude. Le réseau de référence ainsi obtenu inclut l'ajustement de la charge afin d'obtenir un équilibre production-charge tout en respectant les critères de conception.

Par la suite, les analyses consistent à ajouter la demande à l'étude à ce nouveau réseau de référence et d'en ajuster également la charge afin d'obtenir le nouvel équilibre production-charge, et ce indépendamment des prévisions de charge du Distributeur.

Enfin, l'étude de la demande est complétée afin de déterminer les ajouts au réseau requis pour transporter cette nouvelle puissance toujours en respectant les critères de conception.

Quant aux investissements nécessaires au renforcement du réseau de transport principal, le Transporteur réitère que ceux-ci sont occasionnés uniquement par l'intégration de la production du Projet.

Le Transporteur a considéré, dans son étude, tous les projets planifiés découlant des demandes de service qui ont été déposées avant la demande d'intégration du Projet. Ainsi, le Transporteur s'est assuré que les équipements de renforcement du réseau principal ont été ajoutés au réseau pour chacune des demandes qui précèdent le Projet. Le Transporteur précise que ces études ont été réalisées conformément aux pratiques visant à toujours assurer la même fiabilité du réseau. Donc, le réseau de référence, auquel le Projet a été ajouté pour les besoins de l'étude du dossier, incluait déjà les équipements de renforcement du réseau principal attribuables spécifiquement aux projets antérieurs dans la séquence.

Le Transporteur, en toute transparence, a fourni à la Régie toute l'information disponible et actuelle quant au réseau de transport et aux solutions d'intégration, y compris les solutions de rechange disponibles, afin de donner suite à la demande de raccordement du Producteur. Cette preuve du Transporteur est non contestée par l'intervenante.

Or, le réseau de transport n'est pas statique et le Transporteur agit en gestionnaire prudent et diligent d'un actif de grande valeur économique et stratégique, tel que l'est le réseau de transport.

D'ailleurs, l'Entente de raccordement prévoit ce qui suit:

« 7. PROPRIÉTÉ, COÛT DE RÉPARATION OU DE REMPLACEMENT ET MODIFICATION DU RACCORDEMENT

Tous les appareils, équipements, lignes électriques et moyens de communication faisant partie des travaux d'intégration sont la propriété du Transporteur, lequel en assure l'exploitation et la maintenance pendant la durée de la présente entente. Le Transporteur assume, à ses frais, la réparation ou le remplacement de ceux-ci.

Le Transporteur peut, après avoir transmis un avis au Producteur, modifier les travaux d'intégration relatifs aux projets connexes décrits à l'annexe III dans la mesure où ces modifications n'entraînent pas de délais additionnels ni de hausse de coûts pour le Producteur. » (Nous soulignons)

La date de mise en service finale, selon le calendrier de réalisation des travaux reliés au Projet, est prévue pour le mois de décembre 2020. Il y a donc une période d'environ dix ans qui séparent la date de signature de l'Entente de raccordement et la date de mise en service finale du Projet.

L'Entente de raccordement prévoit la possibilité, pour le Transporteur, de modifier les travaux d'intégration au réseau de transport d'électricité du complexe hydroélectrique de la Romaine. Il s'agit d'une disposition contractuelle requise par le Transporteur afin d'être en mesure de s'adapter à l'évolution constante du réseau de transport en adéquation avec les besoins des clients du Transporteur.

Comme mentionné précédemment, le réseau de transport n'est pas statique et le Transporteur, agissant en gestionnaire prudent et diligent, pourrait être amené à considérer, si le cas se présente, des options différentes de configurations de son réseau.

Avec la perspective d'un Projet de longue durée, comme celui en cause, le Transporteur mentionne à sa demande d'autorisation d'investissements pour le Projet, qu'il ne peut « [...] apporter sans autorisation préalable de la Régie aucune modification au projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable les coûts ou la rentabilité » [note de bas de page omise]. Il s'agit d'une approche présentée systématiquement par le Transporteur qui a reçu l'aval de la Régie à de nombreuses reprises que l'intervenant tente de dénaturer en alléguant que le Projet présenté par le Transporteur n'est pas final.

Or, tel que l'a amplement démontré le Transporteur, le Projet repose sur des études complètes et exhaustives et les solutions de raccordement présentées par le Transporteur sont viables et optimales tant au niveau des coûts que des éléments techniques.

De plus, le Transporteur dispose des outils contractuels et réglementaires afin de s'ajuster aux circonstances. Cette faculté d'adaptation et le fait que le réseau de transport évolue constamment ne font pas en sorte de remettre en doute le caractère final et optimal du Projet à l'étude.

À l'évidence, les allégations de l'intervenant à cet égard, qui par ailleurs ne reposent sur aucune analyse sérieuse, doivent être rejetées par la Régie. »

[94] Pour ces motifs, la Régie de l'énergie réitère le dispositif de la décision D-2011-083.

Richard Lassonde
Régisseur

Représentants :

- Hydro-Québec représentée par M^e Yves Fréchette;
- Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) représentée par M^e André Turmel;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représentée par M^e Dominique Neuman.

**ISO New England Calculation of
TTC for External Interfaces
and
ATC for PTF Interfaces**

Version 3.0

Issued on: December 1, 2008

ISO New England Calculation of TTC for External Interfaces and ATC for PTF Interfaces

Table of Contents

1.	Introduction.....	3
1.1.	Scope of Document.....	3
1.2.	Applicability to other Transmission Service Providers	3
2.	Transmission Service in the New England Markets	3
3.	ISO Area Total Transfer Capability (TTC)	3
3.1.	Definition of TTC and General Description of TTC Process	3
3.2.	Establishing TTCs.....	3
3.3.	Posting TTCs	3
3.4.	Providing TTCs to Third Parties.....	3
4.	ISO Area Capacity Benefit Market (CBM)	3
5.	ISO Area Transmission Reliability Margin (TRM).....	3
5.1.	Definition of TRM; Calculation of TRM on PTF ties	3
5.2.	Calculation of TRM on MTF and OTF ties	3
6.	Calculation of ISO Area ATC.....	3
6.1.	Definition of ATC and General Description of Calculation Process.....	3
6.2.	Firm versus Non-Firm ATC.....	3
6.3.	Coordinating ATC calculations	3
7.	Posting of ATC Related Information.....	3
7.1.	ATC Values	3
7.2.	Transmission Reservations	3
7.3.	Load Forecast.....	3
8.	Aspects of ATC in FERC Order 890 not Applicable to the ISO Area	3

Appendix A - Listing of PTF POR/POD Paths

Appendix B - Current TRM Values for MTF and OTF Interfaces

Record of Revisions

Version	Date	Reason
1.0	July 13, 2007	Baseline document
2.0	December 15, 2007	• Update MEPCO TRM values; • Editorial changes to be consistent with OATT Attachment C
3.0	December 1, 2008	• Update to reflect rollin of MEPCO facilities

ISO New England Calculation of TTC for External Interfaces and ATC for PTF Interfaces

1. Introduction

ISO New England ("ISO") is a regional transmission organization ("RTO"), serving the New England states through reliable minute to minute operation of the New England Bulk Power System; development, oversight, and fair administration of New England's wholesale market; and management of comprehensive bulk electric power system and wholesale markets' planning processes. The ISO serves as the Balancing Authority for the New England Area ("ISO Area"). The ISO Area is interconnected to three neighboring Balancing Authority Areas: New Brunswick System Operator Area ("NBSO Area"), New York Independent System Operator Area ("NYISO Area"), and Hydro-Quebec TransEnergie Area ("HQTE Area"). As the RTO for New England, the ISO performs the reliability functions related to the calculation of Total Transfer Capability ("TTC") for all of the external interfaces between the ISO Area and its neighboring Balancing Authority Areas¹ and for the internal interfaces between the Pool Transmission Facilities ("PTF") and the Merchant Transmission Facilities ("MTF")² and Other Transmission Facilities ("OTF").³ Figure 1 provides a graphical depiction of these responsibilities. The ISO is also responsible for the calculation of Available Transfer Capability ("ATC") for the PTF/MTF and PTF/OTF internal interfaces, and the PTF external interfaces with the NYISO Area, the HQTE Area and the NBSO Area.⁴ The split of responsibility to calculate TTC and ATC for the above interfaces is defined under the transmission operating agreements that it has with the other Transmission Service Providers within the ISO Area.

While the ISO is the Transmission Service Provider for regional transmission service ("Regional Transmission Service")⁵ associated with Pool Transmission Facilities, there are additional Transmission Service Providers within the RTO footprint that also calculate ATC associated with transmission services offered over the non-PTF external tielines⁶ and that calculate TTC and ATC associated with Local Transmission Service.⁷ The ISO is not responsible for the calculation of these values. The additional Transmission Service Providers have developed an ATC Methodology document associated with their respective transmission facilities.

¹ External interfaces between ISO and its neighboring areas are: New England/New Brunswick, New England/New York-CSC, New England/New York-1385, New England/New York-AC, New England/Hydro Quebec-Highgate, New England/Hydro Quebec-Phase II.

² MTF is the Cross Sound Cable (CSC), which connects Connecticut and Long Island

³ OTF is the Phase I/II HVDC Transmission Facility, which connects Massachusetts and Quebec.

⁴ The PTF external interfaces with New York, Quebec and New Brunswick include the NE/NY-1385 external interface, the NE/NY-AC external interface, the NE/HQ-Highgate external interface and the NE/NB external interface

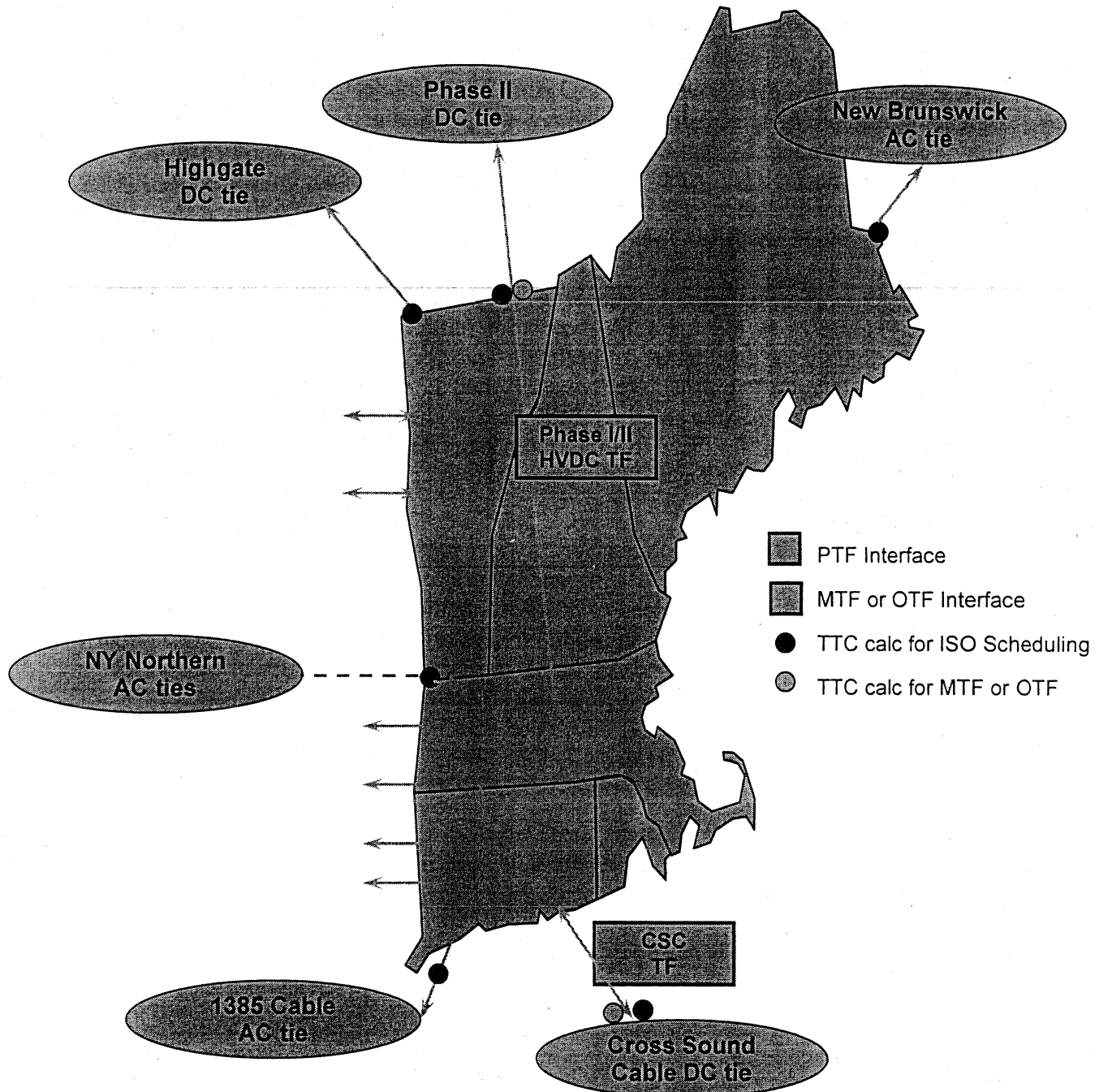
⁵ Regional Transmission Service is comprised of Through or Out Service (Schedule 8) and Regional Network Service (Schedule 9).

⁶ The ISO is not responsible for the calculation of ATC for any transmission service provided under the following ISO OATT Schedules: Schedule 18 - Cross Sound Cable (an external HVDC tie with New York) and Schedule 20A - Phase I/II HVDC-TF (an external HVDC tie with Hydro Quebec) and. It is expected that the TSPs will create a Schedule 18-and 20A -specific ATC Methodology Document.

⁷ The ISO is not responsible for the calculation of TTC or ATC for any transmission service provided associated with Schedule 21 - Local Service. It is expected that these TSPs will create a Schedule 21-specific ATC Methodology Document, as required..

ISO New England Calculation of TTC for External Interfaces and ATC for PTF Interfaces

Figure 1. Graphical representation of TTC responsibilities



ISO New England Calculation of TTC for External Interfaces and ATC for PTF Interfaces

1.1. Scope of Document

The scope of this document is limited to those functions performed by the ISO as the Transmission Service Provider of Regional Transmission Service over the Pool Transmission Facilities pursuant to the various Transmission Operating Agreements and the ISO Open Access Transmission Tariff ("OATT").

This document addresses the following items with respect to the provision of Regional Transmission Service by ISO New England:

- Total Transfer Capability ("TTC") definition and calculation methodology for:
 - all PTF, MTF and OTF external interfaces between ISO and its neighboring Balancing Authorities; and
 - all PTF/MTF and PTF/OTF internal interfaces.
- Available Transfer Capability ("ATC") definition and calculation methodology for:
 - all PTF external interfaces between ISO and its neighboring Balancing Authorities; and
 - all PTF/MTF and PTF/OTF internal interfaces.
- Transmission Reliability Margin ("TRM") methodology for:
 - all PTF, MTF and OTF external interfaces between ISO and its neighboring Balancing Authorities; and
 - all PTF/MTF and PTF/OTF internal interfaces.

For the reasons explained herein, Capacity Benefit Market ("CBM") is set to zero in New England.

1.2. Applicability to other Transmission Service Providers

In addition, this document applies, as defined below, to other Transmission Service Providers ("TSPs") within the ISO:

- The ISO provides TTCs to TSPs providing service within the RTO that calculate ATC on OTF and MTF ties with the neighboring areas. Therefore, the TTC methodology described here is applicable to those TSPs under Schedule 18 and Schedule 20A.
- The CBM methodology defined herein is applicable to all TSPs under the RTO footprint.
- The TRM methodology defined herein is applicable to all TSPs under the RTO footprint. To the extent that an individual TSP modifies the ISO-calculated TRM, then they are expected to justify and define that modification within their own ATC Methodology document.

ISO New England Calculation of TTC for External Interfaces and ATC for PTF Interfaces

2. Transmission Service in the New England Markets

Since the inception of the OATT for New England, the process by which generation located inside New England supplies energy to bulk electric system has differed from the pro forma OATT. The fundamental difference is that internal generation is dispatched in an economic, security constrained manner by the ISO rather than utilizing a system of physical rights, advance reservations and point-to-point transmission service. Through this process, internal generation provides supply offers to the New England energy market that are utilized by the ISO in the Real-Time Energy Market dispatch software. This process provides the least-cost dispatch to satisfy Real-Time load on the system.

In addition to offers from generation within New England, market participants may submit energy transactions to move energy into the ISO Area, out of the ISO Area or through the ISO Area. The New England Real-Time Energy Market clears these energy transactions based on forecast Locational Marginal Pricing ("LMP") and the availability of the external interfaces. With those external energy transactions in place, the Real-Time Energy Market dispatches internal generation in an economic, security constrained manner to meet Real-Time load within the region.

This process for submitting energy transactions into the New England Real-Time energy market does not require an advance physical reservation for use of the PTF. In the event that the net of economic energy transactions is greater than the capability of an external interface, the energy transactions selected to flow are selected based on the rules specified in Section II and III of the Tariff. For any energy transactions that are scheduled to flow in Real-Time based on the economics of the system, a transmission reservation is created after-the-fact to satisfy the transparency needs of the market.

The process described above is applicable to the PTF within the ISO Area. There are several external interfaces that are not comprised solely of PTF, which require an advance transmission service reservation. On those interfaces, the market participant must obtain a transmission service reservation from the respective Transmission Service Providers prior to offering energy into the Real-Time Energy Market.⁸ This document addresses the calculation of ATC for the PTF internal and external interfaces and the calculation of TTC for all external interfaces. The market participant must refer to the respective Transmission Service Provider's tariff sheets for information regarding the calculation of ATC on those external interfaces that are comprised of OTF or MTF (see Schedules 18 and 20A) and the calculation of ATC on the Local Network (see Schedule 21).

⁸ See n - 2, 3 and 6, *supra*.

3. ISO Area Total Transfer Capability ("TTC")

3.1. Definition of TTC and General Description of TTC Methodology

The TTC on all of the ISO Area's external interfaces are calculated using the Area Interchange Methodology, as defined in the North American Electric Reliability Corporation ("NERC") Standard MOD-028-1, and are relatively static values. The ISO defines the TTC as the amount of energy that is expected to be able to be transferred between the ISO Area and its neighboring Balancing Authorities Areas based on the ISO's forecast of best-case, yet realistic, system conditions. The ISO's planning processes establish default TTCs for a range of system conditions that are documented in transmission operating guides. These transmission operating guides are updated when there is a change in system topology such as new or retired transmission or generation assets.

In the shorter term, outages of transmission or generation assets can impact the TTC. During the outage approval process, any transmission or generation outages that may influence the TTC on the external interfaces are noted and studies are performed to evaluate the impact of the outage on the TTC. On a daily basis, the expected system conditions for the following day are evaluated to determine any reduction in the hourly and daily TTC for the coming day.

3.2. The TTC Algorithm: Process for Calculating TTC

Description of Base Case Model:

The ISO Area is electrically interconnected to three other Balancing Areas: the HQTE Area, the NBSO Area, and the NYISO Area. The two interfaces between the ISO Area and the HQTE Area are comprised of HVDC transmission lines. Therefore, each tieline to the HQTE Area in the ISO model is represented as a load/generator. There is only a single interface with the NBSO, which is comprised of an A/C transmission line⁹. The model contains an equivalent representation of the NBSO Area. New England has a more complex interconnection with the NYISO Area, where there are three interfaces that are comprised of nine transmission lines connecting the two areas. (There are nine lines. Eight AC ties from north to south include the PV-20, K37, K6, E205W, 393, 690, 398 and 1385, and the HVDC Cross Sound Cable ("CSC").) The CSC is represented as a load/generator in the ISO model. All other lines are A/C lines and are directly modeled. The ISO base cases contain a level of modeling for each of the neighboring Balancing Authority Areas that allows for an accurate determination of transmission or generation outage impacts upon the New England Transmission System (including TTC values).

Studies for Operating Guides:

The studies used to produce input to the operating guides establish a set of base case models that account for different load levels such as seasonal peak and low load conditions. All base cases assume all lines in and assume all external generation available

⁹ There is an ongoing project for the construction a second line from the NBSO Area to the ISO Area that is expected to be in-service before the end of 2007.

ISO New England Calculation of TTC for External Interfaces and ATC for PTF Interfaces

for dispatch. These studies will determine and utilize the topology and generation dispatch that will produce the maximum transfer capability for the external interface being studied. The ISO does not use industry-wide databases in the calculation of TTC; instead, it utilizes market databases that are necessarily non-public.

TTCs for the external interfaces are studied by the ISO based on thermal, voltage, and/or stability limitations of the ties that comprise the interface. Power flow and transient stability analysis are used to ensure that physical limits will not be violated for credible system contingencies per the Northeast Power Coordinating Council ("NPCC") and ISO New England reliability criteria.

Studies for Known Outages:

The NPCC region maintains, on a confidential basis, a list of facilities that, if removed from service, may have a significant direct or indirect impact on a neighboring Balancing Authority Area.¹⁰ If any transmission or generation on that list has a planned outage, those outages are communicated between the neighboring Balancing Authority Areas.

If an ISO Area element on this list is submitted for an outage, a study is completed to evaluate the impact on the TTC of the affected interface. The base case models established for the operating guides are the starting point for these studies. The forecast load for the timeframe is applied to the case and the generation dispatch applied in the studies to produce an optimistic TTC for the given condition.

Studies for Daily Review of TTC:

For each operating day, the ISO develops TTCs for the external interface limits that reflect expected loads and known transmission and generation outages using load flow and contingency analyses. Transmission and generation outages on the neighboring systems will also be considered in these studies. With these base assumptions, the generation dispatch is applied in the studies to produce an optimistic TTC. If there are significant topology changes over the operating day, the hourly values will reflect any resulting impact on the TTCs.

3.3. Posting TTCs

The ISO will calculate and post TTC for all PTF external interfaces and for all PTF/MTF and PTF/OTF internal interfaces. As a result of approved transmission and generation outages the following TTCs are posted representing the latest known system conditions. The posting of the TTCs is performed in accordance with NERC and NAESB standards such that:

- Hourly TTC values for the current day plus the next 7 days; where the Hourly TTC is the maximum TTC for that hour.
- Daily TTC values for the current day plus the next 39 days; where the Daily TTC is the maximum Hourly TTC for the day.

¹⁰ NPCC Document C-13 Operational Planning Coordination

ISO New England Calculation of TTC for External Interfaces and ATC for PTF Interfaces

- Weekly TTC values for the current week plus the next 12 weeks for each interface; where the Weekly TTC is the maximum Daily TTC for the 7-day week.
- Monthly TTC for the current month and the next 12 months for a total of 13 calendar months; where the Monthly TTC is the minimum Daily TTC for the month.
- Yearly TTC values for 2 years beyond the current year; where the Yearly TTC is the minimum value between the summer and winter seasonal studies.

3.4. *Providing TTCs to Third Parties*

The ISO will provide the TTCs calculated on the MTF and OTF external interface to those Transmission Service Providers that offer service on facilities associated with the corresponding external interfaces.

4. ISO Area Capacity Benefit Market ("CBM")

The irrelevance of CBM within the ISO Area stems from the overall ISO approach to capacity planning requirements. Load Serving Entities ("LSEs") operating within the ISO Area are required to arrange their Installed Capability requirements prior to the beginning of any given month in accordance with Section III of the Tariff. Accordingly, Load Serving Entities do not utilize CBM to ensure their capacity needs are met and CBM is, therefore, not relevant within the New England market design, and for the purposes of ATC calculation is set to zero.

5. ISO Area Transmission Reliability Margin ("TRM")

5.1. *Definition of TRM; Calculation of TRM on PTF ties*

TRM is defined as the portion of the TTC that cannot be used for the reservation of firm transmission service because of uncertainties in system operation. Since the New England market design does not involve reserving transmission service in advance of physical flow, there is no need to calculate a TRM for those ties because the resulting value would have not impact on the service available to the customer in real-time.. As long as this market design is in place the TRM on the external interfaces for which the ISO calculates ATC is set to zero.

5.2. *Calculation of TRM on MTF and OTF ties*

The ISO, acting as a Transmission Planner and Transmission Operator, is responsible for calculating the TRM on the MTF and OTF interfaces. The TRM on those interfaces represents the TTC that cannot be used for the reservation of firm transmission service because of uncertainties in system operation. These calculated TRM values are not applicable to non-firm transmission service. These calculated TRM values for the MTF and OTF interfaces may be utilized for all timeframes for which firm transmission service is offered. Refer to Appendix B - Current TRM Values for MTF and OTF Interfaces ("Appendix B") for a listing of the current TRM Values for MTF and OTF interfaces.

ISO New England Calculation of TTC for External Interfaces and ATC for PTF Interfaces

The general process for determining TRM for the MTF and OTF is to perform total transfer capability under optimistic conditions to establish the TTC, then to perform total transfer capability studies under pessimistic conditions. The variation between the results of those studies is used to establish the TRM. The ISO does not use industry-wide databases to perform these studies. Instead, it uses internal databases consisting of physical models that are non-public.

Regarding forecast error assumptions, the base case model for these studies will consider all lines in and typically consider the forecasted peak load level for the ISO Area for the year. However, if an interface or contingency is load level sensitive, then various loads would be considered to determine the limiting condition. Changes in generation dispatch between the optimistic and pessimistic conditions are the most likely items to impact the results of these studies.

Regarding loop flow assumptions, allowances for loop flow and simultaneous path interactions are considered through the n-1 contingencies that are used to determine the TTC for each study performed. Topology changes are not considered in the studies.

Other considerations in determining TRM are limitations enforced on the ISO Area due to the response of loss of that tieline on other regions. The inertial response on those other systems will be dependent on simultaneous path interactions and the generation dispatch on those systems.

6. Calculation of Available Transfer Capability (ATC)

6.1. ATC Algorithm: Process for Calculating ATC

This section describes the process for the ATC calculations performed by the ISO, using the Area Interchange Methodology, for the PTF external interfaces and the PTF/MTF and PTF/OTF internal interfaces. The Point-of-Delivery ("POD") and Point-of-Receipt ("POR") associated these PTF paths are listed in Appendix A - Listing of PTF POR/POD Paths ("Appendix A"). The equation for Available Transfer Capability is: $ATC = (TTC - CBM - TRM - ETC)$.¹¹ As discussed above, the TRM and CBM for the ISO are zero. The purpose of the ETC component of the ATC equation is for the TSP to define all elements that are reducing the amount of ATC available to the market participant. As described in Section 2, there is not a requirement to purchase transmission service in advance of flowing energy in Real-Time, therefore there are no existing transmission commitments to be applied to the ATC equation for the ISO Area; hence, ETC equals zero. Market participants will submit their bids and offers to move energy into, out of and through the ISO energy market through energy transactions.

As Real-Time approaches, the ISO utilizes the Real-Time energy market rules to determine which of the submitted energy transactions will be scheduled in the coming hour. Basically, the ATC of the external interfaces in the New England market is equal to the TTC for all time horizons. The ATC is equal to the amount of net energy transactions

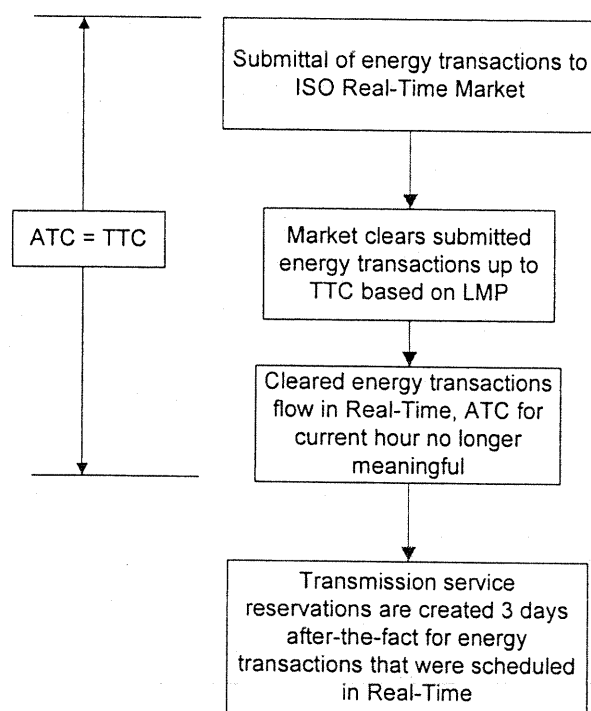
¹¹ Existing Transmission Commitments ("ETC")

ISO New England Calculation of TTC for External Interfaces and ATC for PTF Interfaces

that the ISO will schedule on an interface for the designated hour. With this simplified version of ATC, the mathematical algorithm is simply: "ATC equals TTC".

The scheduling of external transactions will consider the net of all economic energy transactions. For example, if the transfer limit on the interface is 1000 MW import, there could be 1300 MW of import transactions and 300 MW of export transactions scheduled for a given hour such that the net flow on the interface is 1000 MW.

Below is a diagram that describes how energy transactions are processed in the Real-Time Energy Markets. The timing of the submittal of the energy transactions is governed by the market rules specified in Section III of the Tariff.



6.2. *Firm versus Non-Firm ATC*

As described in the preceding sections the transmission service granted on the PTF after-the-fact is a firm transmission service. Therefore, the ATC calculation process described above results in a firm ATC value and there is no non-firm ATC calculated for the ISO Area.

6.3. *Coordinating ATC calculations*

As described in the process above, the ATC calculations performed by the ISO are dependent solely on the TTC values. As such, there is no value in coordinating ATC values with the neighboring Balancing Authority Areas. There are, however, established procedures for coordinating outages that with neighboring Balancing Authority Areas

ISO New England Calculation of TTC for External Interfaces and ATC for PTF Interfaces

that could impact the resulting TTC on the interface with that neighbor. This process also involves the communication of the resulting TTCs.

7. Posting of ATC Related Information

7.1. ATC Values

As described above, the firm ATC values for the ISO Area external interfaces that are comprised of PTF are always equal to the TTC. The firm ATC values for these external interfaces are posted in accordance with NAESB standards on the New England OASIS website

7.2. Transmission Reservations

To satisfy the transparency requirements associated with the FERC Order Nos. 888, 889 and 890, the ISO produces transmission reservations for all Real-Time energy transactions that are scheduled to flow on PTF external interfaces and PTF/MTF and PTF/OTF internal interfaces. These transmission reservations are created after-the-fact based on the amount of Real-Time energy transactions scheduled to flow at the top of hour and are posted on OASIS. ISO also posts schedules and curtailments against these reservations.

Because the transmission reservation is based on the actual Real-Time scheduled energy, the schedule posted on OASIS against that reservation will match the transmission reservation for every hour. However, any reduction to the energy transaction that occurs after it has begun to flow at the top of the hour will be posted on OASIS as a curtailment against that transmission reservation.

7.3. Load Forecast

There is a requirement in the FERC Order No. 890 that states “We therefore direct ISOs and RTOs to post load data for the entire ISO/RTO footprint and for each LSE or control area footprint within the ISO/RTO” (P. 416). The purpose of this requirement is understood to be to provide transparency on information used in the determination of ATC values. While the load forecast does not have a direct impact on ATC, the ISO is responsible for calculating the load forecast for the region and posts a link to the load forecast data on OASIS.

8. Aspects of ATC in FERC Order 890 not Applicable to the ISO Area

There are numerous aspects of the FERC Order No. 890 that do not apply to the process by which the ISO Area offers transmission service to market participants. Because of the New England market design described in Section 2, the following aspects and requirements of the FERC Order No. 890 do not apply to the ISO Area and therefore are not addressed in the ISO business practice documents. Order No. 890 was issued by FERC on February 16, 2007, in Docket Nos. RM05-17-000 and RM05-25-000, and is available on ISO-NE's website at: http://www.iso-ne.com/regulatory/ferc/orders/2007/feb/rm05-17-000_rm05-25-000_2-16-07_order_890.pdf.

- Posting of system impact studies (Order No. 890 at P 349)

ISO New England Calculation of TTC for External Interfaces and ATC for PTF Interfaces

No system impact studies associated with the use of the external ties would be initiated because such transmission service requests that would initiate such a study are not required in the New England market design; where requests for transmission service in advance of physical flow is not required and transmission service is issued based on the amount of energy that actually flows during the hour.

- Release and posting of unused capacity (Order No. 890 at P 389)

Since there is no requirement to purchase transmission service over the PTF in advance of physical Real-Time flow of energy, all transfer capability is available to the market until Real-Time scheduling occurs; hence, the ISO does not release and post non-firm service over the PTF.

- Posting of denial of service (Order No. 890 at PP 376, 377, 413, 416)

Since the New England market design does not include the requests for transmission service over the PTF in advance of physical flow and all economic transactions that can flow across the external interface will be scheduled and transmission service will be issued based on those values; hence, there is no 'denial' of such requests to record or post.

- Metrics related to affiliate versus non-affiliate requests (Order No. 890 at P 413)

Since the New England market design does not include the requests for transmission service over the PTF in advance of physical flow, there are no affiliate or non-affiliate requests for which metrics can be reported. In addition, the ISO has neither affiliated network resources nor affiliated transmission customers.

- Elimination of cap on reassignment of point-to-point service (Order No. 890 at P 85, 808, 815, 816)

Since the New England market design does not include the requests for transmission service over the PTF in advance of physical flow and all economic transactions that can flow across the external interface will be scheduled and transmission service will be issued based on those values, reassignment (or resales) are not required over the PTF. As such, a cap on reassignment of point-to-point service is also not required.

- Aspects of FERC Order relating to reservation priorities (Order No. 890 at PP 1401, 1403, 1404, 1407, 1418, 1419, 1422, 1431)

Since the New England market design does not include the requests for transmission service over the PTF in advance of physical flow, the FERC defined processing of transmission requests based on the priority of those reservations is not relevant to the New England market design or the utilization of the PTF.

- Additional posting of transmission curtailments (Order No. 890 at P 1627)

While energy scheduled at the beginning of an hour is subject to in-hour curtailment, and will be posted on OASIS as such if an in-hour curtailment of flow occurs, this is a fundamentally different curtailment than those addressed in Order No. 890. This curtailment posted by the ISO is not against a transmission service reservation that was purchased in advance of the energy flowing in Real-Time; the posted curtailment merely indicates that an event occurred on the bulk electric system in-hour, after energy was scheduled to flow for that given hour which reduced the interface capability.

**ISO New England Calculation of TTC for External Interfaces
and ATC for PTF Interfaces**

Appendix A

Listing of PTF POR/POD Paths

Imports

Common Interface Name	POR	POD
New Brunswick	ME ISNE INT	ISNE PTF
NY Northern AC	NY NE BORDER	ISNE PTF
Phase II	HQ_PHI_OR_II	ISNE PTF
Highgate	VTHVDCBORDER	ISNE PTF
Cross Sound Cable	LI CT CSC	ISNE PTF
1385 Cable	1385 CABLE	ISNE PTF

Exports

Common Interface Name	POR	POD
NY Northern AC	ISNE PTF	NY NE BORDER
New Brunswick	ISNE PTF	ME ISNE INT
Phase II	ISNE PTF	HQ_PHI_OR_II
Highgate	ISNE PTF	VTHVDCBORDER
Cross Sound Cable	ISNE PTF	LI CT CSC
1385 Cable	ISNE PTF	1385 CABLE

Wheel-Through

A wheel through energy transaction may be submitted from-to any combination of the POR-PODs identified above.

Appendix B

Current TRM Values for MTF and OTF Ties

The ISO, acting as a Transmission Planner and Transmission Operator, is responsible for calculating the TRM on the MTF and OTF interfaces. The TRM on those interfaces represents the TTC that cannot be used for the reservation of firm transmission service because of uncertainties in system operation. These calculated TRM values shall not be applied to non-firm transmission service. The values calculated for TRM for the MTF and OTF interfaces may be utilized for all timeframes for which firm transmission service is offered.

1. Cross Sound Cable Interface

This is a single DC tie between New York and New England on which all firm service has been sold through an open season offering and a subsequent auction. As such, the ISO does calculate a TRM on this interface and the value is designated as zero.

CSC Import TRM (i.e., NY to NE) = 0 MW

CSC Export TRM (i.e., NE to NY) = 0 MW

2. MEPCO / New England PTF Interface

The Import TRM is directly related to the amount of flow that can be imported on the New Brunswick interface and is capable of wheeling through the MEPCO system.

The Export is established based on the methodology to account for operational uncertainties as described in the body of this document.

MEPCO / PTF Import TRM (i.e., MEPCO to PTF) = TTC MW – 700 MW

MEPCO / PTF Export TRM (i.e., PTF to MEPCO) = TTC MW * 10%

3. MEPCO+NRI / New Brunswick Interface

The release of the Northeast Reliability Interconnect (“NRI”) for commercial operation results in the increase of transfer capability from New Brunswick to New England and from New England (“NE”) to New Brunswick (“NB”), as indicated in subsections (i) and (ii) below; however, due to certain limitations discussed in (iii), this increase in transfer capability is not being utilized at this time:

- (i) **NB to NE Transfer Capability:** 1000 MW, which equals the maximum reliable transfer capability assuming all transmission facilities in Maine and New Brunswick are in-service and is independent of generation dispatch;
- (ii) **NE to NB Transfer Capability:**
 - **NE to NB TTC that is independent of generation dispatch:** 300MW, which is the maximum reliable transfer capability assuming all transmission facilities in Maine and New Brunswick are in-service and independent of generation dispatch.
 - **NE to NB TTC that is dependent on generation dispatch:** 550MW, which is the maximum reliable transfer capability assuming all

ISO New England Calculation of TTC for External Interfaces and ATC for PTF Interfaces

transmission facilities in Maine and New Brunswick are in-service and that sufficient generation resources in the Bangor area are on-line.

(iii) Interim NE / NB Transfer Capability and MEPCO TRM

At the present time, pending resolution of all matters in FERC Docket No. ER07-1289 or the development of an alternative mechanism, the transfer capability of the NE/NB external interface (i.e., over the dual MEPCO/NRI interconnection) is limited to the same transfer capability that was in place prior to the NRI becoming commercial and that which can be supported by MEPCO advance transmission service, which is up to a maximum of 700 MW from NB to NE, and 280 MW from NE to NB.

Because the increase in the maximum reliable transfer capability across the NE/NB external interface that results from the addition of the NRI, under an all-lines-in condition and independent of generation dispatch (i.e., 300 MW for NE to NB and 1000 MW for NB to NE) exceeds the associated “administrative restriction” on the MEPCO/NRI interconnection (i.e., up to a maximum of 700 MW from North to South and 280 MW from South to North) the MEPCO/New Brunswick interface TRM values will be set to 0 MW.

MEPCO/NB Import TRM (i.e., NB to MEPCO) = 0 MW

MEPCO/NB Export TRM (i.e., MEPCO to NB) = 0 MW

4. Phase II Interface

The Phase II Import TRM is directly related to the operational import limit on the Phase II tie due to this interface being the largest contingency in the NYISO, PJM and New England regions. This import limit can be enforced on New England by New York or PJM at any time. The Phase II Import TRM is established such that firm transmission service is not sold above this operational limit.

The Phase II Export TRM is established based on the methodology to account for operational uncertainties as described in the body of this document.

Phase II Import TRM (i.e., HQ to NE) = TTC MW – 1200 MW

Phase II Export TRM (i.e., NE to HQ) = TTC MW – 700 MW