

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

R-3669-2008

Phase 2

HYDRO-QUÉBEC
Demanderesse

et

Intervenants

COMPENDIUM DE LA PREUVE ET DES AUTORITÉS

THÈME 2

**UNIFORMITÉ ET TRANSPARENCE POUR LE CALCUL
DE LA CAPACITÉ DE TRANSFERT DISPONIBLE**

(VOLUME 1 DE 2)

LISTE DES DOCUMENTS PERTINENTS

DESCRIPTION	Onglet
Extraits des ordonnances 890 de la FERC	
Ordonnance 890, p. 126-147, 538, 543-548	1
Ordonnance 890-A, p. 22-30	2
Ordonnance 890-B, p. 5-12	3
Ordonnance 890-C, p. 2-7	4
Preuve du Transporteur	
Articles 2.2, 13.2, 13.6, 36.3, Appendice C TC actuels	5
Articles 15.4, 16.2, 36.3, 44.1, Appendice C-1 TC	6
Pièce HQT-1, doc. 1 (B-129), Mise à jour de la proposition de modifications aux <i>Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec</i> à la suite de l'Ordonnance 890 de la FERC, p. 5, 11-12	7
Pièce HQT-2, doc. 1 (B-73), fiche relative à l'Appendice C TC	8
Pièce HQT-2, doc. 2 (B-129), fiches révisées relatives à l'article 15.4 et l'Appendice C-1 TC	9
Pièce HQT-8, doc. 5 (B-132), Réponse du Transporteur à la DDR numéro 1 de NLH, p. 5-12	10
Pièce HQT-8, doc. 6 (B-132), Réponse du Transporteur à la DDR numéro 1 de RNCREQ/UC, p. 33-44	11
Pièce HQT-27, doc. 1 (B-129), HQT Point	12
Pièce HQT-28, doc. 1 (B-129), Rapport d'expertise de Philip Q. Hanser	13
Pièce HQT-29, doc. 1 (B-134), Réponse du Transporteur à la DDR numéro 4 de la Régie, p. 13-15	14
Pièce HQT-29, doc. 2 (B-138), Réponse du Transporteur à la DDR numéro 3 de l'ACEF, p. 22-23	15
Pièce HQT-29, doc. 3 (B-151), Réponse du Transporteur à la DDR d'EBM, p. 52-54	16
Pièce HQT-29, doc. 3.2 (B-134), OATT Attachment C Filings by a Sample of Transmission Providers in the United States (answer R34.1)	17

DESCRIPTION	Onglet
Pièce HQT-29, doc. 5.1 (B-134), Réponses à la DDR de NLH sur l'expertise de Philip Q. Hanser	18
Pièce HQT-29, doc. 6 (B-138), Réponse du Transporteur à la DDR numéro 3 de RNCREQ/UC, p. 34-45	19
Pièce HQT-29, doc. 7 (B-134), Réponse du Transporteur à la DDR de SÉ-AQLPA, p.5-8	20
Pièce HQT-31, doc. 1 (B-157), Présentation du Transporteur, Thème 2 : Calcul de l'ATC – Sommaire des éléments principaux	21
Pièce HQT-32, doc. 1 (B-158), Présentation de Philip Q. Hanser, Theme 2 : ATC Coordination	22
Pièce HQT-41, doc. 13 (B-199), Réponse du Transporteur à l'engagement 19 (demandée par la Régie)	23
Preuve des Intervenants	
Pièce C-3-58, Rapport Raphals, 23 septembre 2010, p. 72-87	24
Pièce C-4-21, Preuve de l'ACEF, 10 juin 2009, p. 3-4, 6-7	25
Pièce C-6-29, Mémoire d'EBM, 10 juin 2009, p. 10	26
Pièce C-6-33, Réponses d'EBM à la DDR numéro 1 de la Régie, p. 14-16	27
Pièce C-6-56, Rapport Roach, 28 septembre 2010	28
Pièces C-6-109 et C-6-110, Réponses d'EBM aux engagements 1 à 14	29
Pièce C-10-47, Rapport Deslauriers et Fontaine, 23 septembre 2010, p. 8-9, 11-34	30
Pièce C-10-56, Précision au Rapport Deslauriers et Fontaine, 26 avril 2011	31
Pièce C-11-26, Complément de preuve de l'UMQ, 23 septembre 2010, p. 19-22	32
Pièce C-13-13, Réponse de NLH à la DDR numéro 1 de la Régie, p. 1-3	33
Pièce C-13-24, Rapport Sinclair, 23 septembre 2010, p. 7-12, 35-40	34
Pièce C-13-44, Présentation de Robert Sinclair, p. 12-47	35
Extraits des notes sténographiques	
Extraits du témoignage du panel de témoins du Transporteur, N.S., vol. 1, 18 octobre 2010, p. 1-5, 114-185, 210-233	36

DESCRIPTION	Onglet
Extraits du témoignage du panel de témoins du Transporteur, N.S., vol. 2, 19 octobre 2010, p. 1-53, 66-105	37
Extraits du témoignage de Sylvain Clermont, N.S., vol. 6, 26 octobre 2010, p. 1-5, 110-125	38
Extraits du témoignage de Sylvain Clermont, N.S., vol. 7, 27 octobre 2010, p. 1-5, 90-105	39
Extraits du témoignage du panel de témoins du Transporteur, N.S., vol. 10, 9 février 2011, p. 1-5, 202-217	40
Extraits du témoignage du panel de témoins du Transporteur, N.S., vol. 11, 10 février 2011, p. 1-5, 34-45, 126-193, 202-221	41
Extraits du témoignage du panel de témoins du Transporteur, N.S., vol. 12, 11 février 2011, p. 1-5, 54-137	42
Extraits du témoignage de Richard Dagenais, N.S., vol. 13, 14 février 2011, p. 1-5, 98-109	43
Extraits du témoignage du panel de témoins de SÉ-AQLPA et du témoignage de Louis-Renault Rozéfort, N.S., vol. 14, 15 février 2011, p. 1-5, 94-149, 186-201	44
Extraits du témoignage de Philip Raphals, N.S., vol. 15, 16 février 2011, p. 1-5, 98-117	45
Extraits du témoignage de Philip Raphals, N.S., vol. 16, 17 février 2011, p. 1-5, 82-129, 142-153	46
Extraits du témoignage du panel de témoins d'EBM, N.S., vol. 20, 19 avril 2011, p. 1-5, 42-73	47
Extraits du témoignage du panel de témoins d'EBM, N.S., vol. 22, 21 avril 2011, p. 1-5, 150-161, 170-221, 234-285	48
Extraits du témoignage du panel de témoins de NLH, N.S., vol. 23, 2 mai 2011, p. 1-5, 38-77, 170-181, 190-233	49
Extraits du témoignage du panel de témoins de NLH, N.S., vol. 24, 3 mai 2011, p. 1-5, 22-33, 46-77	50
Extraits du témoignage du panel de témoins de NLH, N.S., vol. 25, 4 mai 2011, p. 1-5, 14-33, 46-61	51
Extraits du témoignage du panel de témoins d'EBM, N.S., vol. 27, 9 mai 2011, p. 1-53	52

DESCRIPTION	Onglet
Autorités et législation	
Ordonnance 889, <i>Open Access Same-Time Information System (formerly Real-Time Information Networks) and Standards of Conducts</i> , 18 C.F.R. Part 37, 24 avril 1996, Docket #RM95-9-000, p. xvi	53
Ordonnance 889-A, <i>Open Access Same-Time Information System and Standards of Conducts</i> , 18 C.F.R. Part 37, 4 mars 1997, Docket #RM95-9-0001, p. 42-45	54
<i>Décision concernant la demande révisée relative à la modification des tarifs de transport d'électricité</i> , Décision D-2002-095, 30 avril 2002, p. 307-314	55
<i>Décision sur la Phase 2 : répartition du coût de service, tarifs et conditions de service</i> , Décision D-2006-066, 18 avril 2006, p. 43-46	56
<i>Décision sur la Phase 2 : répartition du coût de service, tarifs et conditions de service</i> , Décision D-2006-085, 18 mai 2006	57
<i>Décision sur les sujets à débattre et les demandes d'intervention</i> , Décision D-2008-116, 11 septembre 2008	58
<i>Newfoundland and Labrador Hydro – Décision interlocutoire</i> , Décision D-2008-136, 23 octobre 2008	59
<i>Complaint by TransCanada Energy Ltd. Regarding the Service Agreement with British Columbia Transmission Corporation for Long Term Firm Point-to-Point Transmission Service</i> , BCUC, 10 septembre 2009, commissaires Rhodes, O'Hara et Vivian	60
<i>Newfoundland and Labrador Hydro c. Hydro-Québec</i> , Décision D-2010-053, 11 mai 2010, p. 63-70	61
<i>Newfoundland and Labrador Hydro c. Hydro-Québec</i> , Décision D-2011-040, 6 avril 2011, p. 41-42	62
<i>Énergie Brookfield Marketing Inc. c. Hydro-Québec</i> , Décision D-2010-160, 20 décembre 2010	63
Chapitre 18 CFR 37 des règlements de la FERC, article 37.6(b)(1)i)	64
Décret 1277-2001, 2001 G.O. II. p. 7705-7725	65
<i>Loi sur Hydro-Québec</i> , L.R.Q., c. H-5	66
<i>Loi sur la Régie de l'énergie</i> , L.R.Q., c. R-6.01	67

Montréal, ce 28 juin 2011

Norton Rose OR SENCRL 851

NORTON ROSE OR, S.E.N.C.R.L., S.R.L.

Procureurs d'Hydro-Québec, dans ses
activités de transport d'électricité

Me Éric Dunberry

Me Marie-Christine Hivon

Me Catherine Martel

Bureau 2500

1, Place Ville-Marie

Montréal (Québec) H3B 1R1

Tél. : (514) 847-4492 (E.D.)

Tél. : (514) 847-4805 (M-C.H.)

Tél. : (514) 847-4987 (C.M.)

Télec. : (514) 286-5474

eric.dunberry@nortonrose.com

marie-christine.hivon@nortonrose.com

catherine.martel@nortonrose.com

HYDRO-QUÉBEC, dans ses activités de
transport d'électricité

Me F. Jean Morel

75, boulevard René-Lévesque Ouest

4^e étage

Montréal (Québec) H2Z 1A4

Tél. : (514) 289-2068

Télec. : (514) 289-3719

morel.jean@hydro.qc.ca

**ORDONNANCE N° 890
DE LA
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION**

the NOPR proposal to amend our regulations to make clear that an applicant in an FPA section 211A proceeding against a non-public utility that has submitted an acceptable safe harbor tariff shall have the burden of proof to show why service under the safe harbor tariff is not sufficient and why an FPA section 211A order should be granted.¹³² Further, as we indicate below, we restate our expectation that unregulated transmission providers will participate in the open and transparent regional planning processes ordered below and note that, if there are complaints about such participation or the lack thereof, we will address them on a case-by-case basis.

V. Reforms of the OATT

A. Consistency and Transparency of ATC Calculations

193. In the NOPR, the Commission proposed to take action under FPA section 206 to remedy undue discrimination in the provision of transmission service. The Commission recognized that while Order Nos. 888 and 889 require transmission providers to offer and post any available transfer capability (ATC) on their OASIS, and file the methodology they use to calculate ATC as Attachment C to their OATTs, the industry has not developed a consistent methodology for evaluating ATC nor have transmission providers adequately made their ATC calculation methodology transparent. This inconsistency and lack of transparency creates the potential for undue discrimination in the provision of open access transmission service.

¹³² See revised 18 CFR 35.28(e)(1)(ii).

194. In the NOPR, the Commission proposed to address this potential for undue discrimination by requiring industry-wide consistency and transparency of all components of the ATC calculation methodology and certain definitions, data, and modeling assumptions. The Commission proposed to provide guidance regarding aspects of ATC calculations that should be more consistent and proposed to direct public utilities, working through NERC¹³³ and NAESB, to revise reliability standards and business practices that are relevant to ATC calculations. The Commission also proposed to require increased detail in Attachment C of each transmission provider's OATT and proposed amending the OASIS regulations to require increased transparency. Although commenters challenged aspects of this proposed remedy, no commenters challenged the underlying finding that ATC reform is necessary to remedy undue discrimination in the provision of transmission service.

195. The Commission also indicated that the lack of consistent, industry-wide ATC calculation standards poses a threat to the reliable operation of the bulk-power system, particularly because a transmission provider may not know of its neighbors' system conditions affecting its own ATC values. As a result of this reliability impact, the Commission observed that the proposed ATC reforms are also supported by FPA section 215(d)(5), through which the Commission has the authority to direct the ERO to submit a

¹³³ All references to NERC in the context of developing reliability standards are to NERC as the Electric Reliability Organization (ERO).

reliability standard that the Commission considers appropriate to implement FPA section 215.

196. In light of these concerns, we direct public utilities, working through NERC reliability standards and NAESB business practices development processes, to produce workable solutions to complex and contentious issues surrounding improving the consistency and transparency of ATC calculations. We are directing our guidance to public utilities and require that they implement our direction by working with NERC to develop reliability standards that accomplish the ATC reforms required in this rulemaking. We will coordinate our directives here with the ATC-related reliability standards that are pending in Docket No. RM06-16-000.¹³⁴ The specifics of our findings with respect to ATC reform are discussed below.

1. Consistency

197. In order to address the potential for remaining undue discrimination in the determination of ATC, the Commission proposed to require industry-wide consistency of certain definitions, data, and modeling assumptions of the ATC calculation.

¹³⁴ We note that many of the ATC-related reliability standards filed in Docket No. RM06-16-000 were not addressed by the NOPR in that proceeding, pending the submittal of additional information. See Mandatory Reliability Standards for the Bulk-Power System, 71 FR 64770 (Nov. 3, 2006), FERC Stats. & Regs. ¶ 32,608 at Appendix A (2006) (Reliability Standards NOPR).

a. Necessary Degree of Consistency

NOPR Proposal

198. In the NOPR, the Commission recognized that transmission providers use several basic types of ATC calculation methodologies (with various permutations), and did not propose to require a single ATC calculation methodology to be applied by all transmission providers. However, the Commission proposed to achieve greater consistency in ATC calculations by directing the development of consistent definitions of the ATC components,¹³⁵ as well as consistent data inputs, modeling assumptions, and data exchange and coordination protocols. The Commission also required each transmission provider using an Available Flowgate Capacity (AFC) methodology to explain its definition of AFC, its calculation methodology and assumptions, and its process for converting AFC into ATC.

Comments

199. While the majority of commenters¹³⁶ support the NOPR's proposal to increase consistency in the calculation of ATC, several caution the Commission to allow

¹³⁵ The ATC components are total transfer capability (TTC), existing transmission commitments (ETC), capacity benefit margin (CBM), and transmission reserve margin (TRM).

¹³⁶ E.g., Alcoa, Alliance, Ameren, Arkansas Commission, Arkansas Municipal, AWEA, Duke, E.ON, EEI, ELCON, EPSA, Exelon, LDWP, MidAmerican, NRECA, NPPD, NERC, Occidental, Powerex, PJM, PPL, Progress Energy, Project for Sustainable FERC Energy Policy, Santee Cooper, Southern, Suez Energy NA, SPP, TAPS, TVA, TDU Systems, TransServ, Tacoma, TANC, WECC, WestConnect, and Xcel.

flexibility¹³⁷ in order to capture differences in system operations,¹³⁸ usage, market operations,¹³⁹ and topology. Many assert that industry-wide standardization of the ATC calculation might not be possible and suggest that the Commission consider interconnection-wide,¹⁴⁰ regional,¹⁴¹ or even sub-regional standardization. NARUC urges the Commission to facilitate state commission participation in efforts to reform ATC methodologies and calculations on a regional or sub-regional basis. Conversely, several commenters suggest that, if the Commission considers allowing use of different ATC calculations, it must impose a heavy burden on any entity seeking to justify a departure from the interconnection-wide or regional ATC standard.¹⁴²

200. Constellation proposes that the Final Rule establish a rebuttable presumption that the basic ATC calculation formula¹⁴³ set forth in NERC's current ATC definition be

¹³⁷ E.g., Allegheny, Entergy, Indianapolis Power, North Carolina Agencies, and NARUC.

¹³⁸ E.g., Bonneville, Northwest IOUs, and NorthWestern.

¹³⁹ E.g., CAISO.

¹⁴⁰ E.g., Ameren and Tacoma.

¹⁴¹ E.g., APPA, Barrick Reply, Duke, EEL, Imperial, International Transmission, LDWP, NARUC, Nevada Companies, New York Commission, NRECA, MidAmerican, Occidental Reply, Pinnacle, PNM-TNMP, Public Power Council, CREPC, Salt River, Seattle, South Carolina E&G Reply, SPP Reply, Utah Municipals, and WPS Companies Reply.

¹⁴² E.g., TDU Systems and East Texas Cooperatives Reply.

¹⁴³ E.g., $ATC = TTC - (ETC + CBM + TRM)$.

identical within a region and that each element of the calculation have the same meaning for all transmission providers. Williams requests on reply that the Commission establish an industry-wide standard for the calculation of ATC and emphasizes that a consistent and transparent approach to evaluating ATC and ATC/AFC modeling assumptions is a prerequisite to the elimination of the broad discretion afforded transmission providers and, with it, the subtle discrimination practiced against customers.

201. Southern suggests that the basic ATC calculation should be defined for both firm and non-firm ATC calculations and also proposes that the following basic formulas be used: $ATC (firm) = TTC - Firm Commitments \text{ or } ETC - TRM - CBM$; and $ATC (non-firm) = TTC - Firm \text{ and } Nonfirm Commitments + Postbacks \text{ of } Redirected \text{ and } Unscheduled Service - TRM - CBM$. In addition, TDU Systems requests that the Commission require standardization of methods for calculating AFC and require NERC to create a formal definition of AFC.

202. PNM-TNMP and Bonneville express concerns with imposing an industry-wide standardized ATC methodology, arguing that there are too many variables in the way systems are operated. In its reply comments, PNM-TNMP adds that NERC's ATC calculation method should take into consideration the need for regional variation, and focus on consistency in definitions and data inputs. WestConnect participants caution that the replacement of the contract path ATC approach used in the Western Electricity Coordinating Council (WECC) with a flowgate methodology could seriously disrupt transmission service in the Western Interconnection.

203. PGP states that, although regional and sub-regional consistency is a good idea, there is no need for the Commission to require “consistent” ATC methodologies; rather, the emphasis should be on transparency of the methodologies, inputs, calculations and outputs. Other commenters agree that the Commission should not require overall standardization of ATC calculations, but instead permit regional differences with respect to certain aspects of the calculation of ATC.¹⁴⁴ EEI argues that standardization of ATC methodologies would require transmission systems to adopt a “lowest common denominator” standard in order to ensure that system reliability is not compromised, which would result in a reduction in ATC. EEI suggests that the Commission should direct NERC to develop ATC calculation standards that incorporate regional variations in order to maximize confidence in standards and system use, and maintain reliability. In its reply comments, Exelon disagrees with EEI and states that there are no regional differences within the individual interconnections that would justify differences in the application of ATC calculations.

204. Exelon states that ATC definitions must be consistent so that the various ATC components such as TRM have the identical meaning for all industry participants. In addition, Exelon argues that each ATC component (ETC, TRM, and CBM) must be used in the same manner for all purposes (e.g., granting transmission service to third parties or for the transmission provider’s own network load).

¹⁴⁴ E.g., EEI Reply, NARUC Reply, and Powerex Reply.

205. At the October 12 Technical Conference, NERC recognized that the goal of achieving consistency may not mean that a single ATC methodology is required.¹⁴⁵ NERC explained that consistency can be achieved with a limited number of methodologies if the requirements of those methodologies are properly coordinated and communicated. NERC stated that the Standard Drafting Team modifying the modeling, data, and analysis (MOD) standards¹⁴⁶ relevant to ATC is developing a standard applicable to three ATC calculation methodologies: the rated system path methodology (contract path), the network response methodology (network ATC), and the network response flowgate methodology (network AFC). NERC and the other panelists agreed that the two network methodologies are very similar in technique. NERC argued that the ultimate goal of ATC-related reforms should be to standardize definitions. The entire panel agreed that definitions must be consistent and a panelist representing Constellation asserted that broad differences in the core definitions of the ATC calculation are neither rational nor explainable.¹⁴⁷

206. New Mexico Attorney General recommends that the Commission allow a utility to waive the requirement to make certain elements of ATC more consistent if the utility can

¹⁴⁵ Transcript of October 12 Technical Conference at 125-150.

¹⁴⁶ MOD standards refers to Modeling, Data, and Analysis Reliability Standards.

¹⁴⁷ Transcript of October 12 Technical Conference at 149-150.

show that it is making adequate progress towards developing consistent and transparent ATC calculations at the sub-regional level.

Commission Determination

207. The Commission adopts the NOPR proposal to require industry-wide consistency of all ATC components and certain definitions, data, and modeling assumptions. The Commission also will require each transmission provider to include in Attachment C to its OATT detailed descriptions for calculating both firm and non-firm ATC, consistent with the requirements of this Final Rule. The purpose of increasing the consistency and transparency of ATC calculations is to reduce the potential for undue discrimination in the provision of transmission service, specifically by reducing the opportunity for transmission providers to exercise excessive discretion. We find that the amount of discretion in the existing ATC calculation methodologies gives transmission providers the ability and opportunity to unduly discriminate against third parties. In order to minimize this discretion, the Final Rule requires that all ATC components (i.e., TTC, ETC, CBM, and TRM) and certain data inputs, data exchange, and assumptions be consistent and that the number of industry-wide ATC calculation formulas be few in number, transparent and produce equivalent results. The Commission finds that these reforms will facilitate development of a more coherent and uniform determination of ATC.

208. We reject requests to establish a single methodology for calculating ATC, however, for several reasons. It is not our intent to require transmission providers to

incur the expense of developing and adopting a new one-size-fits-all software package to calculate ATC. We also see little benefit in requiring a "lowest common denominator" ATC calculator. While a uniform methodology may result in all transmission providers calculating ATC in an identical manner, it would also likely lead to software implementation costs in excess of the resulting benefits. More importantly, we find that the potential for discrimination does not lie primarily in the choice of an ATC calculation methodology, but rather in the consistent application of its components.

209. All ATC calculation methodologies derive ATC by modeling the system to establish TTC, expressed in terms of contract paths or flowgates, and reducing that figure by existing transmission commitments (i.e., ETC), a margin that recognizes uncertainties with transfer capability (i.e., TRM), and a margin that allows for meeting generation reliability criteria (i.e., CBM). These calculation methodologies are developed based on physical characteristics of the transmission provider's transmission system, historical modeling practices, and processes developed for collection of input data related to transmission provider's own system conditions as well as relevant data that model neighboring systems' conditions. We therefore find that it is not the methodologies for calculating ATC themselves that create the opportunity for undue discrimination.

Instead, we find that the potential for undue discrimination stems from two main sources:

- (1) variability in the calculation of the components that are used to determine ATC and
- (2) the lack of a detailed description of the ATC calculation methodology and the

underlying assumptions used by the transmission provider.¹⁴⁸ The combination of a lack of consistency of the components of the ATC calculation coupled with the lack of transparency leaves customers and regulators unable to verify ATC calculations and may allow transmission providers to calculate ATC in different ways for different customers.

210. Accordingly, we conclude that industry-wide consistency of all ATC components (TTC, ETC, CBM, and TRM) and certain data inputs and exchange, modeling assumptions, calculation frequency, and coordination of data relevant for the calculation of ATC will reduce the opportunities for the exercise of discretion that may lead to undue discrimination against unaffiliated transmission customers. The Commission understands that NERC currently is developing standards for three ATC calculation methodologies (contract or rating path ATC, network ATC, and network AFC).¹⁴⁹ If all of the ATC components and certain data inputs and assumptions are consistent, the three ATC calculation methodologies being finalized by NERC through the reliability standards

¹⁴⁸ For example, utilities A and B would agree that ATC is derived by reducing TTC by the sum of ETC, CBM and TRM, but utility A may define ETC to include set-asides for contingencies while utility B may not.

¹⁴⁹ See Transcript of October 12, 2006 Technical Conference at 125. These three methodologies are different computational processes to determine a transmission system's ATC. The first, contract path, examines TTC for every A-to-B path on the system in concert with all others, reduces ATC by path for ETC, TRM, and CBM, as appropriate, and produces ATC for each path. The second method, network ATC, uses a simulator to look not at each path, but each transmission element (line, substation, etc.), and run first contingency simulations to establish ATC on a network basis. The third method, network AFC, uses a simulator to examine critical flowgates over a wider area, then requires a second step to convert AFC values to particular path ATC values.

development process will produce predictable and sufficiently accurate, consistent, equivalent, and replicable results. It is therefore not necessary to require a single industry-wide ATC calculation methodology. The Commission instead concludes that use of the ATC calculation methodologies included in reliability standards currently being developed by NERC is acceptable.

211. As TDU Systems note, there is neither a definition of AFC in NERC's Glossary nor an existing reliability standard that discusses the AFC method. In order to achieve consistency in each component of the ATC calculation (discussed below), we direct public utilities, working through NERC, to develop an AFC definition and requirements used to identify a particular set of transmission facilities as a flowgate. However, we remind transmission providers that our regulations require the posting of ATC values associated with a particular path, not AFC values associated with a flowgate.

Transmission providers using an AFC methodology must therefore convert flowgate (AFC) values into path (ATC) values for OASIS posting. In order to have consistent posting of the ATC, TTC, CBM, and TRM values on OASIS, we direct public utilities, working through NERC, to develop in the MOD-001 standard a rule to convert AFC into ATC values to be used by transmission providers that currently use the flowgate methodology.

212. The Commission also believes that further clarification is necessary regarding the calculation algorithms for firm and non-firm ATC.¹⁵⁰ Currently, NERC has no standards for calculating non-firm ATC. We find that the same potential for discrimination exists for non-firm transmission service as for firm service and that greater uniformity in both firm and non-firm ATC calculations will substantially reduce the remaining potential for undue discrimination. Therefore, we direct public utilities, working through NERC, to modify related ATC standards by implementing the following principles for firm and non-firm ATC calculations: (1) for firm ATC calculations, the transmission provider shall account only for firm commitments; and (2) for non-firm ATC calculations, the transmission provider shall account for both firm and non-firm commitments, postbacks of redirected services, unscheduled service, and counterflows. We understand that these principles are currently followed by most transmission providers and believe they should be clearly set forth in the ATC-related reliability standards. As described below, each transmission provider's Attachment C must include a detailed formula for both firm and non-firm ATC, consistent with the modified ATC-related reliability standards.

¹⁵⁰ The NERC ATC definition does not differentiate firm and non-firm ATC from a high level generic ATC definition: "A measure of the transfer capability remaining in the physical transmission network for further commercial activity over and above already committed uses. It is defined as Total Transfer Capability less existing transmission commitments (including retail customer service), less a Capacity Benefit Margin, less a Transmission Reliability Margin." See North American Electric Reliability Corporation, Glossary of Terms Used in Reliability Standards (February 7, 2006).

213. We deny New Mexico Attorney General's request to grant waiver of the ATC consistency requirements to utilities that can show that they are making adequate progress toward developing consistent and transparent ATC calculations at the sub-regional level. While we certainly encourage regional consistency with respect to the ATC calculation methodology, we are not requiring consistency; therefore a waiver is not necessary. As discussed in more detail below, any request for waiver from these ATC calculation requirements must take place through the NERC reliability standards development process as a request for a regional difference, since the ATC requirements will be determined through the NERC reliability standards.

b. Process to Achieve Consistency

NOPR Proposal

214. In the NOPR, the Commission expressed confidence that the existing NERC and NAESB processes were well-suited to achieving greater consistency in ATC calculations. The Commission therefore proposed to require public utilities, working through NERC and NAESB, to revise the reliability standards and business practices relating to ATC, consistent with the guidance provided in the Final Rule, within 180 days after the publication of the Final Rule in the Federal Register.

Comments

215. Many commenters support the Commission's proposal directing NERC and NAESB to develop reliability standards and business practices addressing ATC.¹⁵¹ In addition, several commenters urge the Commission to be more precise in differentiating between policy and business standards, and urge the Commission to provide more guidance to NERC and/or NAESB.¹⁵² NRECA suggests that the Commission require NERC and NAESB to file the results of their processes with the Commission, give all interested parties an opportunity to comment on the proposals, and exercise its independent authority to review, and if necessary, remand the issues or proposals back to NERC and NAESB.

216. Occidental states on reply that it does not oppose NERC having a role in developing the basic requirements and standards for ATC. However, Occidental also urges the Commission to adopt a process similar to that employed in developing the Standards for Business Practices and Communication Protocols for Public Utilities,

¹⁵¹ E.g., Allegheny, APPA, Arkansas Commission, Bonneville, CAISO, Constellation, E.ON, EEI, ELCON, Entergy, Exelon, FirstEnergy, LPPC, MidAmerican, New York Commission, NERC, Northeast Utilities, Project for Sustainable FERC Energy Policy, PNM-TNMP, Santa Clara, Southern, Tacoma, TransServ, and Utah Municipals.

¹⁵² E.g., EPSA and Williams.

which were incorporated by reference into the pro forma OATT.¹⁵³ There, the Commission allowed NAESB's Wholesale Electric Quadrant to develop, with widespread industry input, business practice standards that the Commission then reviewed, adopted and required public utilities to include in their OATTs by reference.¹⁵⁴ Occidental claims that this process would ensure industry input in the development of the methodology for ATC calculations, as well as Commission review and approval of the methodology.

217. Several commenters raise concerns that six months may not be sufficient time to develop ATC-related reliability standards and business practices.¹⁵⁵ Exelon, MidAmerican and NARUC propose that the Commission grant NERC one year from the date of the Final Rule to develop the necessary reliability standards. NARUC agrees with one year, but requests flexibility to assure that the NERC and NAESB processes can be adequately completed. NERC also states that it expects the standards development process, already underway, to be finalized with standards submitted to the Commission prior to the summer of 2007. LPPC recommends that, within six months of the issuance

¹⁵³ Citing Standards for Business Practices and Communication Protocols for Pub. Utils., Order No. 676, 71 FR 26199 (May 4, 2006), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,216 (2006), order on reh'g, Order No. 676-A, 116 FERC ¶ 61,255 (2006).

¹⁵⁴ Citing id. at P 20.

¹⁵⁵ E.g., Constellation, Duke, EEI, Exelon, LPPC, MidAmerican, NARUC, Northwest IOUs, Public Power Council, CREPC, Southern, TDU Systems, and WestConnect.

of the Final Rule, NERC be required to submit a progress report addressing the status and a work plan for conclusion within the ensuing six months. NRECA proposes that the Commission closely monitor the NERC and NAESB process. Some commenters strongly oppose a flexible deadline, and urge the Commission to establish a firm deadline that must be met.¹⁵⁶

218. At the October 12 Technical Conference, NERC informed participants that a great deal of progress has been made since the proposed standards developed by the NERC Standard Committee in February 2006 were generated to address the recommendations made by the Long-Term AFC/ATC Task Force.¹⁵⁷ However, NERC indicates that a significant amount of work remains before the standard revisions are considered complete. Since NERC would like to finalize its revised standards for submittal to the Commission for the summer of 2007, NERC has established an aggressive schedule of meetings for drafting which will be coordinated with NAESB.

219. PJM outlines several guidelines it suggests the Commission should give to NERC and NAESB regarding the standards development process and recommends that Commission staff participate in the standards development process. Williams and EPSA

¹⁵⁶ E.g., Utah Municipals and Entegra.

¹⁵⁷ Citing Long-Term AFC/ATC Task Force Final Report (Revised April 14, 2005), available at <http://www.nerc.com/~filez/ltatf.html>.

likewise request that the Commission provide clear guidance to NAESB to assure efficiency and timeliness of the process.

220. Some commenters prefer engagement of a fully independent organization to develop standards and practices related to ATC.¹⁵⁸ EPSA strongly urges the Commission to require all transmission providers outside of RTO areas to contract with an independent entity to develop and/or monitor ATC calculations. Although TDU Systems agree with EPSA that vertically-integrated transmission providers that are not subject to the independent oversight of an ISO/RTO retain inherent incentives to discriminate against competitors, they contend that the benefit of independent oversight of ATC calculations must be weighed against the cost of that oversight. Alcoa suggests engaging the Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) instead of the Commission's proposal to use NERC and NAESB. APPA opposes that position. New York Commission proposes that regional reliability organizations, rather than NERC, complete this task and that the ATC calculators be closely coordinated by ISOs and RTOs.¹⁵⁹ PJM contends on reply that New York Commission's proposal for coordination of ATC between ISOs and RTOs has been fulfilled at least between PJM and its neighbors, arguing that New York Commission's proposal is unnecessary and would add a layer of bureaucracy and cost.

¹⁵⁸ E.g., Alcoa, Fayetteville, and MISO.

¹⁵⁹ If ISOs and RTOs cannot perform the coordination function, New York Commission suggests the establishment of a Transmission Oversight Center to oversee the calculation of ATC within and between ISOs and RTOs.

TAPS expresses concern with the Commission proposal to use NERC and encourages the Commission to be precise in its direction to NERC to accomplish the needed objectives.

Commission Determination

221. The Commission directs public utilities, working through NERC and NAESB, to modify the ATC-related reliability standards and business practices in accordance with specific direction provided in this Final Rule. As we explain above, the development of a more coherent and uniform determination of ATC across a region will help limit the potential for undue discrimination in the calculation of ATC. The Commission concludes that the NERC reliability standards development process and the NAESB business practices development process are the appropriate forums for developing this consistency.

222. NERC has been certified as the ERO and, as such, has been found to have the ability to develop reliability standards through processes with reasonable notice and opportunity for public comment. NERC's processes are open and provide due process as well as a balance of interests, while assuring independence from users and owners and operators of the bulk-power system. Moreover, NAESB has a long history of developing standard business practices for the electric industry, on which the Commission has relied in various contexts. While other entities may bring certain benefits, commenters have not demonstrated the superiority of IEEE, a regional reliability organization, or a particular RTO over NERC and NAESB. Once components of ATC are made consistent and ATC calculation methodologies are made transparent, opportunities for discretion that may

lead to undue discrimination in the calculation of ATC will be sufficiently eliminated to invalidate the need for the creation of independent entities to oversee that calculation. To the extent that, even following the adoption of these reforms, customers have complaints regarding the calculations performed by individual transmission owners, they can be addressed on a case-by-case basis.

223. With respect to a timeline for completion, the Commission concurs with NERC that a significant amount of work remains to be done on ATC-related reliability standards development. We also agree with the many commenters who state that the NOPR's proposed six-month timeline is too short for such a complex assignment.

Although NERC projects that it may be able to complete the process by the summer of 2007 (which is approximately six months from the date of the Final Rule), we believe NERC should have additional flexibility with respect to its timeline. Accordingly, we direct public utilities, working through NERC, to modify the ATC-related reliability standards within 270 days after the publication of the Final Rule in the Federal Register. We also direct public utilities to work through NAESB to develop business practices that complement NERC's new reliability standards within 360 days after the publication of the Final Rule in the Federal Register. Finally, we direct NERC and NAESB to file, within 90 days of publication of the Final Rule in the Federal Register,

a joint status report on standards and business practices development and a work plan for completion of this task within the timeframe established above.¹⁶⁰

c. Applicability to ISOs, RTOs, and Non-Public Utility Transmission Providers

NOPR Proposal

224. The Commission did not specifically address the application of the ATC-related reforms proposed in the NOPR to ISOs and RTOs or non-public utility transmission providers.

Comments

225. ISOs and RTOs believe that the Commission should not require wholesale revisions of RTO and ISO tariffs, even on such issues as ATC standards.¹⁶¹ They caution that many regional grid operators' tariffs contain nonconforming provisions that were the product of extensive debate, litigation and settlements. In addition, some commenters point out that concern about ATC calculations is a non-issue in many ISO/RTO regions because transmission services in those regions are not based on physical transmission reservations.¹⁶²

¹⁶⁰ NAESB's work plan for developing business practices related to other reforms adopted in this Final Rule should be filed separately, as requested in Section IV.C.1.

¹⁶¹ E.g., PJM and MISO Transmission Owners, SPP Reply.

¹⁶² E.g., ISO/RTO Council, ISO New England, and Pennsylvania Commission.

226. MISO argues that AFC calculation methodologies should be established via the RTO stakeholder process, not NERC. In its reply comments, Exelon expresses disagreement with MISO and states that there must be one standard for ATC calculations, not several methods based on the desires of different sets of stakeholders. Several commenters also believe that ISOs/RTOs should not be exempt from the requirements for consistent and transparent ATC calculations.¹⁶³

227. EEI asks the Commission to require all municipal and other non-public utility transmission providers to adhere to any requirement for consistent and transparent ATC/AFC calculation. In its view, applying the ATC-related reforms to these nonjurisdictional entities would recognize the interconnected nature of the transmission grid. EEI argues that greater transparency and consistency in the provision of transmission service would be frustrated if all transmission providers do not have to comply. Other commenters reply that EEI's concerns are unfounded and describe an example in the WECC region, where the methodologies and practices regarding ATC calculations are developed by representatives from all affected transmission providers, utilities, and market participants, including nonjurisdictional entities.¹⁶⁴

228. LPPC contends that the NERC reliability standards related to ATC calculation will already be applicable to both public and non-public utilities. LPPC argues that NERC

¹⁶³ E.g., NRECA and TDU Systems.

¹⁶⁴ E.g., Lassen and Public Power Council.

reasonably provided without impairing reliability.⁵⁷⁴ This limitation scales back the existing planning redispatch requirement in section 13.5 of the pro forma OATT that could, in practice, allow for an open-ended obligation to provide planning redispatch in lieu of upgrading the transmission system (e.g., involving forecasts up to 30 years).

916. We discuss in detail the comparability and reliability findings that support these decisions below.

(1) Comparability

NOPR Proposal

917. In the NOPR, the Commission expressed its preliminary view that current practices for evaluating long-term firm point-to-point service may not be comparable to the manner in which transmission service is planned for bundled retail native load and may no longer be just, reasonable and not unduly discriminatory.⁵⁷⁵

⁵⁷⁴ As explained in more detail below, we adopt limitations that are tailored to the two types of customers that may request the options. First, for customers that agree to support the construction of new transmission facilities, redispatch and conditional firm point-to-point service will be available as a bridge until such time as those facilities are constructed and the relevant conditions must be specified in the initial service agreement and are not subject to change. Second, for customers that do not agree to support the construction of new facilities, the transmission provider will be able to re-evaluate the conditions under which services are provided every two years.

⁵⁷⁵ The Commission did not propose to modify the reliability redispatch provisions that exist in the network integration transmission sections of the pro forma OATT.

Commission Determination

923. We reject arguments that planning redispatch service is unnecessary to remedy undue discrimination as a collateral attack on Order No. 888. The obligation to provide planning redispatch was established in Order No. 888. The modifications proposed in the NOPR did not increase the obligation placed on transmission providers to use their generation resources to provide planning redispatch to point-to-point customers. Rather, the proposed modifications merely added specificity to the redispatch information already required in a system impact study and adjusted the timing of when the transmission provider must study planning redispatch options.⁵⁸⁴ Therefore, many of the arguments raised, including arguments pertaining to the Commission's jurisdiction over transmission provider generation resources, are impermissible collateral attacks on the current planning redispatch obligation in Order No. 888. Entergy's argument that planning redispatch should not be available to point-to-point customers because they are not similarly situated to be able to provide redispatch from their own units thus ignores the current obligation for each transmission provider to provide redispatch from the transmission provider's resources, if available, in evaluating a request for long-term point-to-point service.⁵⁸⁵

⁵⁸⁴ See pro forma OATT section 19.3.

⁵⁸⁵ See pro forma OATT section 13.5.

924. Additionally, information in the comments counters the assertion that transmission providers do not use planning redispatch or service analogous to the conditional firm option for their own loads. Entergy and Southern volunteer that they have planned for redispatch of their own resources in order to designate network resources when ATC was unavailable.⁵⁸⁶ As a caveat, Southern states that it has planned for the use of redispatch only for an interim period until upgrades could be constructed to make the transmission service from the designated resource fully firm. Entergy states that it offers planning redispatch service to network customers that plan to use their own resources to provide redispatch in real time. Contrary to EEI's assertion about the record in this proceeding, commenters, such as EPSA and AWEA, explain that some transmission providers already employ automatic devices, such as special protection systems (SPS), to take resources offline during certain system conditions. In a way that is analogous to the proposed conditional firm service, these protection schemes are used to increase native loads' firm uses of the transmission system until a contingency occurs that reduces available transmission.⁵⁸⁷ This information, taken together, provides ample evidence to

⁵⁸⁶ Entergy and Southern. EEI's comments also indicate that at least a few transmission providers do rely on redispatch in planning to serve their native loads.

⁵⁸⁷ SPS, also known as remedial action schemes, are used to varying degrees in every NERC reliability region. For example, there are about 65 SPS in the Western Interconnection. See Western Electricity Coordinating Council Operating Procedures, Index, V-1 to V-5 (revised July 2, 2002). There are 8 SPS used by Florida Power and Light in FRCC. See Florida Power and Light Control Area Readiness Audit Report, 19 (March 10-11, 2004). Two SPS are used in the Southern Subregion of SERC. Reliability
(continued)

support our finding that transmission providers currently evaluate transmission availability to serve long-term firm point-to-point transmission service requests in a manner that is not comparable with the method they use to evaluate their own transmission needs and to integrate their resources to serve bundled retail native load.

925. Furthermore, we wish to emphasize that, in making these findings in support of a conditional firm option, we are not relying on the findings to create a new service. This Final Rule retains the two services adopted in Order No. 888 – point-to-point service and network service. Conditional firm service is not a third service, but rather represents a modification to the existing procedures for granting long-term point-to-point service and the curtailment priorities for that service. The primary purpose of conditional firm is to address the “all or nothing” problem associated with the current procedures for requesting long-term point-to-point service. Currently, a request can be denied because firm service is unavailable in a very few hours of the year. For a customer who needs long-term point-to-point service to support a long-term transaction, this leaves the customer in the position of trying to cobble together a collection of shorter-term requests to effectuate its transaction, e.g., arranging firm service in the periods when it is available and non-firm service in the other periods. Such a customer also risks interruption of the non-firm portion of its service for economic reasons, e.g., a day of non-firm service for the

customer combining firm and non-firm service could be interrupted for another customer seeking one month of non-firm service. We do not believe such an approach is just and reasonable. It makes little sense to ask the customer to cobble together a collection of firm and non-firm requests when the transmission provider has better information about when the service may be available or unavailable. It is therefore appropriate to require the transmission provider to grant the service on a conditional basis, as we explain further below.

926. We are however modifying the planning redispatch obligation, and similarly limiting the conditional firm option, to better reflect the manner in which redispatch or special protections schemes are used by transmission providers, in recognition of certain legitimate reliability concerns and the inherent difficulty of long-term projections in this area. This Final Rule limits transmission providers' planning redispatch obligations by removing the current obligation to provide planning redispatch for an indefinite period as long as the redispatch is cheaper than the relevant transmission upgrades. We also limit the conditional firm option by linking it to the transmission upgrades or a biennial assessment of the conditions.

927. We find such an open-ended obligation to provide this service is not necessary to remedy undue discrimination, nor is it consistent with the need to maintain system reliability. As indicated above, transmission providers temporally limit their use of planning redispatch and curtailment of resources and there is no evidence that transmission providers use these options on a prolonged basis, e.g., for more than a few

years, without upgrading their transmission systems. Rather, over the long run, transmission providers generally will construct sufficient transmission to integrate their resources on a firm basis. This is consistent with transmission planning requirements and the emphasis placed upon transmission expansion in this Final Rule. The modifications to long-term point-to-point service we adopt are consistent and comparable to the existing use of these options by transmission providers' bundled retail native loads. Thus, the planning redispatch and conditional firm options will be available primarily as interim measures until transmission systems are upgraded to meet the transmission service request. We believe this limitation will have the added benefit of lessening disincentives to provide the service so that more planning redispatch is offered to transmission customers by transmission providers.

928. We disagree with TDU Systems' statement that conditional firm service does not ensure comparability among types of transmission service or between transmission providers and transmission customers. TDU Systems' assertion is unsupported by any explanation or examples of how the conditional firm service would degrade comparability. Nevertheless, we believe the argument is essentially a collateral attack on Order No. 888. Order No. 888, not this rulemaking, created the distinction between point-to-point transmission service and network integration service. We did so to recognize the different ways in which transmission providers typically use their system. The two services are not precisely the same, nor were they intend to be identical. Nothing in this Final Rule changes these distinctions. Indeed, we are not changing the

relative priorities applicable to firm point-to-point service, network integration service and service to bundled native load.⁵⁸⁸ These services do, and will continue to, share the same priority – the highest priority of firm service on the transmission provider's system. The only change, as it relates to the conditional firm option, is to allow the customer to elect to have its long-term firm transmission service interrupted under certain defined circumstances. This does not harm other firm customers. Indeed, it has precisely the opposite effect: it permits an interruption to maintain firm service to other customers. Moreover, we find, as indicated above, that conditional firm service is necessary to remedy undue discrimination.

929. The addition of conditional firm service therefore does not significantly alter the existing balance between the point-to-point and network service. Customers of network service retain flexibility that is not enjoyed by point-to-point customers. Moreover, conditional firm does not reduce the availability of secondary network service or the ability of network customers to temporarily undesignate network resources any more than short-term firm point-to-point service already reduces the availability of these network customer options. We therefore reject TDU Systems' arguments and find that the addition of conditional firm service is necessary to remedy undue discrimination and will otherwise increase utilization of the grid without impairing system reliability.

⁵⁸⁸ See supra section V.D.5.b.

**ORDONNANCE N° 890-A
DE LA
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION**

45. E.ON U.S. requests clarification of the requirement that AFC calculations be converted into ATC for purposes of posting. E.ON U.S. states that some RTOs, such as MISO and others, utilize AFC and do not calculate or post ATC for their systems. Due to interactions with these RTOs, E.ON U.S. now calculates AFC as well. E.ON requests that the Commission clarify that if RTOs and their member utilities are granted waivers of the requirement to calculate and post ATC, in favor of AFC, all transmission owning utilities in the region should be able to request a waiver on the same basis. E.ON claims that allowing all transmission-owning utilities within a region to calculate AFC (instead of ATC) will result in greater accuracy and consistency within the industry.

46. Although it does not challenge the Commission's decision not to require a single, industry-wide ATC calculation method, TDU Systems claims that the Commission fails to address the situation where transmission providers on a single interface choose different ATC calculation methods. TDU Systems argue that transmission providers must be required to provide consistent ATC values on either side of an interface. TDU Systems therefore request that adjacent transmission providers be required to coordinate to provide consistent ATC values across their common interfaces.

47. NorthWestern requests that the Commission clarify that the consistency requirements of Order No. 890 do not prohibit utilities from reducing transfer capability for the purchase of reliability services. According to NorthWestern, some transmission providers may have to acquire various generation-based services, such as load following and regulation service, in the marketplace in order to meet reliability criteria.

NorthWestern argues that some means should be allowed for retaining transmission at no

cost for such deliveries, even though they do not meet the strict definition of CBM, since they are made for reliability reasons and no single user of the system would otherwise reimburse the transmission provider for the associated costs.

48. EPSA and Williams request clarification that ATC and AFC calculations should be determined and posted in real-time, not just as planning information, and that the transmission provider be required to post results of its system utilization for ETC.

Williams contends that this would augment the transparency deemed critical to a coherent and uniform calculation of ATC by enabling interested stakeholders and the Commission to verify the ATC calculations performed by transmission providers.

Commission Determination

49. The Commission affirms the decision in Order No. 890 to require consistency of all ATC components and certain definitions, data inputs, data exchange and modeling assumptions. We continue to believe such consistency is necessary to reduce the potential for undue discrimination in the provision of transmission service.

50. We disagree with Southern that increasing consistency with respect to the determination of ATC is contrary to reliability. Use of the NERC reliability standards process will, as a matter of course, guard against any unintended reduction in reliability. Nevertheless, we agree that reliability standards cannot address every unique system difference or differences in risk assumptions when modeling expected flows, which necessitates leaving room for limited discretion on the part of the transmission provider. We believe that the ATC requirements in Order No. 890 allow sufficient flexibility so that utilities, working through NERC/NAESB, can develop ATC standards that continue

to provide reliability and are compatible with all other mandatory reliability standards or business practices, yet provide discretion where appropriate. If a transmission provider is faced with unique system conditions or modeling assumptions related to firm transmission service reservations³¹ that are not addressed in the ATC-related NERC reliability standards, it must make them transparent through its Attachment C filing and the OASIS posting requirements regarding ATC calculation and modeling approach, studies, models and assumptions and implement them consistently for all transmission customers.

51. We deny MidAmerican's request for clarification that AFC values do not need to be converted into ATC postings of control area-to-control area path quantities. As the Commission explained in Order No. 890, our regulations require the posting of ATC values associated with a particular path, not AFC values associated with a flowgate.³² The Commission did not amend that requirement in Order No. 890 and MidAmerican fails to justify doing so now. To the extent MidAmerican or its customers find it beneficial also to post AFC, MidAmerican is free to post both ATC and AFC values. In response to E.ON U.S., however, we clarify that transmission-owning utilities in an RTO

³¹ Transmission providers use different assumptions related to the percentage of firm reservations that are actually scheduled and flow.

³² See Order No. 890 at P 211. ATC values must be posted for control area to control area interconnections, paths for which service is denied, curtailed or interrupted for more than 24 hours in the past 12 months, and paths for which a customer requests to have ATC or TTC posted. See 18 CFR 37.6(b)(1)(i).

region can request waiver of the requirement to convert AFC calculations into ATC for posting purposes in the event the RTO has been granted such a waiver.

52. In response to TDU Systems, we clarify that adjacent transmission providers must coordinate and exchange data and assumptions to achieve consistent ATC values on either side of a single interface. This is applicable to any neighboring transmission providers no matter whether they use the same or different ATC methodologies. We note, however, that the anticipated consistency is for available capability in the same direction across an interface.

53. We clarify in response to NorthWestern that TRM may be used to accommodate the procurement of ancillary services used to provide service under the pro forma OATT. We deny as premature EPSA's and Williams' requests for clarification regarding the real-time determination and posting of ATC and AFC values, as well as posting of utilization of transmission provider's own system ETC. In Order No. 890, the Commission required an exchange of the data both for short and long-term ATC/AFC calculation that will increase the accuracy of ATC calculations.³³ The Commission also required that ATC be recalculated by all transmission providers on a consistent time interval, and in a manner that closely reflects the actual topology of the system, load forecast, interchange schedules, transmission reservations, facility ratings, and other necessary data, and that NERC/NAESB revise the related reliability standard and business practices

³³ See Order No. 890 at P 310.

accordingly.³⁴ EPSA and William should address their concerns through the NERC and NAESB processes implementing these requirements.

b. Process to Achieve Consistency

54. The Commission directed public utilities, working through NERC and NAESB, to modify the ATC-related reliability standards and business practices in accordance with specific direction provided in Order No. 890. The Commission concluded that the NERC reliability standards development process and the NAESB business standards development process are the appropriate forums for developing consistency in ATC calculations. To that end, public utilities were directed, working through NERC, to modify the ATC-related reliability standards within 270 days after the publication of Order No. 890 in the Federal Register, *i.e.*, December 10, 2007. Public utilities were also directed, working through NAESB, to develop business practices that complement NERC's new reliability standards within 360 days after the publication of Order No. 890 in the Federal Register, *i.e.*, March 10, 2008.³⁵

Requests for Rehearing and Clarification

55. Several petitioners contend that the Commission's direction to public utilities, working through NERC, to modify standards to meet specific ATC requirements is

³⁴ See *id.* at P 301.

³⁵ The Commission has since extended these compliance deadlines to May 9, 2008, and August 7, 2008, respectively. See Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service, Notice of Extension of Time, Docket Nos. RM05-17-000, *et al.* (Dec. 6, 2007).

**ORDONNANCE N° 890-B
DE LA
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION**

and that transmission providers should not be required to maintain two different and duplicative systems for meeting those requirements.

14. E.ON U.S. requests clarification that all transmission-owning utilities within an RTO region can request waiver of the requirement to convert AFC calculations into ATC for posting purposes in the event the RTO has been granted such a waiver, and not just transmission-owning utilities that are members of the RTO. E.ON U.S. states that many of its neighboring systems utilize AFC instead of ATC, requiring it to calculate AFC in order to transact with the adjacent RTO members, to alleviate seams issues with these neighboring systems, and increase transparency for across the border transactions. E.ON U.S. contends that AFC calculations are much more accurate means to determine if capacity is available on a flowgate than are ATC calculations. If the Commission declines to grant the requested clarification, E.ON U.S. seeks rehearing on the grounds that the Commission is creating new seams where they do not currently exist by requiring transmission capacity to be calculated differently on both sides of the border for such transactions.

Commission Determination

15. The Commission affirms the clarification provided in Order No. 890-A that adjacent transmission providers must coordinate and exchange data and assumptions to achieve consistent ATC values on either side of a single interface.⁷ We disagree with petitioners arguing that “consistent” ATC values should not be interpreted as identical.

⁷ See Order No. 890-A at P 52.

We recognize that factors such as timing of reservation requests, acceptances, and confirmations, and multiple interfaces between and among transmission providers, can make it difficult to achieve coincidental, identical postings of ATC values on both sides of an interface. However, as the Commission explained in Order No. 890, if all of the ATC components and certain data inputs and assumptions are consistent, the ATC calculation methodologies being finalized by NERC through the reliability standards development process should produce predictable and sufficiently accurate, consistent, equivalent, and replicable results.⁸ We therefore disagree that the directive to coordinate and exchange data and assumptions to achieve consistent ATC values on either side of an interface was newly imposed in Order No. 890-A. The Commission simply clarified that the requirement stated in Order No. 890 applies equally to calculations of ATC on either side of an interface.

16. Public utilities have already been directed to work through the NERC and NAESB processes to achieve such consistency in ATC and TTC values. In response to Duke, the Commission will address whether the resulting reliability standards and business practices adequately satisfy this consistency requirement on review of those reliability standards and business practices. We note that public utilities were recently granted an extension of time to finalize their work through the NERC and NAESB processes. In Order No. 890, the Commission directed each transmission provider to file a revised Attachment C to its OATT to incorporate any changes associated with the revised

⁸ See Order No. 890 at P 210.

reliability standards and business practices within 60 days of completion of the NERC and NAESB processes. We clarify that these revised Attachment C filings are due 60 days after the date on which the relevant reliability standards or business practices takes effect, not their submission for Commission review.

17. We grant the clarification requested by Entergy regarding the Commission's February 11, 2004 determination that Entergy's AFC methodology meets the minimum posting requirements for transmission capability set forth in Order No. 889.⁹ The Commission did not amend in Order Nos. 890 or 890-A the obligation for transmission providers to post ATC values associated with a particular path instead of AFC values associated with a flowgate.¹⁰ Prior determinations by the Commission that a particular practice satisfies that obligation, or waiving that obligation altogether, therefore remain intact.¹¹

18. We disagree with E.ON U.S. that non-member transmission-owning utilities within an RTO region are similarly situated to member transmission-owning utilities, which the Commission noted in Order No. 890-A may request waiver of the requirement to convert AFC calculations into ATC for posting purposes in the event the RTO has been granted such a waiver. RTO members that have retained control over certain

⁹ See Entergy Servs., Inc., 106 FERC ¶ 61,115 at P 50.

¹⁰ See 18 CFR 37.6(b)(1)(i); see also Order No. 890 at P 211; Order No. 890-A at P 51.

¹¹ See Order No. 890-A at P 36.

transmission facilities operate those transmission facilities in coordination with the RTO. In comparison, non-RTO members provide transmission service independently and, therefore, for purposes of ATC calculation are similar to a transmission provider outside the RTO region. Nevertheless, we reiterate that a transmission provider is free to post both ATC and AFC values if it believes such postings provide additional transparency.¹²

b. ATC Components – CBM and TRM

19. In Order No. 890-A, the Commission affirmed the decision in Order No. 890 to require public utilities, working through NERC and NAESB, to develop clear standards and business practices for how the CBM value is determined, allocated across transmission paths and flowgates, and used. The Commission also affirmed the requirement that transmission providers design their transmission charges so that the class of customers not benefiting from the CBM set-aside, i.e., point-to-point customers, does not pay a transmission charge that includes the cost of the CBM set-aside. The Commission explained that only network customers and the transmission provider on behalf of its native load may request that transmission capacity be set aside as CBM and, therefore, only those users of the system should bear its costs. The Commission also rejected requests to use CBM for reserve-sharing arrangements, reiterating that TRM is the appropriate category for reserve-sharing.

¹² See Order No. 890-A at P 51.

**ORDONNANCE N° 890-C
DE LA
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION**

coincidental, identical postings of ATC values on either side of an interface.⁷ The Commission therefore reiterated that the ATC calculation methodologies being finalized by NERC “should produce predictable and sufficiently accurate, consistent, equivalent, and replicable results.”⁸

9. The requirement, then, is not to achieve identical postings of ATC values on either side of an interface, as NorthWestern contends. The requirement is, instead, to achieve consistency in such values through the development of ATC calculation methodologies that produce sufficiently accurate, consistent, equivalent, and replicable results. In some instances, it may be possible for transmission providers under these methodologies to achieve identical ATC values on either side of an interface. In others, such as when there are differences in reservation status or when there are multiple interfaces between the transmission providers, it may not be possible or even practical to achieve identical values.

10. Since the issuance of Order No. 890-B, NERC has submitted to the Commission six proposed Reliability Standards governing the calculation of ATC. In a companion order issued today, the Commission proposes to approve these Reliability Standards as just, reasonable, not unduly discriminatory or preferential, and in the public interest.⁹

⁷ Id. P 15.

⁸ Id.

⁹ Mandatory Reliability Standards for the Calculation of Available Transfer Capability, Capacity Benefit Margins, Transmission Reliability Margins, Total Transfer Capability, and Existing Transmission Commitments and Mandatory Reliability

(continued)

The Commission will address in that proceeding whether the proposed Reliability Standards satisfy the requirements of Order No. 890, as clarified above.

B. Designation of Network Resources

11. In Order No. 890-B, the Commission among other things clarified that the requirement for a network customer and the transmission provider's merchant function to undesignate each portion of each resource used to support a sale of system power does not apply in the event the buyer and seller are located on the same transmission system and the buyer designates the system power as a network resource. The Commission explained that, when a seller's network resources are used to support an on-system sale, the buyer meets the informational requirements of section 29.2(v) of the pro forma OATT simply by identifying the seller's system as the resource. In comparison, when a buyer does not designate a system purchase as a network resource, the point-to-point transmission reservation for taking delivery of the purchase and the corresponding resource-specific undesignation by the seller provide the transmission provider with the information it needs to accurately model the effect of the transaction on its transmission system and set aside ATC accordingly.

Requests for Clarification and Rehearing

12. SCE&G argues on rehearing that the Commission has unreasonably restricted the types of system sales that can be made from network resources without undesignation.

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

conformément aux pratiques usuelles des services publics, les réductions s'appliqueront proportionnellement aux clients de charge locale, aux clients du réseau intégré et aux clients du service de transport utilisant un service de transport ferme de point à point. Toutes les réductions seront faites sur une base non discriminatoire; toutefois, le service de transport non ferme de point à point est subordonné au service de transport ferme. Quand le Transporteur établit qu'il existe une urgence de nature électrique dans son réseau de transport et met en œuvre des procédures d'urgence pour réduire le service de transport ferme, le client du service de transport doit faire les réductions requises à la demande du Transporteur. Toutefois, le Transporteur se réserve le droit de réduire, en tout ou en partie, le service de transport ferme prévu aux présentes si, à sa seule discrétion, un état d'urgence ou toute autre condition imprévisible compromet ou détériore la fiabilité de son réseau de transport. Le Transporteur avisera en temps opportun tous les clients du service de transport touchés des réductions programmées.

13.7 Classification du service de transport ferme :

- a) Le client du service de transport qui utilise un service de transport ferme de point à point peut
 - (1) changer ses points de réception et de livraison pour obtenir un service sur une base non

ses fournisseurs que ceux-ci assurent les services complémentaires requis pour la sécurité et la fiabilité de l'alimentation de la charge locale et qui sont énumérés dans l'annexe 8 des présentes.

36.2 Responsabilités du Transporteur : Le Transporteur planifie, construit, exploite et entretient son réseau de transport et il contrôle les mouvements d'énergie dans sa zone de réglage, conformément aux pratiques usuelles des services publics, afin de fournir un service de transport pour la livraison de puissance et d'énergie à partir des ressources du Distributeur, de manière à alimenter les charges des clients de charge locale à partir du réseau du Transporteur. Le Distributeur doit désigner les ressources qui sont disponibles, sous le contrôle du Transporteur, pour alimenter sa charge locale. Le Transporteur doit inclure la charge locale du Distributeur aux fins de la planification de son réseau de transport et doit, conformément aux pratiques usuelles des services publics, s'efforcer de construire, et mettre en service, une capacité de transport suffisante pour livrer les ressources du Distributeur de manière à desservir d'une façon fiable les clients de charge locale.

36.3 Service secondaire : Le Distributeur peut utiliser le réseau de transport du Transporteur pour livrer de l'énergie à ses charges à partir de ressources qui

n'ont pas été désignées en tant que ressources du Distributeur. Cette énergie sera transportée, selon la disponibilité, sans frais additionnels. Les livraisons à partir de ressources autres que les ressources désignées auront une priorité supérieure à celle de tout service de transport non ferme de point à point en vertu de la Partie II des présentes.

36.4 Pertes de transport : Des pertes de transport sont associées à tous les services de transport. Le Transporteur n'est pas obligé de fournir les pertes de transport. Le Distributeur est responsable de fournir en tout temps les pertes réelles associées au service de transport qui lui est fourni sur le réseau du Transporteur.

36.5 Restrictions relatives à l'utilisation du service : Le Distributeur ne peut utiliser le service de transport d'alimentation de la charge locale pour (i) vendre de la puissance et de l'énergie à des charges non désignées ou (ii) fournir directement ou indirectement un service de transport à un tiers. Le Distributeur doit utiliser le service de transport de point à point prévu à la Partie II des présentes pour les ventes à un tiers nécessitant l'utilisation du réseau de transport du Transporteur.

APPENDICE C

Méthodologie pour évaluer la capacité de transport disponible

1. La capacité de transport disponible (ATC) est la quantité de la capacité de transport qui n'est pas utilisée après avoir tenu compte de la marge de fiabilité du réseau et des exigences pour :
 - (a) satisfaire aux obligations du service de transport existant pour la livraison des ressources aux clients de charge locale;
 - (b) satisfaire aux obligations des contrats existants en vertu desquels le service de transport est fourni;
 - (c) satisfaire aux obligations des demandes valides existantes, acceptées ou en attente, de service de transport.
2. Les lignes directrices et les principes suivants sont suivis pour évaluer la capacité de transport disponible :
 - (a) les pratiques usuelles des services publics;
 - (b) les critères et lignes directrices du Northeast Power Coordinating Council (NPCC), du North American Electric Reliability Council (NERC) et du North American Energy Standards Board (NAESB);
 - (c) les critères et directives applicables du Transporteur. Les principes et les composantes spécifiques utilisés dans le calcul des capacités de transfert totales (TTC)

et les capacités de transport disponibles (ATC) sont décrits sur le site OASIS du Transporteur.

3. Pour évaluer la capacité de transfert totale, le Transporteur utilise lorsque requis des simulations informatiques en temps différé de son réseau de transport dans une série spécifique de conditions d'exploitation présumées. La capacité de transfert totale est la quantité de puissance qui peut être transférée sur une interconnexion en assurant qu'après un événement, les conditions globales du réseau respectent le maintien de la stabilité et les limites de tension et de capacité thermique conformément aux règles et pratiques du Transporteur et aux lignes directrices du NPCC et du NERC.

Les valeurs de capacité de transport évaluées tiennent compte essentiellement des contraintes dues aux équipements de transport. Pour les interconnexions où des groupes turbine-alternateurs doivent être isolés sur le réseau voisin, la capacité affichée (TTC et ATC) peut être supérieure à la capacité de production locale transférable sur le réseau voisin. Une entente préalable avec le Producteur, exploitant des groupes turbine-alternateurs, est requise pour chaque demande de réservation d'un service de transport par ces interconnexions et ce, à sa discrétion.

Le site OASIS du Transporteur montre les capacités (TTC et ATC) des interconnexions pour des périodes futures données. Chacune des interconnexions y est désignée comme un chemin, relié au point HQT qui représente l'ensemble des points de réception sur le réseau du Transporteur, sauf les interconnexions elles-mêmes.

Lorsqu'il a été déterminé que la capacité de transport suffisante peut ne pas exister pour accepter une demande de service de

transport, le client admissible peut demander une étude d'impact sur le réseau.

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

Transporteur réagira en réalisant une étude d'impact sur le réseau.

15.3 Abrogé

15.4 Obligation de fournir un service de transport exigeant l'expansion ou la modification du réseau de transport, une nouvelle répartition ou une réduction conditionnelle :

(a). Si le Transporteur établit qu'il ne peut pas répondre favorablement à une demande complète visant un service de transport de point à point à cause de l'insuffisance de capacité sur son réseau de transport, le Transporteur agira avec diligence pour étendre ou modifier son réseau de transport afin de fournir le service de transport réclamé, à condition que le client du service de transport accepte de payer les coûts s'y rapportant au Transporteur, conformément aux conditions de l'article 27. Le Transporteur se conformera aux pratiques usuelles des services publics pour décider de la nécessité d'ajouts au réseau et en ce qui concerne la conception et la construction de ces installations. L'obligation vise seulement les installations que le Transporteur est en droit d'étendre ou de modifier

(b). Si le Transporteur établit qu'il ne peut pas répondre favorablement à une demande complète

visant un service de transport ferme à long terme
de point à point à cause de l'insuffisance de
capacité sur son réseau de transport, suite à une
demande écrite du client du service de transport,
il agira avec diligence dès réception d'une
demande écrite du client du service de transport
pour déterminer si une nouvelle répartition des
ressources situées dans la zone de réglage du
Transporteur est réalisable tenant compte des
conditions énoncées ci-après et, dans les cas qui
le permettent, pour assurer une nouvelle
répartition à partir des de ces ressources situées
dans la zone de réglage du Transporteur, jusqu'à
ce (i) que les ajouts au réseau soient terminés
pour le client du service de transport, (ii) qu'il
établisse à l'aide d'une réévaluation biennale
qu'il ne peut plus assurer une nouvelle
répartition en toute fiabilité ou (iii) que le
client du service de transport mette fin au
service parce que la réévaluation a entraîné des
changements dans la nouvelle répartition. Dans les
cas qui permettent une nouvelle répartition, le
Transporteur ne peut refuser déraisonnablement
d'effectuer lui-même une nouvelle répartition ou
de permettre au que le client du service de
transport de prendre des dispositions pour
qu'une nouvelle répartition soit effectuée à

partir des ressources d'un tiers. Le Transporteur n'est tenu d'effectuer une nouvelle répartition qu'aux conditions suivantes : (i) les ressources sont disponibles à cette fin pour la durée du service demandé; (ii) le client a obtenu le consentement du propriétaire de la (les) ressource(s) en cause; (iii) le Transporteur a déterminé que la nouvelle répartition est techniquement faisable et n'est pas susceptible de compromettre la fiabilité et la stabilité du réseau; (iv) sauf dans les cas prévus à l'article 19.7, la répartition permet de fournir la totalité du service demandé sans effectuer d'ajouts au réseau; et (v) le client accepte de dédommager le Transporteur conformément à l'article 27.

- (c). Si le Transporteur établit qu'il ne peut pas répondre favorablement à une demande complète visant un service de transport ferme à long terme de point à point à cause de l'insuffisance de capacité sur son réseau de transport, suite à une demande écrite du client du service de transport, il offrira le service de transport ferme avec la condition qu'il pourra réduire le service avant de réduire un autre service de transport ferme pendant un nombre déterminé d'heures par année ou dans certaines conditions du réseau. Si le client du service de transport accepte le service, le

Transporteur agira avec diligence pour assurer le service jusqu'à ce (i) que les ajouts au réseau soient terminés pour le client du service de transport, (ii) qu'il établisse à l'aide d'une réévaluation biennale qu'il ne peut plus assurer ce service en toute fiabilité ou (iii) que le client du service de transport mette fin au service parce que la réévaluation a entraîné une augmentation du nombre d'heures par année—des périodes de réduction conditionnelle ou un changement des conditions du réseau pouvant entraîner une réduction du service.

15.5 Report du service : Le Transporteur peut reporter la fourniture d'un service jusqu'à la fin de la construction des ajouts au réseau de transport nécessaires afin de fournir le service de transport de point à point, dès lors que le Transporteur établit que, sans ces nouvelles installations ou améliorations, la fourniture du service demandé aurait pour effet de compromettre ou de détériorer la fiabilité de tout service ferme existant.

15.6 Abrogé

15.7 Pertes de transport : Des pertes de transport sont associées à tous les services de transport. Le Transporteur n'est pas obligé de fournir les pertes de transport. Le client du service de transport est responsable de remplacer les pertes associées aux

e. le client du service de transport a signé une convention de service de point à point.

16.2 Responsabilité du client du service de transport pour

les ententes avec un tiers : Les arrangements de programmation qui peuvent être imposés par les autres réseaux électriques relèvent de la responsabilité du client du service de transport qui demande le service.

À moins d'une renonciation de la part du Transporteur, le client du service de transport doit donner un avis au Transporteur en désignant ces réseaux et en les autorisant à programmer la puissance et l'énergie devant être transportées par le Transporteur, conformément à la Partie II des présentes, au nom du receveur au point de livraison ou du fournisseur au point de réception. Toutefois, le Transporteur s'engage à faire des efforts raisonnables pour aider le client du service de transport à prendre de tels arrangements, y compris, mais sans s'y limiter, fournir l'information ou les données requises par cet autre réseau électrique, conformément aux pratiques usuelles des services publics.

17 Procédures pour les arrangements du service de transport ferme de point à point

17.1 Demande : Toute demande de service de transport ferme de point à point pour des périodes d'un an ou plus doit comprendre une demande écrite adressée au la Direction Directeur Commercialisation et affaires réglementaires, Décisions D-2009-015, ~~et~~ D-2009-023 et D-2009-xxx

ses fournisseurs que ceux-ci assurent les services complémentaires requis pour la sécurité et la fiabilité de l'alimentation de la charge locale et qui sont énumérés dans l'Annexe 8 des présentes.

36.2 Responsabilités du Transporteur : Le Transporteur planifie, construit, exploite et entretient son réseau de transport et il contrôle les mouvements d'énergie dans sa zone de réglage, conformément aux pratiques usuelles des services publics, afin de fournir un service de transport pour la livraison de puissance et d'énergie à partir des ressources du Distributeur, de manière à alimenter les charges des clients de charge locale à partir du réseau du Transporteur. Le Distributeur doit désigner les ressources qui sont disponibles, sous le contrôle du Transporteur, pour alimenter sa charge locale. Le Transporteur doit inclure la charge locale du Distributeur aux fins de la planification de son réseau de transport et doit, conformément aux pratiques usuelles des services publics, s'efforcer de construire, et mettre en service, une capacité de ~~transport~~transfert suffisante pour livrer les ressources du Distributeur de manière à desservir d'une façon fiable les clients de charge locale.

36.3 Service secondaire : Le Distributeur peut utiliser le réseau de transport du Transporteur pour livrer de l'énergie à ses charges à partir de ressources qui

n'ont pas été désignées en tant que ressources du Distributeur. Cette énergie sera transportée, selon la disponibilité, sans frais additionnels. Toutes les autres exigences prévues à la Partie IV des présentes (sauf celles qui sont liées aux tarifs de transport) s'appliquent au service secondaire. Les livraisons à partir de ressources autres que les ressources désignées auront une priorité supérieure à celle de tout service de transport non ferme de point à point en vertu de la Partie II des présentes.

36.4 Pertes de transport : Des pertes de transport sont associées à tous les services de transport. Le Transporteur n'est pas obligé de fournir les pertes de transport. Le Distributeur est responsable de fournir en tout temps les pertes réelles associées au service de transport qui lui est fourni sur le réseau du Transporteur.

36.5 Restrictions relatives à l'utilisation du service : Le Distributeur ne peut utiliser le service de transport d'alimentation de la charge locale pour (i) vendre de la puissance et de l'énergie à des charges non désignées ou (ii) fournir directement ou indirectement un service de transport à un tiers. Le Distributeur doit utiliser le service de transport de point à point prévu à la Partie II des présentes pour les ventes à un tiers nécessitant l'utilisation du réseau de transport du Transporteur. Advenant le cas où le Distributeur

V. ENTRÉE EN VIGUEUR

44.1 Remplace le texte antérieur des *Tarifs et conditions* :

Le présent texte des *Tarifs et conditions des services de transport* remplace le texte des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* approuvé par la Régie dans ses décisions D-2009-015 et D-2009-023.

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

APPENDICE C-1Méthodologie pour évaluer la capacité de transfert disponible

Le présent appendice C-1 remplace l'appendice C à compter de la date prévue à cet effet à l'article 44.2.

Le Transporteur offre les services de transport de point à point sur ses interconnexions avec les réseaux voisins. Le site OASIS du Transporteur affiche les données relatives aux capacités de transfert des interconnexions pour des périodes futures données. Chacune des interconnexions y est indiquée comme un chemin relié au point HQT qui représente l'ensemble des points de réception sur le réseau du Transporteur, sauf les interconnexions elles-mêmes.

Les lignes directrices et les principes suivants sont suivis pour évaluer la capacité de transfert disponible ("Available Transfer Capability" - ATC) :

- (a) les pratiques usuelles des services publics;
- (b) les critères et les lignes directrices du Northeast Power Coordinating Council (NPCC), de la North American Electric Reliability Corporation (NERC) et du North American Energy Standards Board (NAESB);
- (c) les critères et directives applicables du Transporteur.

La capacité de transfert disponible est la portion de la capacité de transfert totale ("Total Transfer Capability" - TTC) qui n'est pas utilisée après avoir tenu compte de la marge de fiabilité du réseau ("Transmission Reliability Margin" - TRM) et des exigences pour :

- (a) satisfaire aux obligations du service de transport existant pour la livraison des ressources aux clients de charge locale;
- (b) satisfaire aux obligations des contrats existants en vertu desquels le service de transport est fourni;
- (c) satisfaire aux obligations des demandes de service de transport acceptées.

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

La capacité de transfert non ferme offerte par le Transporteur est la valeur maximale disponible sur l'horizon considéré.

La capacité de transfert ferme offerte par le Transporteur pour les horizons annuel et mensuel comprend une provision de 5% de la durée pour tenir compte de l'entretien planifié des équipements et d'autres événements prévus pouvant occasionnellement réduire l'offre de capacité de transfert ferme.

La capacité de transfert ferme offerte par le Transporteur pour les horizons hebdomadaire et journalier est prévue être disponible à chacune des heures de l'horizon considéré.

~~La capacité de transfert non ferme offerte par le Transporteur est la valeur maximale disponible sur l'horizon considéré.~~

1. Équations de base pour le calcul de la capacité de transfert:

Horizon prévisionnel

$$ATC_{ferme} = TTC - ETC_{ferme} - CBM - TRM_{ferme} + PBR$$

$$ATC_{non\ ferme} = TTC - ETC_{ferme} - ETC_{non\ ferme} - CBM - TRM_{non\ ferme} + CF + PBR$$

$$ETC_{ferme} = QCRD + QCRND_{ferme} + NITS_{ferme} + PTP_{ferme} + ROR + GF_{ferme} + OS_{ferme}$$

$$ETC_{non\ ferme} = QCRND_{non\ ferme} + NITS_{non\ ferme} + PTP_{non\ ferme} + GF_{non\ ferme} + OS_{non\ ferme}$$

Horizon temps réel

$$ATC_{ferme} = TTC - ETC_{ferme} - CBM - TRM_{ferme} + PBR$$

$$ATC_{non\ ferme} = TTC - ETC_{ferme} - ETC_{non\ ferme} - CBM - TRM_{non\ ferme} + CF + PBNS + PBR$$

$$ETC_{ferme} = QCRD + QCRND_{ferme} + NITS_{ferme} + PTP_{ferme} + GF_{ferme} + OS_{ferme}$$

$$ETC_{non\ ferme} = QCRND_{non\ ferme} + NITS_{non\ ferme} + PTP_{non\ ferme} + GF_{non\ ferme} + OS_{non\ ferme}$$

Où:

ATC: "Available Transfer Capability"
Capacité de transfert disponible.

TTC: "Total Transfer Capability"
Capacité de transfert totale telle que
définie à la section 3a.

ETC: "Existing Transmission Commitments"
Quantité de services de transport déjà
engagés telle que définie à la section 3b.

CBM: "Capacity Benefit Margin"
Marge bénéficiaire de capacité telle que
définie dans la section 3e.

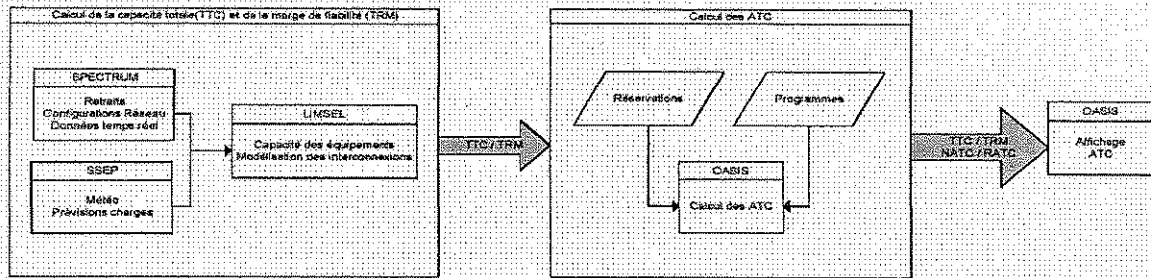
TRM: "Transmission Reliability Margin"
Marge de fiabilité du réseau telle que
définie à la section 3d.

CF: "Counterflows"
Programmes sur le (les) chemin(s)
inverse(s) impliqués.

PBNS: "Postbacks - Non Scheduled"
Portion de l'ETC non programmée réofferte
en capacité non ferme.

PBR:	<u>"Postbacks - Redirects"</u> <u>Portion de la PTP^{ferme} déplacée par un</u> <u>client vers un autre chemin et réofferte</u> <u>sur le chemin d'origine.</u>
QCRD:	<u>"Québec Ressource Désignée"</u> <u>Capacité réservée de ressource inscrite</u> <u>sur le site OASIS et désignée par le</u> <u>Distributeur en ressource désignée pour</u> <u>alimenter la charge locale du Québec.</u>
QCRND ^{ferme} :	<u>"Québec Ressource non désignée"</u> <u>Capacité de ressource inscrite sur le site</u> <u>OASIS mais non désignée réservée par le</u> <u>Distributeur en ressource non désignée</u> <u>pour alimenter la charge locale du Québec.</u>
QCRND ^{non ferme} :	<u>"Québec Ressource non désignée"</u> <u>Capacité de ressource inscrite sur le site</u> <u>OASIS réservée par le Producteur en</u> <u>ressource non désignée pour alimenter la</u> <u>charge locale du Québec qui n'a pas été</u> <u>désignée par le Distributeur.</u>
NITS:	<u>"Network Integration Service"</u> <u>Capacité réservée pour le service en</u> <u>réseau intégré.</u>
PTP:	<u>"Point To Point"</u> <u>Capacité réservée pour les services de</u> <u>transport point à point confirmés.</u>
ROR:	<u>"Roll-over Rights"</u> <u>Capacité réservée pour les droits de</u> <u>renouvellement associés aux services de</u> <u>transport long terme ferme.</u>
GF:	<u>"Grandfathered"</u> <u>Capacité réservée en vertu de droits</u> <u>acquis.</u>
OS:	<u>"Other Services"</u> <u>Capacité réservée en vertu d'autres types</u> <u>de services de transport.</u>

2. Étapes de calcul de la capacité de transfert



3. Composantes de la capacité de transfert

a. Capacité de transfert totale (TTC) :

- i) La TTC est la quantité de puissance qui peut être transférée sur une interconnexion de façon à ce que, suite à un évènement, la stabilité du réseau de transport soit maintenue et de façon à ce que les limites de tension et de capacité thermique soient respectées, conformément aux règles et pratiques du Transporteur et aux lignes directrices du NPCC et de la NERC. Les TTC sont évaluées à la frontière des installations du Transporteur.

Les TTC anticipées sur un chemin sont toujours égales ou inférieures à la capacité de transfert de référence de ce chemin ($TTC_{réf}$: valeur maximale de la TTC démontrée comme réalisable et sécuritaire).

- ii) Pour évaluer la TTC, le Transporteur détermine par simulations informatiques en temps différé les limites d'exploitation de son réseau de transport selon une série spécifique de conditions d'exploitation. Une limite d'exploitation est alors établie pour chacune des conditions d'exploitation envisagées. Par la suite, les conditions d'exploitation présumées durant la période d'analyse sont confrontées aux limites préalablement établies.

Les TTC spécifiques à une période donnée sont calculées selon les conditions d'exploitation du réseau anticipées pour cette période.

Les TTC_{réf} sont coordonnés avec le réseau voisin lors de la conception des installations et réévaluées annuellement en exploitation.

La capacité de transfert d'un réseau voisin affecte les quantités de puissance pouvant être transférées par les interconnexions. À l'exception des équipements des interconnexions dont la propriété est partagée entre le Transporteur et le transporteur du réseau voisin, les paramètres externes au Transporteur (retraits d'équipements, conditions d'exploitation et limites de réseau) qui influencent les capacités de transfert des réseaux voisins peuvent être considérés dans le calcul des TTC du Transporteur.

iii) Afin de calculer les TTC, le Transporteur utilise les données suivantes:

- Prévision des charges régionales;
- Prévisions de température de l'air ambiant;
- Plan de production des ressources désignées pour l'alimentation de la charge locale;
- Plan des retraits approuvés.

Pour les dix prochains jours, la prévision des besoins québécois horaires en puissance est établie à partir d'une combinaison de modèles qui tiennent compte des données horaires climatiques. Cette prévision est mise à jour aux 5 minutes selon les derniers écarts observés. Elle est également mise à jour aux 20 minutes en fonction de toute nouvelle

La CBM est une capacité de transfert ferme en importation qui est réservée afin de disposer d'une capacité d'importation en situation d'urgence. Actuellement, le Transporteur n'utilise pas de CBM dans le calcul des capacités de transfert disponibles.

**MISE À JOUR DE LA PROPOSITION DE
MODIFICATIONS AUX
TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE
TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC
À LA SUITE DE L'ORDONNANCE N° 890 DE LA FERC**

1. INTRODUCTION ET DEMANDE

1 Dans le cadre de sa demande relative à la modification des tarifs et conditions
2 des services de transport d'Hydro-Québec¹ à compter du 1^{er} janvier 2009,
3 déposée le 29 juillet 2008, Hydro-Québec, dans ses activités de transport
4 d'électricité (le « Transporteur ») soumettait notamment pour approbation par
5 la Régie de l'énergie (la « Régie ») des modifications au texte des *Tarifs et*
6 *conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (les « *Tarifs et*
7 *conditions* ») pour donner suite aux ordonnances n^{os} 890 et 890-A² édictées
8 par la Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC ») en 2007 et 2008.

9 Dans sa décision D-2008-116 rendue le 11 septembre 2008, la Régie a conclu
10 que les impacts des ordonnances n^{os} 890 et 890-A de la FERC sur la
11 tarification et, le cas échéant, la répartition des coûts, faisaient partie des
12 sujets à débattre dans le cadre de la demande précitée. Par contre, eu égard
13 aux modifications au texte des *Tarifs et conditions* liées aux ordonnances de
14 la FERC, la Régie a jugé la preuve insuffisante pour en permettre un examen
15 adéquat à l'intérieur du calendrier d'audience prévu par sa décision du
16 11 septembre dernier³.

17 Le 12 février 2009, par sa décision procédurale D-2009-008, la Régie a
18 demandé au Transporteur de lui soumettre une preuve plus élaborée quant
19 aux modifications proposées au texte des *Tarifs et conditions*. Cette décision
20 marque le début de la deuxième phase de la demande tarifaire R-3669-2008.

21 Le 14 mai 2010, par sa décision procédurale D-2010-058, la Régie a permis
22 une mise à jour de la proposition de modifications des *Tarifs et conditions* et
23 de la preuve du Transporteur afin de tenir compte de l'évolution du contexte

¹ Dossier R-3669-2008.

² *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service*, « ordonnance n^o 890 », expression qui désigne collectivement les ordonnances n^{os} 890, 890-A et 890-B, sauf lorsque le contexte exige plus de précision.

³ Décision D-2006-116, dossier R-3669-2008, 11 septembre 2008, pages 6-7.

1 fournisseur de transport¹², l'obligation de réciprocité du client s'étend à tous
2 les membres de cette organisation de transport régionale ou autre
3 organisation de transport. Il sera donc tenu d'offrir à tous ces membres un
4 service comparable sur son réseau, y compris sur celui de ses entités affiliées.

5 ***Orientation du Transporteur***

6 À l'instar de l'ordonnance n° 890, le Transporteur propose de modifier
7 l'article 6 des *Tarifs et conditions* pour y refléter l'implantation sur le marché
8 des organisations de transport régionales et des gestionnaires indépendants
9 de réseaux depuis l'adoption de l'ordonnance n° 888 en avril 1996. Cette
10 orientation est décrite en détail dans la fiche sur l'article 6 de la pièce HQT-2,
11 Document 1.

12

3.2 Uniformité et transparence pour le calcul de la capacité de transfert disponible

13 ***Aperçu de l'ordonnance n° 890***

14 La capacité de transfert disponible est celle que le Transporteur peut
15 consacrer à des activités commerciales après avoir satisfait ses engagements.

16 Dans l'ordonnance n° 890, la FERC conclut que des occasions de
17 discrimination induite dans la fourniture du service de transport peuvent
18 découler d'une part de la variabilité dans le calcul des éléments sous-jacents à
19 la capacité de transfert totale, et d'autre part de la transparence insuffisante
20 dans ce calcul¹³. Elle constate de plus que l'absence d'uniformité au sein de

¹² Le Transporteur est un fournisseur de transport (*transmission provider*) au sens de l'ordonnance n° 890.

¹³ Ordonnance n° 890, paragraphes 83, 193, 194, 207.

1 l'industrie pour le calcul de la capacité de transfert disponible représente un
2 risque pour l'exploitation fiable des réseaux¹⁴.

3 Pour remédier à la situation, la FERC édicte plusieurs exigences, y compris
4 l'uniformité de certains éléments sous-jacents¹⁵ et de certaines données et
5 modèles, ainsi que l'uniformité dans l'échange de données entre
6 transporteurs. Ces derniers doivent également inclure, en appendice C à leur
7 tarif, leur méthodologie pour le calcul de la capacité de transfert disponible et
8 afficher, au moyen de leur système OASIS, les données pertinentes, ainsi que
9 les données relatives aux demandes de transport acceptées et rejetées.

10 ***Orientation du Transporteur***

11 Le Transporteur propose d'ajouter, à la suite de l'appendice C des *Tarifs et*
12 *conditions*, une méthodologie plus explicite pour évaluer la capacité de
13 transfert disponible, en appendice C-1. Cette méthodologie satisfait les
14 critères énoncés dans l'ordonnance n° 890, et notamment dans l'appendice C
15 du tarif *pro forma* qui en découle, en vue d'offrir une plus grande uniformité et
16 transparence pour le calcul de cette capacité. Cette orientation est décrite en
17 détail dans la fiche sur l'appendice C-1 de la pièce HQT-2, Document 1.

18 Le Transporteur retient, à la fois dans cet appendice et dans les autres articles
19 des *Tarifs et conditions* précisés dans la fiche sur l'appendice C de la pièce
20 HQT-2, Document 1, le terme *transfert* de préférence à *transport*, notamment
21 dans l'expression capacité de transfert disponible, car il juge le terme *transfert*
22 plus exact que *transport* lorsqu'il s'agit de déterminer la capacité qui peut être
23 consacrée à des activités commerciales après avoir satisfait
24 ses engagements.

25

¹⁴ Ordonnance n° 890, paragraphe 195.

¹⁵ La capacité de transfert totale, la quantité de services de transport déjà engagés, la marge bénéficiaire de capacité et la marge de fiabilité du réseau.

Appendice C (exemple)

Thème	Objet de la modification
Uniformité et transparence pour le calcul de la capacité de transfert disponible	Remplacer le mot «transport» par le mot «transfert»
Révision mise en place par l'ordonnance 890 Remplacer le mot «transport» par le mot «transfert» dans les expressions «capacité de transfert» et «transfert» de cette puissance. Le Transporteur adapte la Partie IV des <i>Tarifs et conditions</i> de façon similaire.	
Proposition de modification aux <i>Tarifs et conditions</i> (exemple) APPENDICE C Méthodologie pour évaluer la capacité de ~~transport~~ <u>transfert</u> disponible	
Description et justification de la modification La notion de capacité de transfert plutôt que capacité de transport est proposée aux fins de calcul des disponibilités de transport des réseaux. La modification vise à distinguer entre deux concepts, capacité de transport et capacité de transfert, pour utiliser celui qui correspond aux besoins recherchés dans l'OATT. La capacité de transport est propre à un équipement spécifique de transport. La capacité de transfert tient compte des conditions du réseaux dans son ensemble ainsi que du parcours suivi par l'énergie transférée de sa source à sa destination finale. Cette nuance est particulièrement importante dans le cas des réseaux complexes et synchrones où plusieurs transporteurs sont présents. La capacité de transport est la capacité physique de l'équipement de transport indépendamment des conditions de réseaux qui seront déterminantes pour constater la quantité d'énergie pouvant être transférée du point A au point B. La capacité de transport est établie par la fiche signalétique de l'équipement de transport, la capacité de transfert est déterminée par l'opérateur du réseau en temps réel et par le planificateur de l'exploitation du réseau en temps prévisionnel.	
Impact sur le régime réglementaire et la clientèle Ce changement de nature sémantique a peu d'impact au Québec, car les interconnexions permettant les transferts d'énergie avec les réseaux voisins sont majoritairement radiales et asynchrones et possédées et gérées par une seul transporteur. En pratique, les capacités de transfert des interconnexions du transporteur sont donc généralement égales aux capacités de transport des chemins utilisés pour le transport de l'énergie. Les valeurs affichées sur OASIS représentent donc les capacités de transfert du Transporteur, qu'on appelait antérieurement capacité de transport.	
Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif <i>pro forma</i> de la FERC 	
Autres articles visés des <i>Tarifs et conditions</i> La proposition suscite le remplacement du terme transport par le terme transfert dans les articles 1.47 et 4; le préambule de la partie II; les articles 13.2, 13.7, 14.2, 15.2, 17.2, 17.5, 18.4, 19.7, 36.2, 38.7 et 39.3; les appendices C et D.	

Article 15.4

Thème	Objet de la modification
Service ferme conditionnel et nouvelle répartition de la production	Service ferme conditionnel
Révision mise en place par l'ordonnance 890 La FERC a conclu dans l'ordonnance 890 que les méthodes existantes pour évaluer les demandes de service de point à point de long terme n'étaient plus suffisamment justes et raisonnables, car le client pourrait se voir refuser un service de transport lorsque le service ferme n'est pas disponible en tout temps, ne fut-ce qu'une heure par année. Pour solutionner ce problème, la FERC a modifié son OATT <i>pro forma</i> en y introduisant le service ferme conditionnel, qu'elle définit comme une forme de service de point à point qui comprend un service moins ferme pour un nombre d'heures préétabli de l'année pendant lequel le service ferme de point à point ne peut être offert. Le transporteur est tenu d'offrir le service ferme conditionnel; il est aussi tenu d'offrir la nouvelle répartition des ressources situées dans la zone de réglage. L'ordonnance 890 conserve les deux types de service de transport adoptés dans l'ordonnance 888, soit le service de point à point et le service en réseau intégré. Le service ferme conditionnel n'est pas un troisième type de service, mais une modification des procédures en vigueur pour fournir le service à long terme de point à point et de la priorité en cas de réduction du service.	
Proposition de modification aux Tarifs et conditions 15.4 Obligation de fournir un service de transport exigeant l'expansion ou la modification du réseau de transport, une nouvelle répartition ou une réduction conditionnelle : (a) Si le Transporteur établit qu'il ne peut pas répondre favorablement à une demande complète visant un service de transport de point à point à cause de l'insuffisance de capacité sur son réseau de transport, le Transporteur agira avec diligence pour étendre ou modifier son réseau de transport afin de fournir le service de transport réclamé, à condition que le client du service de transport accepte de payer les coûts s'y rapportant au Transporteur, conformément aux conditions de l'article 27. Le Transporteur se conformera aux pratiques usuelles des services publics pour décider de la nécessité d'ajouts au réseau et en ce qui concerne la conception et la construction de ces installations. L'obligation vise seulement les installations que le Transporteur est en droit d'étendre ou de modifier. (b) Si le Transporteur établit qu'il ne peut pas répondre favorablement à une demande complète visant un service de transport ferme à long terme de point à point à cause de l'insuffisance de capacité sur son réseau de transport, suite à une demande écrite du client du service de transport, il agira avec diligence dès réception d'une demande écrite du client du service de transport pour déterminer si une nouvelle répartition des ressources situées dans la zone de réglage du Transporteur est réalisable tenant compte des conditions énoncées ci-après et, dans les cas qui le permettent, pour assurer une nouvelle répartition des ressources situées dans la zone de réglage du Transporteur, jusqu'à ce (i) que les ajouts au réseau soient terminés pour le client du service de transport, (ii) qu'il établisse à l'aide d'une réévaluation biennale qu'il ne peut plus assurer une nouvelle répartition en toute fiabilité ou (iii) que le client du service de transport mette fin au service parce que la réévaluation a entraîné des changements dans la nouvelle répartition. Dans les cas qui permettent une nouvelle répartition, le Transporteur ne peut refuser déraisonnablement d'effectuer lui-même une nouvelle répartition ou de permettre au client du service de transport de prendre ponne des dispositions pour qu'une nouvelle répartition soit effectuée à partir des ressources d'un tiers. Le Transporteur n'est tenu d'effectuer une nouvelle répartition qu'aux conditions suivantes : (i) les ressources sont disponibles à cette fin pour la durée du service demandé; (ii) le client a obtenu le consentement du propriétaire de la (les) ressource(s) en cause; (iii) le Transporteur a déterminé que la nouvelle répartition est techniquement faisable et n'est pas susceptible de compromettre la fiabilité et la stabilité du réseau; (iv) sauf dans les cas prévus à l'article 19.7, la répartition permet de fournir la totalité du service demandé sans effectuer d'ajouts au réseau; et (v) le client accepte de dédommager le Transporteur conformément à l'article 27. (c) Si le Transporteur établit qu'il ne peut pas répondre favorablement à une demande complète visant un service de transport ferme à long terme de point à point à cause de l'insuffisance de capacité sur son réseau de transport, suite à une demande écrite du client du service de transport, il offrira le service de transport ferme	

Appendice C-1

Thème	Objet de la modification
Uniformité et transparence pour le calcul de la capacité de transfert disponible	Méthodologie de calcul de la capacité de transfert disponible
Révision mise en place par l'ordonnance 890	
La FERC demande aux transporteurs plus de détail et de cohérence dans les composantes du calcul de la capacité de transfert disponible (<i>available transfer capability</i>, ou ATC), de certaines données utilisées et des hypothèses de modélisation. De plus, la FERC demande l'affichage d'algorithmes reliés au calcul de l'ATC.	
Proposition de modification aux Tarifs et conditions	
APPENDICE C-1	
Méthodologie pour évaluer la capacité de transfert disponible	
<u>Le présent appendice C-1 remplace l'appendice C à compter de la date prévue à cet effet à l'article 44.2.</u>	
<u>Le Transporteur offre les services de transport de point à point sur ses interconnexions avec les réseaux voisins. Le site OASIS du Transporteur affiche les données relatives aux capacités de transfert des interconnexions pour des périodes futures données. Chacune des interconnexions y est indiquée comme un chemin relié au point HQT qui représente l'ensemble des points de réception sur le réseau du Transporteur, sauf les interconnexions elles-mêmes.</u>	
<u>Les lignes directrices et les principes suivants sont suivis pour évaluer la capacité de transfert disponible ("Available Transfer Capability" - ATC) :</u>	
<u>(a) les pratiques usuelles des services publics;</u> <u>(b) les critères et les lignes directrices du Northeast Power Coordinating Council (NPCC), de la North American Electric Reliability Corporation (NERC) et du North American Energy Standards Board (NAESB);</u> <u>(c) les critères et directives applicables du Transporteur.</u>	
<u>La capacité de transfert disponible est la portion de la capacité de transfert totale ("Total Transfer Capability" - TTC) qui n'est pas utilisée après avoir tenu compte de la marge de fiabilité du réseau ("Transmission Reliability Margin" - TRM) et des exigences pour :</u>	
<u>(a) satisfaire aux obligations du service de transport existant pour la livraison des ressources aux clients de charge locale;</u> <u>(b) satisfaire aux obligations des contrats existants en vertu desquels le service de transport est fourni;</u> <u>(c) satisfaire aux obligations des demandes de service de transport acceptées.</u>	
<u>Pour les interconnexions où la capacité de transfert ferme est coordonnée entre le réseau du Transporteur et un réseau voisin, cette capacité correspond à la moins élevée des valeurs de capacités suivantes : (1) la capacité de réception (ou de livraison) ferme avant prise en compte des ETC du réseau voisin, et (2) la capacité de réception (ou de livraison) ferme avant prise en compte des ETC du Transporteur.</u>	
<u>La capacité de transfert non ferme offerte par le Transporteur est la valeur maximale disponible sur l'horizon considéré.</u>	
<u>La capacité de transfert ferme offerte par le Transporteur pour les horizons annuel et mensuel comprend une provision de 5% de la durée pour tenir compte de l'entretien planifié des équipements et d'autres événements prévus pouvant occasionnellement réduire l'offre de capacité de transfert ferme.</u>	
<u>La capacité de transfert ferme offerte par le Transporteur pour les horizons hebdomadaire et journalier est</u>	

prévue être disponible à chacune des heures de l'horizon considéré.

La capacité de transfert non ferme offerte par le Transporteur est la valeur maximale disponible sur l'horizon considéré.

1. Équations de base pour le calcul de la capacité de transfert:

Horizon prévisionnel

$$ATC_{ferme} = TTC - ETC_{ferme} - CBM - TRM_{ferme} + PBR$$

$$ATC_{non\ ferme} = TTC - ETC_{ferme} - ETC_{non\ ferme} - CBM - TRM_{non\ ferme} + CF + PBR$$

$$ETC_{ferme} = QCRD + QCRND_{ferme} + NITS_{ferme} + PTP_{ferme} + ROR + GF_{ferme} + OS_{ferme}$$

$$ETC_{non\ ferme} = QCRND_{non\ ferme} + NITS_{non\ ferme} + PTP_{non\ ferme} + GF_{non\ ferme} + OS_{non\ ferme}$$

Horizon temps réel

$$ATC_{ferme} = TTC - ETC_{ferme} - CBM - TRM_{ferme} + PBR$$

$$ATC_{non\ ferme} = TTC - ETC_{ferme} - ETC_{non\ ferme} - CBM - TRM_{non\ ferme} + CF + PBNS + PBR$$

$$ETC_{ferme} = QCRD + QCRND_{ferme} + NITS_{ferme} + PTP_{ferme} + GF_{ferme} + OS_{ferme}$$

$$ETC_{non\ ferme} = QCRND_{non\ ferme} + NITS_{non\ ferme} + PTP_{non\ ferme} + GF_{non\ ferme} + OS_{non\ ferme}$$

Où:

ATC: "Available Transfer Capability" Capacité de transfert disponible.

TTC: "Total Transfer Capability" Capacité de transfert totale telle que définie à la section 3a.

ETC: "Existing Transmission Commitments" Quantité de services de transport déjà engagés telle que définie à la section 3b.

CBM: "Capacity Benefit Margin" Marge bénéficiaire de capacité telle que définie dans la section 3e.

TRM: "Transmission Reliability Margin" Marge de fiabilité du réseau telle que définie à la section 3d.

CF: "Counterflows" Programmes sur le (les) chemin(s) inverse(s) impliqués.

PBNS: "Postbacks – Non Scheduled" Portion de l'ETC non programmée réofferte en capacité non ferme.

PBR: "Postbacks – Redirects" Portion de la PTP_{ferme} déplacée par un client vers un autre chemin et réofferte sur le chemin d'origine.

QCRD: "Québec Ressource Désignée" Capacité réservée de ressource inscrite sur le site OASIS et désignée par le Distributeur en ressource désignée pour alimenter la charge locale du Québec.

QCRND_{ferme}: "Québec Ressource non désignée" Capacité de ressource inscrite sur le site OASIS mais non désignée réservée par le Distributeur en ressource non désignée pour alimenter la charge locale du Québec.

QCRND_{non ferme}: "Québec Ressource non désignée" Capacité de ressource inscrite sur le site OASIS réservée par le Producteur en ressource non désignée pour alimenter la charge locale du Québec qui n'a pas été désignée par le Distributeur.

NITS: "Network Integration Service" Capacité réservée pour le service en réseau intégré.

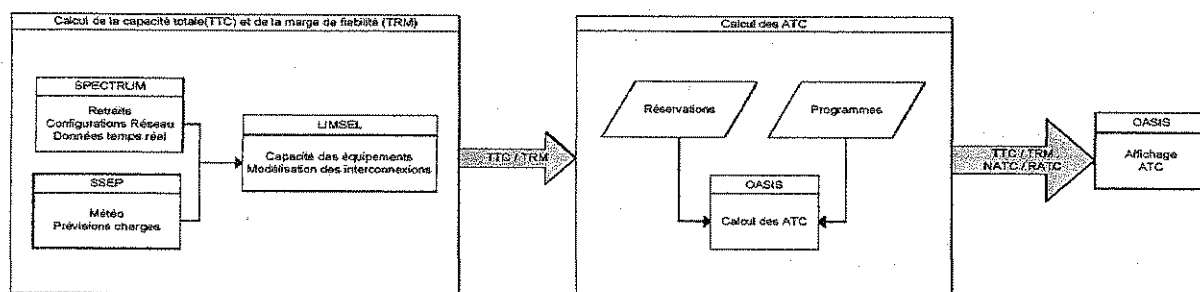
PTP: "Point To Point" Capacité réservée pour les services de transport point à point confirmés.

ROR: "Roll-over Rights" Capacité réservée pour les droits de renouvellement associés aux services de transport long terme ferme.

GF: "Grandfathered" Capacité réservée en vertu de droits acquis.

OS: "Other Services" Capacité réservée en vertu d'autres types de services de transport.

2. Étapes de calcul de la capacité de transfert



3. Composantes de la capacité de transfert

a. Capacité de transfert totale (TTC):

i) La TTC est la quantité de puissance qui peut être transférée sur une interconnexion de façon à ce que, suite à un événement, la stabilité du réseau de transport soit maintenue et de façon à ce que les limites de tension et de capacité thermique soient respectées, conformément aux règles et pratiques du Transporteur et aux lignes directrices du NPCC et de la NERC. Les TTC sont évaluées à la frontière des installations du Transporteur.

Les TTC anticipées sur un chemin sont toujours égales ou inférieures à la capacité de transfert de référence de ce chemin (TTC_{ref} : valeur maximale de la TTC démontrée comme réalisable et sécuritaire).

ii) Pour évaluer la TTC, le Transporteur détermine par simulations informatiques en temps différé les limites d'exploitation de son réseau de transport selon une série spécifique de conditions d'exploitation. Une limite d'exploitation est alors établie pour chacune des conditions d'exploitation envisagées. Par la suite, les conditions d'exploitation présumées durant la période d'analyse sont confrontées aux limites préalablement établies.

Les TTC spécifiques à une période donnée sont calculées selon les conditions d'exploitation du réseau anticipées pour cette période.

Les TTC_{ref} sont coordonnés avec le réseau voisin lors de la conception des installations et réévaluées annuellement en exploitation.

La capacité de transfert d'un réseau voisin affecte les quantités de puissance pouvant être transférées par les interconnexions. À l'exception des équipements des interconnexions dont la propriété est partagée entre le Transporteur et le transporteur du réseau voisin, les paramètres externes au Transporteur (retraits d'équipements, conditions d'exploitation et limites de réseau) qui influencent les capacités de transfert des réseaux voisins peuvent être considérés dans le calcul des TTC du Transporteur.

iii) Afin de calculer les TTC, le Transporteur utilise les données suivantes:

- Prévision des charges régionales;
- Prévisions de température de l'air ambiant;
- Plan de production des ressources désignées pour l'alimentation de la charge locale;
- Plan des retraits approuvés.

Pour les dix prochains jours, la prévision des besoins québécois horaires en puissance est établie à partir d'une combinaison de modèles qui tiennent compte des données horaires climatiques. Cette prévision est mise à jour aux 5 minutes selon les derniers écarts observés. Elle est également mise à jour aux 20 minutes en fonction de toute nouvelle information pertinente. La prévision de la charge des sous-réseaux est établie à l'aide d'un modèle linéaire qui met en relation la puissance horaire de chaque sous-réseau avec la prévision des besoins québécois horaires en puissance. Cette prévision de la charge des sous-réseaux est mise à jour aux 20 minutes, immédiatement après le calcul de la prévision des besoins québécois horaires en puissance.

Au-delà de dix jours, une prévision à plus long terme, révisée de deux à quatre fois par année, est utilisée.

Cette prévision établit les besoins québécois horaires et les pointes de demande hebdomadaires correspondants aux prévisions mensuelles du Distributeur pour l'année courante et pour l'année suivante.

Lors de retraits de certains équipements de transport dans les réseaux d'interconnexion, la quantité de production localement disponible influence les TTC. Dans ce cas, comme il s'agit de production hydraulique au fil de l'eau, des hypothèses basées sur l'hydraulicité moyenne sont utilisées.

Seuls les indisponibilités réelles et les retraits d'équipements de transport planifiés à long terme ou approuvés à court terme, sont considérés dans le calcul des TTC.

iv) Les facteurs suivants influencent les capacités de transfert du transporteur :

Capacités de transfert des réseaux d'interconnexion:

Les réseaux d'interconnexion sont des réseaux de transport régionaux exploités à des tensions de 120 kV, 230 kV ou 315 kV. Ces réseaux alimentent les interconnexions et peuvent également desservir des postes de charge. Les capacités de transfert de ces réseaux peuvent être limitées par des contraintes thermiques des équipements de transport qui les composent (transformateurs, lignes de transport). Ces capacités peuvent également être limitées par des contraintes de basse tension d'exploitation à certains postes internes ou par des contraintes de stabilité des centrales internes.

Caractéristiques électriques des équipements d'interconnexion:

Les équipements du réseau du Transporteur sont conçus pour être utilisés en respectant des caractéristiques électriques et mécaniques précises. En particulier, les capacités thermiques des équipements d'interconnexion varient en fonction de la température de l'air ambiant. Pour la majorité des équipements d'interconnexion, une augmentation de la température cause une diminution de leur capacité.

Retrait des équipements pour l'entretien des installations:

Pour assurer l'entretien des installations, les équipements du réseau du Transporteur doivent être retirés de l'exploitation de façon occasionnelle. Ces retraits ont pour effet de réduire les capacités de transfert des interconnexions.

Charges raccordées aux réseaux d'interconnexion:

Certains réseaux d'interconnexion alimentent des postes de charge. En livraison vers le réseau voisin, l'effet de ces charges internes est intégré dans le calcul de la TTC.

Pour certaines interconnexions, le transfert d'énergie est réalisé par le transfert d'un bloc de charge d'un réseau voisin au réseau du Transporteur. Dans ce cas, la capacité de transfert considère le niveau maximal, annuel ou saisonnier, de la charge des postes transférés.

Production raccordée aux réseaux d'interconnexion:

Certains réseaux d'interconnexion sont partiellement alimentés par des centrales locales. En réception du réseau voisin, l'effet de ces productions internes est intégré dans le calcul de la TTC.

Pour certaines interconnexions, le transfert d'énergie est réalisé par le transfert de groupes turbine-alternateurs d'un réseau à l'autre. Dans ce cas, la capacité de transfert considère la puissance installée des groupes turbine-alternateurs transférés, mais ne considère pas la production effectivement disponible de sorte que la TTC calculée pour une période donnée peut être supérieure à la production pouvant être transférée pendant cette période.

Pour les interconnexions où des groupes turbine-alternateurs doivent être isolés sur le réseau voisin, une entente préalable avec le Producteur, exploitant des groupe turbine-alternateurs, est requise pour chaque demande de réservation d'un service de transport par ces interconnexions et ce, à sa discrétion.

Limite de perte de charge en première contingence (PCPC):

Le déclenchement d'une interconnexion exploitée en mode livraison est équivalent à une perte de charge sur le réseau du Transporteur et engendre une augmentation de la fréquence. Afin de sauvegarder l'intégrité du réseau du Transporteur et la continuité de service, la quantité de charges (MW) pouvant être déclenchée suite à

un événement de simple incidence est limitée par l'opérateur du réseau. Cette limite appelée PCPC varie en fonction de la quantité de production synchronisée au réseau du Transporteur et de la localisation de l'interconnexion. Plus la production synchronisée est élevée, plus la limite PCPC est élevée. Généralement, la production synchronisée au réseau augmente avec les livraisons, diminue avec les réceptions et suit l'évolution de la charge. C'est à faible charge et en réception maximale que la limite PCPC est la plus contraignante. La TTC en livraison établie par le Transporteur pour chaque interconnexion tient compte de la limite PCPC.

Limite de perte de production en première contingence (PPPC):

Le déclenchement d'une interconnexion exploitée en mode réception est équivalent à une perte de production sur le réseau du Transporteur et engendre une diminution de la fréquence. Afin de sauvegarder l'intégrité du réseau du Transporteur, la quantité de production (MW) pouvant être déclenchée suite à un événement de simple incidence est limitée par l'opérateur du réseau. Cette limite appelée PPPC varie en fonction de la quantité de production synchronisée au réseau du Transporteur. Plus la production synchronisée est élevée, plus la limite PPPC est élevée. Généralement, la production synchronisée au réseau augmente avec les livraisons, diminue avec les réceptions et suit l'évolution de la charge. C'est à faible charge et en réception maximale que la limite PPPC est la plus contraignante. La TTC en réception établie par le Transporteur pour chaque interconnexion tient compte de la limite PPPC.

Chemins concourants:

Certaines portions du réseau du Transporteur peuvent alimenter plusieurs interconnexions. La capacité de transfert sur ces portions de réseau peut être inférieure à la somme des capacités individuelles de transfert de chacune de ces interconnexions. Les services de transport engagés sur de tels chemins concourants sont intégrés dans le calcul de l'ATC.

Capacité simultanée de réception:

La capacité totale de réception de la zone de réglage du Québec varie en fonction du bilan entre la charge du réseau, les livraisons vers les réseaux voisins et la production minimale à maintenir sur le réseau. Cette contrainte qui pourrait affecter la valeur des TTC en réception est très rarement limitative.

b. Quantité de services de transport déjà engagés (ETC):

- i) L'ETC est la quantité totale de puissance qui est déjà réservée sur un chemin, à laquelle s'ajoutent les capacités requises pour l'alimentation de la charge locale qui sont inscrites sur OASIS.
- ii) Comme le Transporteur offre les services de transport point à point sur ses interconnexions avec les réseaux voisins, l'ETC reliée aux besoins de la charge locale y est représentée directement par des inscriptions réservations de service point à point désignées par le terme QCRD et QCRND.
- iii) Les demandes de réservations de services point à point (PTP) sont incluses dans l'ETC dès qu'elles obtiennent l'état "confirmé" ou, dans le cas des réservations de service point à point long terme, dès que la convention de service est signée.
- iv) Les droits de renouvellement associés aux réservations de service point à point long terme (ROR) sont présumés exercés par le client jusqu'à leur expiration ou jusqu'à leur supplantation par une autre demande concurrente selon les dispositions de l'article 2.2 de la Partie I des présentes.
- v) Sur l'horizon temps réel, si aucun programme n'est reçu en association à une réservation existante, la capacité de transfert disponible pour les services point à point non ferme est augmentée de la quantité réservée mais non programmée.

c. Capacité d'interface disponible ("Available Flowgate Capability" - AFC):

L'AFC est utilisée plutôt que l'ATC pour évaluer la capacité de transfert entre les réseaux de différents transporteurs lorsque des équipements de transport dans l'un des réseaux impliqués sont affectés par les transits dans les autres réseaux. Comme le réseau de transport du Transporteur n'est pas sujet à des écoulements de puissance fortuits en provenance des réseaux voisins car il leur est relié uniquement par des interconnexions contrôlables, le concept d'interface ne lui est pas pertinent.

d. Marge de fiabilité du réseau (TRM):

i) Définition de la TRM

La TRM quantifie les imprécisions associées au calcul des capacités de transfert anticipées. Ces imprécisions

sont dues à la variabilité de certains paramètres qui influencent le calcul de la TTC. Ces facteurs sont la charge en réseau, la température de l'air ambiant, la tension d'exploitation du réseau d'interconnexion, la production interne au réseau d'interconnexion et la quantité de production synchronisée à l'ensemble du réseau. Sur certaines interconnexions, la TRM comprend également des aléas pour la défaillance inopinée d'équipements de transport, une réserve pour tenir compte de modifications aux configurations de réseau qui pourraient être requises en fonction des demandes de service de transport et certains paramètres externes au Transporteur (retraits d'équipements, conditions d'exploitation et limites de réseau) qui influencent les capacités de transfert des réseaux voisins.

Pour les interconnexions où la capacité de transfert ferme est coordonnée entre le réseau du Transporteur et un réseau voisin, la définition de la TRM correspond à la plus élevée des deux valeurs suivantes : (1) la TRM du réseau voisin, et (2) la TRM du Transporteur.

ii) Méthodologie de calcul de la TRM

En général, les TRM sont basées sur l'historique des écarts prévisionnels. Sur les interconnexions où les demandes de service de transport peuvent entraîner des changements de configuration de réseau, les TRM sont des valeurs fixes établies en fonction des configurations possibles.

Pour les interconnexions où la capacité de transfert ferme est coordonnée entre le réseau du Transporteur et un réseau voisin, le calcul de la TRM pour ces interconnexions correspond à la différence entre les capacités totales de transfert (TTC) du Transporteur et les capacités de transfert fermes avant prise en compte des ETC sur le réseau voisin.

iii) Bases de données utilisées pour le calcul de la TRM

Les bases de données des TTC sont également utilisées pour le calcul des TRM.

iv) Conditions d'utilisation de la TRM

Les TRM sont utilisées dans le calcul des capacités de transfert ferme disponibles seulement. Les TRM sont généralement nulles pour le calcul des capacités de transfert non-ferme disponibles.

e. Marge bénéficiaire de capacité ("Capacity Benefit Margin" - CBM)

La CBM est une capacité de transfert ferme en importation qui est réservée afin de disposer d'une capacité d'importation en situation d'urgence. Actuellement, le Transporteur n'utilise pas de CBM dans le calcul des capacités de transfert disponibles.

Description et justification de la modification

En conformité avec l'ordonnance 890 de la FERC, il devient indispensable de préciser l'appendice C, afin de préciser le détail des calculs de capacité de transfert disponible des interconnexions. Le nouvel appendice C-1 enrichit l'appendice C actuel. Le Transporteur estime que la transparence pour le calcul de la capacité de transfert disponible est un objectif pertinent dans le contexte de son marché. Cette mise à jour sera reflétée dans le nouveau système OASIS du Transporteur qui sera mis en service en 2009. L'appendice C-1 est amendé afin de refléter le fait que le service de transport pour l'alimentation de la charge locale du Distributeur s'effectue en vertu de la Partie IV et s'obtient sans effectuer de « réservations ». Les amendements portent également sur la coordination des ATC.

Impact sur le régime réglementaire et la clientèle

La transparence qui résulte de l'ajout d'une méthodologie plus détaillée pour évaluer la capacité de transfert disponible constitue un net avantage pour la clientèle. Elle favorise une meilleure compréhension de cette méthodologie par les utilisateurs du site OASIS.

Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif *pro forma* de la FERC

Ordonnance 890 : § 207. Ordonnance 890-C § 3-10.

Autres articles visés des *Tarifs et conditions*

Sans objet.

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 1 DE
NEWFOUNDLAND AND LABRADOR HYDRO
(« NLH »)**

I. CONSISTENCY AND TRANSPARENCY OF ATC CALCULATIONS

- HQT Theme: Uniformité et transparence pour le calcul de la capacité de transfert disponible: Appendice C; Appendice C-1

1. Preamble Consistency and Transparency of ATC Calculations of FERC 890

Order 890 Paragraph 193. In the NOPR, the Commission proposed to take action under FPA section 206 to remedy undue discrimination in the provision of transmission service. The Commission recognized that while Order Nos. 888 and 889 require transmission providers to offer and post any available transfer capability (ATC) on their OASIS, and file the methodology they use to calculate ATC as Attachment C to their OATTs, the industry has not developed a consistent methodology for evaluating ATC nor have transmission providers adequately made their ATC calculation methodology transparent. This inconsistency and lack of transparency creates the potential for undue discrimination in the provision of open access transmission service.

Order 890 Paragraph 196. In light of these concerns, we direct public utilities, working through NERC reliability standards and NAESB business practices development processes, to produce workable solutions to complex and contentious issues surrounding improving the consistency and transparency of ATC calculations.

Questions

- 1.1 Has HQT engaged with the NAESB on a development process to insure that the proposed ATC calculation and posting requirements match the standards that are developed in the industry in light of the above captioned FERC requirement?

R1.1

Non. NAESB ne fait que le développement de standards d'affaires selon un processus ouvert à tous les participants de l'industrie électrique. NAESB ne travaille pas directement avec un intervenant en particulier pour la mise en œuvre de ses standards, chaque entité visée étant responsable de leur application selon ses propres conditions.

- 1.2 If the answer to 1.1 is affirmative, is it possible to have details of the comments and recommendations made by the NAESB? If the answer is

1 negative, please provide the reasons why it was deemed irrelevant to
2 proceed in collaboration with NAESB.

3 **R1.2**

4 **Voir la réponse à la question 1.1.**

5 **2. Preamble “Necessary Degree of Consistency”**

6
7 *Order 890 Paragraph 210. Accordingly, we conclude that industry-wide consistency of*
8 *all ATC components (TTC, ETC, CBM, and TRM) and certain data inputs and exchange,*
9 *modeling assumptions, calculation frequency, and coordination of data relevant for*
10 *the calculation of ATC will reduce the opportunities for the exercise of discretion that*
11 *may lead to undue discrimination against unaffiliated transmission customers.*
12

13 **Questions**

14 2.1 On the notion of ETC (existing transmission commitments), how has HQT
15 established that the data inputs and assumptions are consistent and meet the
16 “necessary Degree of Consistency” required?

17 **R2.1**

18 **Tel que défini à l'appendice C-1, HQT-2, Document 1, les**
19 **quantités de services de transport déjà engagés (ETC)**
20 **proviennent des capacités réservées suivantes : QCRD,**
21 **QCRND, NITS, PTP, GF et OS. L'équation pour la détermination**
22 **des ETC est cohérente avec les normes établies par la North**
23 **American Electric Reliability Corporation (« NERC »). La**
24 **provenance des capacités réservées peut être retracée sur le**
25 **site OASIS du Transporteur.**

26 2.2 Has the Régie de l'énergie ever authorized the “QCRD” concept as a
27 transmission class?

28 **R2.2**

29 **Les Tarifs et conditions des services de transport**
30 **d'Hydro-Québec (les « Tarifs et conditions ») définissent la**
31 **ressource du Distributeur pour l'alimentation de la charge**
32 **locale, de façon similaire à la ressource en réseau définie dans**
33 **l'Open Access Transmission Tariff (« OATT ») de la FERC. Les**
34 **ressources désignées pour l'alimentation de la charge locale**
35 **sont identifiées dans le site OASIS du Transporteur par le**
36 **sigle QCRD.**

1 2.3 Has the Régie ever approved or verified the adequacy of the elements that
2 are included in the QCRD class?

3 **R2.3**

4 **Les ressources désignées pour l'alimentation de la charge**
5 **locale a fait l'objet de plusieurs décisions de la Régie de**
6 **l'énergie (la« Régie »).**

7 2.4 If the response to 2.3 is negative, under what authority is HQT using this class
8 of transmission?

9 **R2.4**

10 **Sans objet.**

11 **3. Preamble Consistent Application of ATC Calculation Principles**

12

13 *Order 890 Paragraph 212. (...) we direct public utilities, working through NERC, to*
14 *modify related ATC standards by implementing the following principles for firm and*
15 *non-firm ATC calculations: (1) for firm ATC calculations, the transmission provider*
16 *shall account only for firm commitments; and (2) for non-firm ATC calculations, the*
17 *transmission provider shall account for both firm and non-firm commitments,*
18 *postbacks of redirected services, unscheduled service, and counterflows.*

19

20 **Question**

21 3.1 Are these principles identified in paragraph 212 already followed by HQT? If
22 not, what is the justification and will they be integrated in the methodology?

23 **R3.1**

24 **Les équations utilisées pour calculer les ATC, décrites dans**
25 **l'appendice C-1, HQT-2, Document 1, sont similaires à celles**
26 **des normes de la NERC et visent à respecter les exigences de**
27 **l'ordonnance 890 de la FERC. Toutes les capacités qui seront**
28 **affichées en 2009 sur le nouvel OASIS seront donc conformes**
29 **à l'ordonnance 890, sous réserve de l'approbation par la Régie.**
30 **En général, les principes identifiés dans le paragraphe 212**
31 **sont déjà suivis par le Transporteur.**

32 **4. Preamble Process to Achieve Consistency**

33

34 *Order 890 Paragraph 221. The Commission directs public utilities, working through*
35 *NERC and NAESB, to modify the ATC-related reliability standards and business*
36 *practices in accordance with specific direction provided in this Final Rule. As we*

1 explain above, the development of a more coherent and uniform determination of
2 ATC across a region will help limit the potential for undue discrimination in the
3 calculation of ATC. The Commission concludes that the NERC reliability standards
4 development process and the NAESB business practices development process are the
5 appropriate forums for developing this consistency.

6
7 Order 890 Paragraph 223. (...) We also direct public utilities to work through NAESB to
8 develop business practices that complement NERC's new reliability standards within
9 360 days after the publication of the Final Rule in the Federal Register. (...)

10
11 Finally, we direct NERC and NAESB to file, within 90 days of publication of the Final
12 Rule in the Federal Register, a joint status report on standards and business practices
13 development and a work plan for completion of this task within the timeframe
14 established above.

15
16 **Question**

17 4.1 How is HQT able to ensure consistency with the NAESB business practices?

18 **R4.1**

19 **Le Transporteur applique déjà les pratiques NAESB dans ses**
20 **activités courantes et il prévoit continuer de le faire, dans la**
21 **mesure où celles-ci sont conformes aux Tarifs et conditions.**

22 **5. Preamble ATC Components – existing Transmission Commitments (ETC)**
23

24 Order 890 Paragraph 240. In the NOPR, the Commission expressed its view that the
25 lack of consistency in modeling of existing transmission commitments (ETC) resulted
26 in excessive discretion in determining how much capacity a transmission provider sets
27 aside for native load, including its network customers. The Commission therefore
28 proposed the development of a consistent methodology for determining the capacity
29 needed and set aside for native load usage. The Commission also proposed that
30 accounting for transmission reservations in an ATC/AFC calculation be more
31 consistent. The Commission further proposed that public utilities, working through
32 NERC, establish and specifically identify the reservations to be used in determining
33 ETC.

34
35 Order 890 Paragraph 245. We agree with TDU Systems that inclusion of all requests
36 for transmission service in ETC would likely overstate usage of the system and
37 understate ATC. We therefore find that reservations that have the same point of
38 receipt (POR) (generator) but different point of delivery (POD) (load), for the same
39 time frame, should not be modeled in the ETC calculation simultaneously if their

1 combined reserved transmission capacity exceeds the generator's nameplate capacity
2 at POR. This will prevent overly unrealistic utilization of transmission capacity
3 associated with power output from a generator identified as a POR.
4

5 Order 890 Paragraph 246. We agree with NERC that some elements of ETC are
6 candidates for business practices rather than reliability standards. Accordingly, we
7 direct public utilities, working through NAESB, to develop business practices necessary
8 for full implementation of the developed MOD-001 reliability standard.
9

10 **Questions**

11 5.1 In the modelling of the ETC calculation, does HQT have any situations in its
12 system where the transmission capacity reserved exceeds the generator's
13 nameplate capacity at POR?

14 **R5.1**

15 **À la connaissance du Transporteur, cette situation ne se**
16 **présente pas sur son réseau.**

17 5.2 In the modelling of the ETC calculation, does HQT have any situations in its
18 system where the transmission capacity reserved plus any other firm
19 commitments for the generator exceeds the generator's nameplate capacity
20 at POR?

21 **R5.2**

22 **Non. Voir la réponse à la question 5.1.**

23 5.3 In the modeling of the ETC calculation, is there an adjustment made when the
24 transmission capacity reserved exceeds the generator's nameplate capacity at
25 POR in order to identify properly a realistic utilization of the transmission
26 capacity?

27 **R5.3**

28 **Non. Voir la réponse à la question 5.1.**

29 5.4 If not, is HQT overstating the transmission capacity use through the ETC for a
30 reason justified by a NAESB business practice?

31 **R5.4**

32 **Voir la réponse à la question 5.1.**

6. Preamble Modeling Assumptions and input data

Order 890 Paragraph 293 We believe that counterflows, if treated inconsistently, can adversely affect reliability and competition, depending on how they are accounted for. Accordingly, we reiterate that public utilities, working through NERC and NAESB, are directed to develop an approach for accounting for counterflows, in the relevant ATC standards and business practices.

Question

6.1 How are counterflows accounted for in the ATC calculations?

R6.1

Le calcul des capacités de transfert disponibles (ATC) non fermes tient compte des transactions inverses.

Order 890A Paragraph 868. In response to a commenter request, the Commission clarified in Order No. 890 that a customer may not designate as a network resource a seller's choice power purchase agreement that is sourced by generating units internal to the transmission provider's control area, since evaluating the effect on ATC would be problematic. The Commission stated that, if a customer wishes to have a choice of resources that are internal to the particular transmission provider's control area from which to dispatch power, it must designate each of the resources as network resources.

Order 890A Paragraph 891. The Commission affirms the finding in Order No. 890 that on-system seller's choice contracts generally do not provide enough information to satisfy the requirements for designation as a network resource. For on-system resources, the location of the capacity is necessary for determining the effect of a proposed designation on transmission capacity, both for evaluating the acceptability of the resource itself, and for allowing future transmission service requests to be evaluated

Questions

6.2 Does section 37.1(iii) of the HQT OATT meet the 890A requirements as noted in paragraphs 868 and 891, by requiring an annual submission to HQT from HQD of a description of each of the resources which contributes to the Heritage Pool (including its designated capacity)? If the response is affirmative, please provide a copy of the most recently filed current and 10 year projection.

R6.2

Le Transporteur ne propose aucune modification à ce sujet dans la présente demande de modifications aux Tarifs et conditions.

R6.2R¹

Le Transporteur joint, pour fins de communication à l'intervenant, une copie de la lettre du Distributeur au Transporteur datée du 23 septembre 2009 concernant le service pour l'alimentation de la charge locale et le transfert d'informations pour le Plan des charges et des ressources pour la période 2009-2019 (Pièce HQT-8, Document 5.1).

6.3 If the answer to 6.2 is negative, how does HQT monitor the need for a particular facility to schedule point-to-point service when the facility's designated capacity is exceeded when servicing non-designated loads?

R6.3

Voir la réponse à la question 6.2.

7. Preamble Transparency

Order 890 Paragraph 327. We also require transmission providers to document their processes for coordinating ATC calculations with their neighboring systems.

Question

7.1 How is HQT meeting this requirement with each of the neighboring systems namely: Ontario, New York, New England, New Brunswick and Newfoundland and Labrador?

R7.1

Le Transporteur satisfait l'exigence du paragraphe 327 de l'ordonnance 890 en affichant les documents pertinents sur son site OASIS.

8. Preamble Additional Data Posting

Order 890 Paragraph 413. The Commission adopts the proposed requirement to post on OASIS metrics related to the provision of transmission service under the OATT. Specifically, transmission providers must post (1) the number of affiliate versus non-

¹ Révisée.

1 affiliate requests for transmission service that have been rejected and (2) the number
2 of affiliate versus non-affiliate requests for transmission service that have been made.
3 This posting must detail the length of service request (e.g., short-term or long-term)
4 and the type of service requested (e.g., firm point-to-point, non-firm point-to-point or
5 network service). The Commission also will require transmission providers to post
6 their underlying load forecast assumptions for all ATC calculations and, to post on a
7 daily basis, their actual daily peak load for the prior day. The Commission directs
8 transmission providers to work through NAESB to develop standards for consistent
9 methods of posting the new requirements on OASIS.

10
11 Order 890 Paragraph 416 (...)We direct transmission providers to post load forecasts
12 and actual daily peak load for both system-wide load (including native load) and
13 native load, as this data will be useful to customers and regulators.

14
15 **Questions**

16 8.1 How will HQT proceed with the posting of this information? Would you
17 please provide an example using 2008 transmission reservations.

18 **R8.1**

19 **Sous réserve de la décision de la Régie dans la présente**
20 **demande, le Transporteur appliquera les nouvelles règles**
21 **d'affichage selon les pratiques de l'industrie.**

22 8.2 What NAESB standard has HQT adopted to meet this requirement?

23 **R8.2**

24 **Les pratiques NAESB n'ont pas à être adoptées par les entités.**
25 **Voir également la réponse à la question 8.1.**

26 **II. Coordinated, Open and Transparent Planning**
27

- 28 • HQT Theme No planning provisions provided; an equivalent process exists
29 (Attachment K).
30

31 **9. Preamble The Need for reform**
32

33 Order 890 Paragraph 422. We do not believe that the existing pro forma OATT is
34 sufficient in an era of increasing transmission congestion and the need for significant
35 new transmission investment. We cannot rely on the self-interest of transmission
36 providers to expand the grid in a non-discriminatory manner. Although many
37 transmission providers have an incentive to expand the grid to meet their state-

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 1
DU REGROUPEMENT NATIONAL DES CONSEILS RÉGIONAUX
DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC (« RNCREQ »)
ET DE L'UNION DES CONSOMMATEURS (« UC »)**

1 R7.10.1

2 Le Transporteur n'a pas de responsabilité dans la gestion des
3 approvisionnements en électricité du Distributeur et il applique
4 les *Tarifs et conditions* tels qu'approuvés par la Régie.

5 7.10.2 ses approvisionnements post patrimoniaux.

6 R7.10.2

7 Voir la réponse à la question 7.10.1.

8 **G. Le calcul de la capacité de transfert disponible**

RÉFÉRENCE 1:	HQT-1, doc. 1, p. 12
RÉFÉRENCE 2:	FERC, Ord. 890-A, para. 107
RÉFÉRENCE 3:	HQT-2, doc. 1, fiche App. C-1
RÉFÉRENCE 4:	FERC, Ord. 890-A, para. 108
RÉFÉRENCE 5:	FERC, Ord. 890, para. 348
RÉFÉRENCE 6:	FERC, Ord. 890-A, para. 148
RÉFÉRENCE 7:	FERC, Ord. 890-A, para. 149
RÉFÉRENCE 8:	FERC, Ord. 890-A, para. 62
RÉFÉRENCE 9:	FERC, Ord. 890-A, para. 63
RÉFÉRENCE 10:	TransÉnergie, Transmission system capacity reading points (www.transenergie.com/oasis/info/ilot/ttc_internes_en.pdf)
RÉFÉRENCE 11:	FERC, Ord. 890-A, para. 95

9
10 Préambule :

11 Citation 1 (réf. 1) :

2 Le Transporteur propose d'ajouter, à la suite de l'appendice C des *Tarifs et*
3 *conditions*, une méthodologie plus explicite pour évaluer la capacité de
4 transfert disponible, en appendice C-1. Cette méthodologie satisfait les
5 critères énoncés dans l'ordonnance n° 890, et notamment dans l'appendice C
6 du tarif *pro forma* qui en découle, en vue d'offrir une plus grande uniformité et
7 transparence pour le calcul de cette capacité. Cette orientation est décrite en

12

13

1 Citation 2 (réf. 2) :

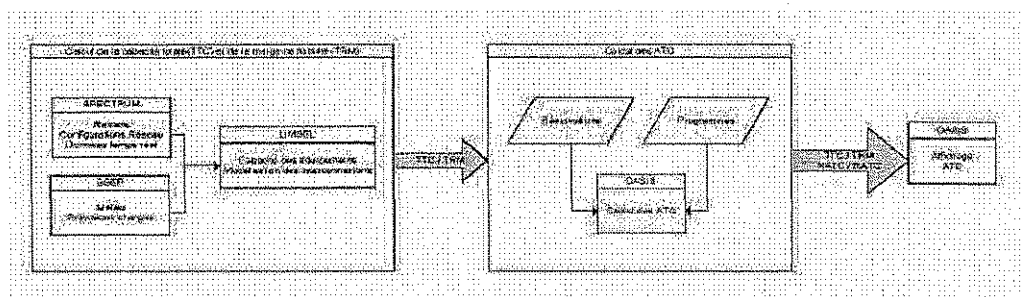
a. OATT Transparency – Attachment C

107. To increase transparency regarding ATC calculations, the Commission directed each transmission provider to set forth its ATC calculation methodology in Attachment C to its OATT. The Commission required that each transmission provider's Attachment C must, at a minimum: (1) clearly identify which of the NERC-approved methodologies it employs (e.g., contract path, network ATC, or network AFC); (2) provide a detailed description of the specific mathematical algorithm the transmission provider uses to calculate firm and non-firm ATC for the scheduling horizon (same day and real-time), operating horizon (day ahead and pre-schedule), and planning horizon (beyond the operating horizon); (3) include a process flow diagram that describes the various steps that it takes in performing the ATC calculation; (4) set forth a definition of each ATC component (i.e., TTC, ETC, TRM, and CBM) and a detailed explanation of how each one is derived in both the operating and planning horizons; and, (5) document their processes for coordinating ATC calculations with their neighboring systems.

2

3 Citation 3 (réf. 3) :

2. Étapes de calcul de la capacité de transfert



4

1 8.1 Veuillez confirmer que le Transporteur considère que son Appendice C-1 est
2 en conformité avec les exigences de la FERC à cet égard.

3 **R8.1**

4 Les méthodes et les équations décrites dans l'appendice C-1,
5 HQT-2, Document 1, sont similaires à celles des normes de la
6 North American Electric Reliability Corporation (« NERC ») et
7 visent à respecter les exigences de l'ordonnance 890 de
8 la FERC.

9 8.1.1 Veuillez indiquer où, dans l'Appendice C-1, le Transporteur identifie
10 clairement laquelle des méthodologies approuvées par la NERC il
11 utilise.

12 **R8.1.1**

13 Les méthodes utilisées par le Transporteur sont conformes
14 aux méthodes décrites dans les normes de la NERC. Toutefois,
15 le Transporteur n'a pas identifié laquelle des méthodologies
16 est utilisée pour chacun des chemins et des horizons car, bien
17 que la NERC ait approuvé les normes concernant le calcul des
18 capacités de transfert, elles n'ont pas encore été déposées à la
19 Régie par le coordonnateur de la fiabilité. Le Transporteur
20 identifiera la méthode dès que les normes de la NERC seront
21 effectivement en vigueur.

22 8.1.2 Veuillez indiquer les passages de l'Appendice qui fournissent une
23 description de l'algorithme spécifique utilisé par le Transporteur pour
24 calculer l'ATC ferme et non-ferme pour :

25 8.1.2.1 L'horizon de programmation (« scheduling horizon »),

26 **R8.1.2.1**

27 Les équations décrites dans l'appendice C-1, HQT-2,
28 Document 1 sous le titre « Horizon temps réel », servent à
29 calculer les capacités de transfert fermes et non fermes pour
30 l'horizon programmation.

31 8.1.2.2 L'horizon d'opération (« operating horizon ») et

32 **R8.1.2.2**

33 Les équations décrites dans l'appendice C-1, HQT-2,
34 Document 1 sous le titre « Horizon prévisionnel », servent à

1 **calculer les capacités de transfert fermes et non fermes pour**
2 **l'horizon d'exploitation (« operating horizon »).**

3 8.1.2.3 L'horizon de planification (« planning horizon »).

4 **R8.1.2.3**

5 **Les équations décrites dans l'appendice C-1, HQT-2,**
6 **Document 1 sous le titre « Horizon prévisionnel », servent à**
7 **calculer les capacités de transfert fermes et non fermes pour**
8 **l'horizon de planification (« planning horizon »).**

9 8.1.3 Veuillez confirmer que le schéma reproduit en Citation 3 constitue le
10 « process flow diagram that describes the various steps it takes in
11 performing the ATC calculation. »

12 **R8.1.3**

13 **Le schéma reproduit à la citation 3 présente le « process flow**
14 **diagram » soit le diagramme décrivant les étapes de calcul**
15 **de l'ATC.**

16 8.1.4 Veuillez indiquer où, dans l'Appendice C-1, le Transporteur fournit une
17 documentation de son processus pour la coordination de ses calculs
18 d'ATC avec ses réseaux voisins.

19 **R8.1.4**

20 **Tel qu'il l'a annoncé sur OASIS, le Transporteur développe**
21 **actuellement son processus pour la coordination des**
22 **capacités de transfert avec les réseaux voisins.**

23 Citation 4 (réf. 4) :

24 108. The Commission concluded that Attachment C must provide an accurate
25 documentation of processes and procedures related to the calculation of ATC, not the
 actual mathematical algorithms, which instead should be posted on their web site with the
 link noted in the Attachment C. The Commission noted that a transmission provider may

26 8.2 Est-ce que les algorithmes mathématiques utilisés par le Transporteur pour le
27 calcul de son ATC sont affichés sur son site internet? Le cas échéant,
28 veuillez fournir l'adresse internet.

1 **R8.2**

2 **Oui. Les algorithmes peuvent être consultés sur le site OASIS**
3 **du Transporteur à l'adresse :**
4 **<http://www.transenergie.com/oasis/hqt/fr/entree.htmlx>**

5

6 Citation 5 (réf. 5) :

Commission Determination

348. The Commission adopts the proposal in the NOPR to continue to require
transmission providers to comply with existing ATC-related posting obligations as
supplemented by this Final Rule. The Commission will continue to require transmission
providers, on request, to make available all data used to calculate ATC and TTC for any
constrained paths and any system planning studies or specific network impact studies
7 performed for customers. Transmission providers must also continue to post a list of
8 such studies on OASIS.

9 Citation 6 (réf. 6) :

Commission Determination

148. In Order No. 890, the Commission required transmission providers to make available, upon request, all data used to calculate ATC, TTC, CBM and TRM for any constrained posted path.⁶¹ We believe that this adequately addresses Constellation's request for access to modeling data used by the transmission provider. Specifically, we expect transmission providers to make available, upon request and subject to appropriate confidentiality protections and CEH requirements, the following modeling data: (1) load flow base cases and generation dispatch methodology; (2) contingency, subsystem, monitoring, change files and accompanying auxiliary files; (3) transient and dynamic stability simulation data and reports on flowgates which are not thermally limited; (4) list of transactions used to update the base case for transmission service request study; (5) special protection systems and operating guides, and specific description as to how they are modeled; (6) model configuration settings; (7) dates and capacities of new and retiring generation; (8) new and retired generation included in the model for future years; (9) production cost models (including assumptions, settings, study results, input data, etc.), subject to reasonable and applicable generator confidentiality limitations; (10) searchable transmission maps, including PowerWorld or PSSE diagrams; (11) OASIS names to Common Names table and PTI bus numbers; and, (12) flowgate and interface limits including limit category (thermal, steady state or transient, voltage or angular). We decline, however, to require the transmission provider to post this information on OASIS, as Constellation suggests. We conclude that making this information available on request provides sufficient transparency for customers without unduly burdening the transmission provider.

8.3 Est-ce que le Transporteur s'engage à rendre disponible sur demande les renseignements mentionnés au paragraphe 148 de l'ord. 890-A?

R8.3

Le Transporteur propose dans la présente demande d'adopter le nouvel appendice C-1 proposé, qui expose de façon transparente le mode de calcul de la capacité de transfert disponible, en appliquant des méthodes similaires à celles utilisées dans les autres réseaux, harmonisées avec les normes de la NERC et en tenant compte des contraintes spécifiques au réseau du Transporteur. Toutefois, le Transporteur ne peut prendre aucun engagement relativement à la dissémination des informations en sa possession en raison notamment de ses responsabilités quant à la sécurité et à la confidentialité de celles-ci.

1 Citation 7 (réf. 7) :

149. With regard to the modeling support information sought by Constellation, we believe much of this information should already be stated in each transmission provider's Attachment C. In Order No. 390, the Commission required each transmission provider to set forth in the Attachment C to its OATT the ATC calculation methodology used by the transmission provider.⁴³ To the extent necessary, we clarify that the step-by-step modeling study methodology and criteria for adding or eliminating flowgates (permanent and temporary) is part of the ATC methodology that must be stated in the transmission provider's Attachment C. We direct any transmission provider that has failed to include this information in its Attachment C to include that information as part of the compliance filing directed in section II.C. If the transmission provider has already satisfied this obligation in a previous compliance filing, it should refer to that filing instead.

2

3 8.4 Veuillez préciser où, dans l'Appendice C-1, se trouve le « step-by-step
4 modeling study methodology ».

5 **R8.4**

6 Tel qu'indiqué dans l'appendice C-1, HQT-2, Document 1, le
7 concept d'interface ou « flow gate » n'est pas pertinent au
8 réseau de transport du Transporteur. Aussi, ne retrouve-t-on
9 aucune composante reliée à la capacité d'interface disponible
10 (AFC) dans le calcul des capacités de transfert
11 du Transporteur.

1 Citation 8 (réf. 8) :

(1) ETC

62. The Commission adopted the NOPR proposal and directed public utilities, working through NERC and NAESB, to develop a consistent approach for determining the amount of transfer capability a transmission provider may set aside for its native load and other committed uses. The Commission determined that ETC should be defined to include committed uses of the transmission system, including (1) native load commitments (including network service), (2) grandfathered transmission rights, (3) appropriate point-to-point reservations,³⁹ (4) rollover rights associated with long-term firm service, and (5) other uses identified through the NERC process. The Commission determined that ETC should not be used to set aside transfer capability for any type of planning or contingency reserve, which are to be addressed through CBM and TRM.⁴⁰ In addition, for short-term ATC calculations, all reserved but unused transfer capability (non-scheduled) must be released as non-firm ATC.

2
3
4 8.5 Veuillez confirmer que l'ETC (« existing transmission commitments ») du
5 Transporteur n'inclut aucune capacité liée aux réserves de contingence ni
6 de planification.

7 **R8.5**

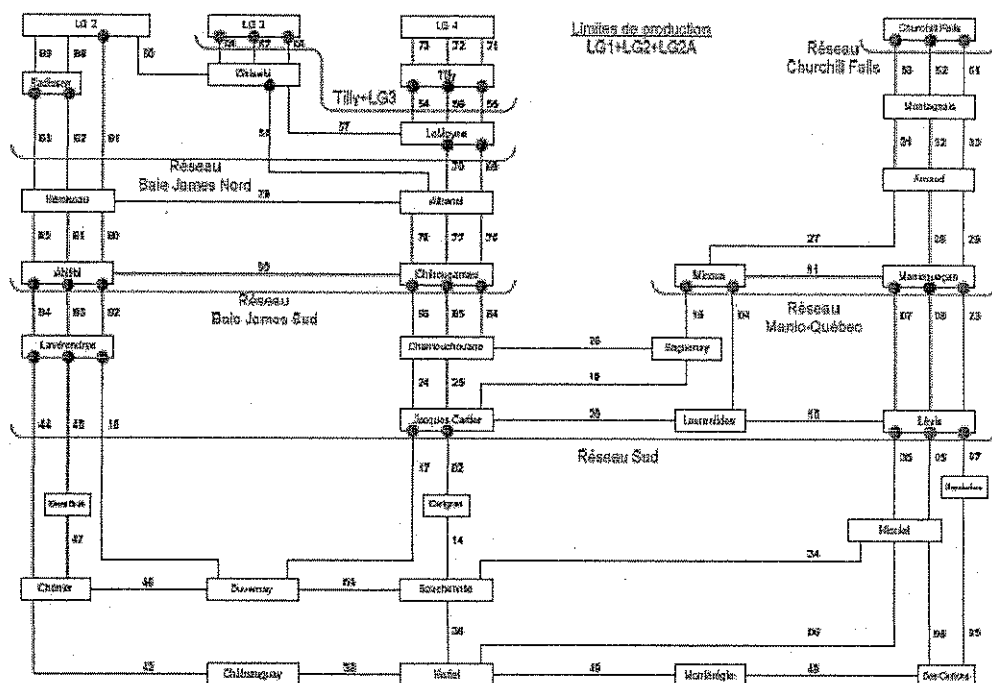
8 **L'ETC inclut tous les éléments décrits dans l'appendice C-1,**
9 **HQT-2, Document 1. Aucune capacité liée aux différents**
10 **types de réserves n'est incluse dans le calcul de l'ETC.**

11 Citation 9 (réf. 9) :

63. The Commission also found that inclusion of all requests for transmission service in ETC would likely overstate usage of the system and understate ATC. The Commission therefore found that reservations that have the same point of receipt (POR) (generator) but different point of delivery (POD) (load), for the same time frame, should not be modeled in the ETC calculation simultaneously if their combined reserved transmission capacity exceeds the generator's nameplate capacity at the POR. The Commission directed public utilities, working through NERC, to develop requirements in MOD-001 that lay out clear instructions on how these reservations should be modeled. The Commission also concluded that some elements of ETC are candidates for business practices instead of reliability standards and directed public utilities, working through

12

Transmission system capacity reading points



2
3 Préambule :

8

11 8.6.1 Les contraintes entre les différents sous-réseaux indiqués à la
12 référence 10;

1 **R8.6.1**

2 Le Transporteur ne tient pas compte des contraintes de ces
3 sous-réseaux dans le calcul de l'ETC. Ces contraintes ne
4 limitent pas la capacité de transfert des interconnexions du
5 Transporteur. L'ETC inclut tous les éléments décrits dans
6 l'appendice C-1, HQT-2, Document 1.

7 8.6.2 Le contrat patrimonial, avec sa flexibilité inhérente;

8 **R8.6.2**

9 L'ETC inclut tous les éléments décrits dans l'appendice C-1,
10 HQT-2, Document 1. Le contrat patrimonial n'a pas d'impact
11 sur le calcul des capacités de transfert des interconnexions
12 du Transporteur.

13 8.6.3 Les prévisions de charge aux différents postes à l'intérieur du Québec;

14 **R8.6.3**

15 L'ETC inclut tous les éléments décrits dans l'appendice C-1,
16 HQT-2, Document 1. Le Transporteur ne tient pas compte de la
17 prévision de charge aux différents postes du réseau dans le
18 calcul de l'ETC. Le Transporteur tient compte de la prévision
19 de la charge locale dans le calcul de la TTC tel que décrit dans
20 l'appendice C-1.

21 8.7 Veuillez préciser en détail comment sont fixées les quantités QCRD (Québec
22 Ressource Désignée), QCRND_{ferme}, (Québec Ressource non Désignée ferme)
23 et QCRND_{non ferme} (Québec Ressource non Désignée non ferme) mentionnées
24 à la page 2 de la référence 3, et ce, sur les horizons de programmation,
25 d'opération et de planification.

26 **R8.7**

27 Les quantités de ressources désignées pour l'alimentation de
28 la charge locale (QCRD) sont fixées par le Distributeur. Les
29 quantités de ressources non désignées sont fixées par le
30 Distributeur (représenté par le sigle QCRND_{ferme}, ainsi que par le
31 Producteur (représenté par le sigle QCRND_{non ferme}).

32 8.8 Veuillez préciser si les éléments « Réservations » et « Programmes » sur le
33 schéma de la référence 3 incluent les réservations et programmes de QCRD
34 et de QCRND,

1 8.8.1 Pour les interconnexions entre la zone de contrôle de TransÉnergie et
2 les réseaux voisins; et

3 **R8.8.1**

4 **Tel que affiché sur OASIS, les QCRD et les QCRND font l'objet**
5 **de réservations et sont programmés le cas échéant.**

6 8.8.2 Pour les chemins à l'intérieur de la zone de contrôle de TransÉnergie,
7 tel qu'indiquée à la référence 10.

8 **R8.8.2**

9 **Il n'y a pas de réservation ni de programmation sur les**
10 **chemins internes du réseau de transport.**

11 Citation 11 (réf. 11) :

e. Modeling, Assumptions and Input Data

95. The Commission directed public utilities, working through NERC, to modify the
reliability standards MOD-010 through MOD-025⁵¹ to incorporate a requirement for the
periodic review and modification of models for (1) load flow base cases with
contingency, subsystem, and monitoring files, (2) short circuit data, and (3) transient and
dynamic stability simulation data, in order to ensure that these models are up to date. The
Commission stated that the models should be updated and benchmarked to actual events.

⁵¹ The MOD-010 through MOD-025 reliability standards establish data
requirements, reporting procedures, and system model development and validation for
use in the reliability analysis of the interconnected transmission systems.

13
14

15 8.9 Est-ce que le Transporteur utilise les normes de fiabilité MOD-010 à MOD-
16 025 ?

17 **R8.9**

18 **Parmi les normes MOD-010 à MOD-025, certaines sont**
19 **approuvées par la FERC et d'autres par la NERC seulement. Il**
20 **y en a également qui ne s'adressent qu'à l'organisme de**
21 **fiabilité régionale ou Regional Reliability Organization [le**
22 **Northeast Power Coordinating Council (« NPCC ») pour le**

1 Nord-Est]. Par contre, le Transporteur doit respecter toutes les
2 normes approuvées par la NERC par le biais de son entente
3 avec le NPCC.
4

5 Tel qu'indiqué à la pièce HQT-9, Document 1 dans la demande
6 R-3669-2008, le Transporteur souligne qu'il applique les
7 normes édictées par la NERC et le NPCC, organismes
8 reconnus en matière de fiabilité des réseaux de transport
9 d'électricité, en plus d'appliquer ses propres critères internes
10 en cette matière.
11

12 Dans sa décision D-2003-653, la Régie mentionne que les
13 normes prises en compte par le Transporteur sont
14 globalement satisfaisantes, nécessaires et lui permettent de
15 gérer efficacement son réseau.

16 8.9.1 Le cas échéant, veuillez fournir une courte description de chacune.

17 **R8.9.1**

18 Ces informations sont publiques. Un résumé de chaque norme
19 peut être consulté sur le site de la NERC:
20 <http://www.nerc.com/page.php?cid=2|20>

21 8.9.2 Le cas échéant, est-ce qu'il les a mises à jour tel que requis par la
22 FERC?

23 **R8.9.2**

24 Ces mises à jour, par la NERC, suivent un processus de
25 consultations avec les représentants de l'industrie. Le
26 Transporteur participe à ce processus et suit les mises à jour
27 de la NERC lorsqu'elle les approuve.

HQT POINT

"HQT" Point

"HOT" Point basics

TransÉnergie uses the "HQT" point as a representation of its system as a whole, excluding the other OASIS reception and delivery points. Such a representation optimizes the offering of transmission services. This representation is particular to TransÉnergie as it is made possible through some physical and commercial aspects unique to Québec.

TransÉnergie's network is strongly "radial". It is based on long high voltage lines connecting large remote hydro production centers to a major load center located in the southern part of Québec, mainly in the Montréal region. It is also electrically isolated from the neighbouring systems as it is not synchronised with them. It is interconnected to its neighbours through controllable ties (DC links, radial interties). Providing for the local load therefore relies on the continuous possibility to transfer remote generation without being able to rely on instant support from neighbouring systems. As a consequence, TransÉnergie's network has been developed to avoid congestion on the main system in order to be able to provide reliable service to the Québec local load at all times using generation sources situated on its system. The lack of free flowing ties with neighbouring systems means that TransÉnergie's network is not affected by loop flows, therefore is not subject congestion that could result from activities on other systems, a common problem on interconnected systems. Such an absence of congestion makes possible modeling of the main TransÉnergie system by a single point.

The Québec local load's main source of electricity is provided through the Patrimonial Decree (1277-2201 du 24 octobre 2001 concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale). Hydro-Québec Production is the sole producer of this very large quantity of electricity for Hydro-Québec Distribution which provides for most of the Québec load. Moreover, Section 49 of the "Loi sur la Régie de l'énergie" specifies in paragraph 11 that "uniform rates throughout the territory served by the electric power transmission system" must be maintained. Those characteristics, particular to the Québec wholesale market, make its representation as a single point possible.

The "HQT" point can therefore represent both TransÉnergie's main system and the Québec wholesale market. It optimizes the offer of transmission service, for the local load as much as for point-to-point services, as capacity calculations need only be performed for the interties with neighbouring networks. Hence, Wheel-through transactions can be identified by linking two interties through point "HQT", exports can be identified by linking point "HQT" to an intertie and imports can be identified by linking an intertie to point "HQT".

Use of point "HQT" for Wheel-through transactions

Wheel-through transactions are represented on OASIS by a link between the intertie identification points established through the use of point "HQT". A Wheel-through transactions to deliver a specific power quantity to a neighbouring system is therefore represented by a reception identified as "XXXX-HQT" for the specified power quantity plus electrical losses related to a delivery of the specified power quantity identified as "HQT-YYYY".

The generation source and the load served being outside of point "HQT", TransÉnergie does not require their localization.

Use of point "HQT" for Wheel Out transactions

Exports are represented by a "HQT-YYYY" relation.

Since the generation source is inside TransÉnergie's system represented by point "HQT", TransÉnergie requires its localization in order to proceed with the studies required to provide the requested transmission service.

Use of point "HQT" for Wheel In transactions

Imports are represented by a "XXXX-HQT" relation.

Since the load served is inside TransÉnergie's system represented by point "HQT", TransÉnergie requires its localization in order to proceed with the studies required to provide the requested transmission service.

Use of point "HQT" for generation interconnection directly to TransÉnergie's network

In order to keep its main system congestion free, TransÉnergie studies generation interconnections "to point HQT" by simulating the associated generation delivery through a proportional increase of the Québec local load by the same generation amount on the whole network.

Hydro-Québec TransÉnergie
December 2008

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

QUÉBEC

R-3669-2008
Phase 2

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

**HYDRO-QUÉBEC, when carrying on electric
transmission activities**

and

Intervenors

EXPERT REPORT

OF

PHILIP Q HANSER

On behalf of

HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE

June 2010

I. INTRODUCTION

1. My name is Philip Q Hanser. I am a Principal of *The Brattle Group*, an economic and management consulting firm with offices in Cambridge, Massachusetts; Washington, D.C.; San Francisco, California; London, England; and Brussels, Belgium.
2. I have been a Principal at *The Brattle Group* in its Cambridge office for over ten years and have nearly thirty years of experience in the electric power industry. I have testified previously before the Régie de l'Énergie ("the Régie"), the Federal Energy Regulatory Commission ("FERC") and various U.S. state public utility commissions, as well as in U.S. federal and state courts as an expert witness on electricity transmission and market design and regulation issues, among other topics. My statement of qualifications, including references to testimony I have given over the past five years, is attached as Attachment 1.
3. *The Brattle Group* has been retained by Hydro-Québec TransÉnergie ("HQT" or "TransÉnergie" or "HQ TransÉnergie") to review its methodology to coordinate data and assumptions to achieve consistent available transfer capability ("ATC") values on either side of an interconnection with its neighbouring systems (referred as "ATC Coordination"), and to comment on its conformity with FERC Order 890.
4. I understand that this review is performed in the context of a dedicated phase ("Phase 2") of HQT's rate application R-3669-2008 concerning certain modifications to HQT's OATT. HQT's methodology for ATC Coordination is described in the revised Attachment C-1 to HQT's OATT ("Attachment C-1"), attached as Attachment 2.

II. EXECUTIVE SUMMARY

5. Following a review of the relevant documents, I conclude that HQT's methodology described in Attachment C-1 ("Methodology") for ATC Coordination is consistent with FERC Order 890. Specifically, FERC has elaborated that the intention of the ATC Coordination policy is to ensure that transmission service providers ("TSPs") use a consistent and transparent methodology in calculating the ATC and to ensure that transmission service is provided in a non-discriminatory manner. In a related decision,¹

¹ Docket No. RM08-19-000, et al.; Order No. 729, November 24, 2009.

FERC stated: "Improving transparency and consistency of available transfer capability calculation methodologies will eliminate transmission service providers' wide discretion in calculating available transfer capability and ensure that customers are treated fairly in seeking alternative power supplies."² I have reviewed TransÉnergie's Methodology for the calculations of ATC for interfaces with neighbouring systems and I conclude that TransÉnergie has put into place a procedure to ensure that its ATC calculations are consistent with neighbouring systems' ratings.

III. SCOPE OF MANDATE

6. This report addresses the following matters:
 - (a) Provide and discuss a brief history of FERC's open-access transmission policy as it relates to ATC Coordination, with specific reference to FERC Orders and *pro forma* OATT.
 - (b) Discuss whether HQT's Methodology for ATC Coordination is consistent and complies with the relevant FERC Orders.

IV. ANALYSIS

7. My analysis is organized as follows: In Section A, I provide a brief history of FERC's open access transmission policy, notably with reference to Orders 888, 889, 890, 890A, 890B and 890C and *pro forma* OATT. In Section B, I describe HQT's Methodology for ATC Coordination. In Section C, I describe the characteristics of HQT's transmission system relevant for purposes of my report and analyse HQT's Methodology in light of applicable principles advanced and decisions rendered by FERC, taking into account the characteristics of HQT's transmission system.

A. FERC ORDERS

8. FERC issued Order 888 in April 1996 to foster competition in wholesale power markets. This order requires all jurisdictional utilities to file an open-access transmission tariff ("OATT") providing access to their transmission systems on terms and conditions

² Docket No. RM08-19-000, et al.; Order No. 729, November 24, 2009, paragraph 2.

comparable to those that the utility provides to its own generation capacity. In conjunction with Order 888, FERC issued a "*pro forma*" OATT that specifies the type of services that must be provided by a transmission utility.

9. FERC Order 889, which was issued in parallel with Order 888, requires U.S. public utilities to establish an electronic open access information system ("OASIS"). FERC concluded that non-discriminatory access to transmission information was needed in order to have transmission services provided in a non-discriminatory manner. A TSP's OASIS provides current and potential transmission customers with information, electronically provided, about available transmission capability and prices. Providing such information on a timely and non-discriminatory basis facilitates a primary objective of FERC policy—the economically efficient trade of electricity in wholesale power markets. Through their OASIS, transmission service providers must make available to others the same transmission information that is available to their own employees and that is pertinent to decisions they make involving the sale or purchase of electricity. The OASIS allows potential transmission customers to determine the availability of transfer capability and helps to ensure that utilities do not use their ownership, operation, or control of transmission to deny access unfairly.
10. On February 16, 2007, FERC issued Order 890 which confirmed certain reforms to correct perceived flaws in the *pro forma* OATT adopted in Orders 888 and 889 and to ensure that transmission services are provided on a just and reasonable basis. Specifically, Order 890 modified the *pro forma* OATT in several areas, including the calculation of ATC.
11. Specifically applicable to the calculation of ATC, FERC desires to increase consistency and transparency in the methodology for calculating ATC to reduce the potential for undue discrimination in providing transmission service and to reduce transmission service providers' ability to exercise discretion that might discriminate certain market participants. In that regard, while FERC did not require a "lowest common denominator" approach in calculating ATCs,³ it emphasized the importance of having industry-wide

³ FERC Order 890, February 16, 2007, paragraph 208.

consistency for all ATC components and certain data inputs and exchange, modeling assumptions, calculation frequency, and coordination of data relevant for the calculation of ATC.⁴

12. Following FERC Order 890, three supplemental orders, namely Orders 890-A through 890-C, were issued to address further questions relating to ATC calculations across system interfaces and several other topics. For the purpose of this testimony, I will focus only the issues relating to the calculation of ATC in these subsequent orders.
13. FERC Order 890-A was issued on December 28, 2007. Among other topics addressed in Order 890-A, FERC answered questions about whether FERC meant to require adjacent transmission providers sharing a common interface to coordinate to provide consistent ATC values on either side of that interface. Specifically, FERC clarifies: "...adjacent transmission providers must coordinate and exchange data and assumptions to achieve consistent ATC values on either side of a single interface. This is applicable to any neighbouring transmission providers no matter whether they use the same or different ATC methodologies. We note, however, that the anticipated consistency is for available capability in the same direction across an interface."⁵
14. Following the issuance of Order 890-A, FERC issued Order 890-B on June 23, 2008, which further reaffirmed prior policies and provided additional clarifying explanations for several issues, including the proper calculation of ATC across a common interface with adjacent transmission systems. FERC confirmed its intention to require adjacent transmission providers to coordinate and exchange data and assumptions to achieve consistent ATC values on either side of a single interface. FERC stated that it recognizes "factors such as timing of reservation requests, acceptances, and confirmations, and multiple interfaces between and among transmission providers, can make it difficult to achieve coincidental, identical postings of ATC values on both sides of an interface."⁶ However, FERC emphasized that ATC calculations performed with consistent data inputs

⁴ FERC Order 890, paragraph 210.

⁵ FERC Order No. 890-A, December 28, 2007, paragraph 52.

⁶ FERC Order 890-B, June 23, 2008, paragraph 15.

and assumptions should produce “predictable and sufficiently accurate, consistent, equivalent, and replicable results.”⁷

15. After Order 890-B was issued, requests for clarification and rehearing were received. Specifically relating to the ATC calculations, questions were raised about how different reservations on either side of an interface might impact the ratings.⁸ In response to these and other questions, FERC issued Order 890-C on March 19, 2009. In that order, FERC clarified that transmission providers do not have to post identical ATC values on either side of an interface *in every instance and at all times*.⁹ In addition, FERC reiterated its requirement in Order 890-B to achieve consistent ATC values through calculations that produce “sufficiently accurate, consistent, equivalent, and replicable results.” FERC acknowledged that in some cases where there are differences in reservation status or when there are multiple interfaces between transmission providers that it may not be possible or practical to achieve identical values. Although FERC’s focus on ATC calculation was with regard to its impact on markets, FERC realized that there were also reliability implications. As a result, it noted that the North American Electric Reliability Corporation (“NERC”) had proposed reliability standards governing the calculation of ATC and those standards should help produce “predictable and sufficiently accurate, consistent, equivalent, and replicable results.”

B. HQT’S METHODOLOGY FOR ATC COORDINATION

16. From my reading of Attachment C-1 to HQT’s OATT, I understand that HQT’s intentions are to reflect FERC Order 890 and subsequent clarifying Orders 890-A through C by providing market participants the proper ATC values across its interfaces with neighbouring systems. I find that HQT’s procedures and formulae are developed to specifically deal with the issue of coordinating and exchanging data and assumptions with neighbouring systems to achieve consistent ATC values on either side of a single

⁷ FERC Order 890-B, paragraph 15 and Order 890, February 16, 2007, paragraph 210.

⁸ FERC Order No. 890-C, March 19, 2009, paragraphs 4-6.

⁹ FERC Order No. 890-C, paragraph 7, emphasis added.

interface. The HQT's formulae use the Transmission Reliability Margin ("TRM") to ensure that the ATCs on both the HQT and adjacent systems are consistent.

17. While FERC did not mandate precisely *how* each transmission service provider should exchange information and coordinate with neighbouring system, FERC was quite clear that it expects such a procedure be established.
18. FERC does not require the "least common denominator" approach. I interpret this to mean that FERC does not demand every transmission service provider to report the ATC across an interface to be the lower of the two ATCs from either side of an interface. However, given the unique features of HQT's interconnection with its neighbouring systems, which I will explain below, HQT's choice of using the "least common denominator" seems to be the only appropriate way to ensure that consistent ATC ratings are made on its interfaces with neighbouring systems.

C. COMPLIANCE OF HQT'S METHODOLOGY WITH FERC ORDER 890

(a) Characteristics and Distinguishing Features of HQT Transmission System

19. For the purposes of our analysis, it is helpful to briefly describe certain characteristics and distinguishing features of HQT's transmission system and, as a result, how HQT's system differs from transmission systems in the U.S.
20. HQT operates the most extensive transmission system in North America, with more than 32,000 kilometres of lines and interties with systems in neighbouring provinces and states in the U.S. Northeast. One relatively unique feature of HQT's system is that it transmits large quantities of power over long distances at high voltage. Most of the load in Québec is located in the southern part of the Province (*e.g.*, Montréal) whereas some of the major generation plants are located in the north, far away from load centers (*e.g.*, James Bay). Given this essentially hub-and-spoke topology, and the need to move power over long distances, HQT found it economical to build very high-voltage 735 kilovolt lines to transmit power from remote regions to load centers in Southern Québec. Lines of this voltage or higher are found on only a few other transmission systems in North America. HQT also has several DC interties with neighbouring control areas.

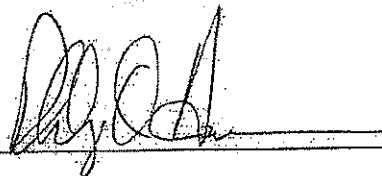
21. HQT's system differs in one notable respect from transmission systems in the U.S. In the U.S., all transmitting utilities belong to one of three Interconnections (the Eastern Interconnect, the Western Interconnect, and ERCOT (Texas)) and are electrically synchronous with all other transmission systems in their Interconnection. This means that transmitting utilities have "free flowing" interties with neighbouring systems, with the result that flows on one utility's system are affected by the loadings on other systems. HQT is asynchronous with the other systems that make up the Eastern Interconnection. The HQT system is interconnected with neighbouring systems through either "controllable" interties or "radial" interties, which are blocks of generation or load which are islanded from HQT in order to be attached to another system through AC interties. This means that HQT's grid is not influenced by power flows on other systems, as was demonstrated during the widespread power outage that occurred in the northeastern U.S. and portions of Canada in August 2003. TransÉnergie's system was not affected by this outage, except for a small portion of the Province's load that is connected to Ontario by AC transmission lines, but which was electrically isolated from the rest of the HQT system.
22. HQT uses the HQT Point as a representation of its system as of whole, excluding the other OASIS reception and delivery points. The use of HQT Point greatly simplifies the reservation and scheduling of transmission service.
23. As stated in the HQT document "HQT Point" (exhibit HQT-27), the creation of the synthetic HQT Point was made possible both by the fact that the TransÉnergie system is asynchronous with the other systems in the Eastern Interconnection and because it is not subject to internal congestion. Given the absence of internal congestion in HQT's system, there is no reason to list ATC for 240 distinct path pairs. Therefore, for planning purposes, HQT can be seen from external regions as a single point.
 - (b) **Comparison of HQT's Methodology with ATC Coordination Methodologies Used in United States and Its Conformity with FERC Orders**
24. It appears that since the issue of Order 890, many utilities in the U.S. have submitted revised OATTs incorporating the updated ATC calculation methodologies in Attachment Cs of each various transmission service providers' OATT. Included in some of these

Revised OATT Attachment C submissions are procedures utilities use to coordinate with neighbouring systems. HQT has followed this approach in revising Attachment C-1 to its OATT.

25. HQT's ATC calculation methodology and information exchange or coordination procedures with neighbouring systems are not the same as some of the utilities' Attachment Cs that I have reviewed. They differ in one particular manner. Most of the AC systems in the U.S. that interconnect with each other regularly calculate ATCs across multiple interfaces simultaneously through the industry standard tool of load-flow analyses using the most up-to-date information on load levels, generation dispatch, and new transmission service requests. Because AC-interconnected systems act like a large pool with many ways for energy to flow, the ATC on one particular interface often can have an impact on the ATCs on other interfaces, including some that might be physically far away from each other.
26. HQT's interfaces with neighbouring systems are mostly DC interconnections, with controllable flows. In other words, the flow and therefore the ATC across HQT's interface with New England can be treated as independent of the ATC across HQT's interface with New York. This is not the case with other systems that are AC-interconnected.
27. Since the flow on each of HQT's DC interconnections with neighbouring systems is controllable and the ATC across one interconnection is independent from another interconnection, HQT does not require simultaneous modeling of all of its interfaces to determine the ATCs across each one. Thus, the most appropriate way for HQT to reflect FERC Order 890's requirement to have consistent ATCs with neighbouring systems across interfaces is to either adopt the neighbouring system's ATC or to request the neighbouring system to adopt HQT's ATC. I believe this is precisely what HQT attempts to achieve in its procedures outlined in its Attachment C-1.
28. The HQT approach has two notable features. First, since the ATC calculation does not rely on complex load flow calculations, the ATC calculation is very transparent. Second, the directness of the calculation avoids the necessity of potentially arguable assumptions

about the electrical system's capability that would be required for a load flow analysis. It represents an objective method for calculating ATC.

I have signed this report on June 23, 2010.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Philip Q. Hanser', is written over a horizontal line.

Philip Q Hanser

Attachment 1

RESUME

Philip Q Hanser

Office: Cambridge, MA ♦ Phone: +1.617.864.7900 ♦ Email: Philip.Hanser@brattle.com

[Mr. Philip Q Hanser is a principal of *The Brattle Group* and has nearly thirty years of consulting and litigation experience in the energy industry. His expertise includes issues ranging from industry structure, market power and associated regulatory questions, to specific operational and strategic questions such as transmission pricing, generation planning, tariff strategies, fuels procurement, environmental issues, forecasting, demand-side management, and other management and financial issues. He has supported clients' efforts in insurance recovery of environmental liabilities arising from former manufactured gas plant sites, assessed liability risk in mass tort suits, and designed statistical database auditing procedures.

He has appeared as an expert witness before the U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC), the California Energy Commission (CEC), the New Mexico Public Service Commission (NMPSC), the Public Service Commission of Wisconsin (PSCW), the Vermont Public Service Board (VPSB), the Public Utilities Commission of Nevada (PUCN), the Missouri Public Service Commission (MPSC), the Illinois Commerce Commission (ICC), the Régie de l'Énergie (Québec), the Ontario Energy Board, the Connecticut Siting Commission, the Pennsylvania Department of Environmental Protection, before arbitration panels, and in Federal and state courts. He served for six years on the American Statistical Association's Advisory Committee to the Energy Information Administration (EIA). He serves on CIGRE's (Conseil International des Grands Réseaux Electriques) Working Group C5-8, Working Group on Renewables and Energy Efficiency in a Deregulated Market. Prior to joining *The Brattle Group*, he served as the manager of the Demand-Side Management Program at the Electric Power Research Institute (EPRI). He has published widely in leading industry and economic journals. Mr. Hanser has taught at the University of the Pacific, University of California at Davis, and Columbia University, and guest lectured at the Massachusetts Institute of Technology, Stanford University, and the University of Chicago.

AREAS OF EXPERTISE

- ♦ *Analysis of Electricity Generation, Contracts, and Wholesale Markets*
- ♦ *Resource Planning and Procurement*
- ♦ *Rate Design and Related Issues*
- ♦ *Environment*
- ♦ *Energy Efficiency, Demand-Side Management, and Renewables*
- ♦ *Analysis of Market Power*
- ♦ *RTO Design and Participation*
- ♦ *Forecasting and Weather Normalization*
- ♦ *Transmission*
- ♦ *Plant Performance and Strategy*

EXPERIENCE

Analysis of Electricity Generation, Contracts, and Wholesale Markets

- ◆ Provided expert testimony in Massachusetts State Court on the impacts of alleged violations of a wholesale power contract on a supplier in ISO-NE.
- ◆ For the California Department of Water Resources provided expert testimony in federal bankruptcy court with regard to the public interest standard to be applied to Calpine Corporation's rejection of its contracts. This assignment included a valuation of the contract over time through the use of a simulation model of the California market, as well as an assessment of the potential reliability implications for the California market.
- ◆ For the California Department of Water Resources and the California Attorney General's Office, provided expert testimony on damages resulting from Sempra Energy Resources breaches of its power purchase agreement in both arbitration hearings and California state court. Analyzed two years of hourly data on energy deliveries, market prices, ISO charges, and invoice charges to identify and evaluate performance violations and invoice overcharges. Assisted counsel in developing the theory of the case and provided general litigation support in preparation for and during arbitration.
- ◆ For Dominion Electric Marketing, Inc. (DEMI), provided assistance in their response to a complaint by United Illuminating (UI) regarding their wholesale supply contract. The dispute centered on the allocation of reliability must run costs between UI as a load-serving entity and DEMI as wholesale supplier.
- ◆ For the California Department of Water Resources critically reviewed the California ISO's proposed implementation of locational marginal pricing (LMP) and analyzed implications for "seller's choice" supply contracts. Developed a framework for quantifying the incremental congestion costs that ratepayers would face if suppliers financially delivered power to the lowest priced nodes; estimated potential incremental contract costs using a third party's GE-MAPS market simulations (and helped to improve their model inputs to more accurately reflect the transmission system in California). Made recommendations to the CAISO as to how to address the issue.
- ◆ Provided expert testimony in Massachusetts state court on the damages incurred by a power plant developer as a result of alleged contractual violations by a supplier for a plant constructed in ISO-NE.

- ◆ For a Florida utility, provided a confidential expert report evaluating the benefits of the power from a co-generator and its potential rate implications, and assisted in the negotiation of a co-generation contract with a large industrial customer.
- ◆ Assisted a U.S. electric utility in the preparation of a bid proposal to an industrial firm for the leasing of a new power plant. The assignment included risk analysis of the proposal, assessment of financial and rate impacts, and market assessment of competitors' potential offerings.

Resource Planning and Procurement

- ◆ For the Edison Electric Institute, co-authored a report on the general inapplicability of standard financial portfolio theory to the resource portfolios of utilities.
- ◆ For the investor-owned utilities of Wisconsin, provided testimony before the Public Service Commission of Wisconsin on cost of capital issues for use in its statewide resource planning exercise.
- ◆ For an international development bank, evaluated generation resource needs for an Eastern European country as well as a determination of alternative means to meet those generation needs. This assignment included analysis of the impact of privatization on the country's economy, its import and export sectors, and future development of electricity and gas resources.

Environment

- ◆ For an Eastern utility with substantial coal-generating facilities, provided advice with regard to maintenance procedures and risk exposure to New Source Review standards under the Clean Air Act Amendments.
- ◆ For a Western generator with substantial coal-generating facilities he has provided assistance with regard to responding to allegations by the Environmental Protection Agency of failure to comply with the New Source Review standards under the Clean Air Act Amendments.
- ◆ For Illinois Power Company, provided expert testimony in federal court on the regulatory and rate base implications of the Clean Air Act Amendments, in support of the calculation of noncompliance economic damages arising from New Source Review.
- ◆ For a gas utility, assisted in the development of potential manufactured gas liabilities for use in insurance recovery and in estimating potential recovery under a variety of insurance allocation theories and estimated the risk distribution of the estimates.

- ♦ For a gas utility, assisted in the assessment of the announcement effect of environmental liabilities on its cost of capital. This assignment included estimation of changes in market betas for pre- and post- environmental liability announcement.

Energy Efficiency, Demand-Side Management, and Renewables

- ♦ For a large utility in the Southern United States, prepared expert report investigating alternative cost allocation approaches for generation capacity, fuel, and demand-side management (DSM) costs both through a review of the methods and surveys of practice.
- ♦ For Central Vermont Public Service, provided expert testimony on the impact of its demand-side management programs before the Vermont Public Service Board.
- ♦ For Ameren/UE's Illinois subsidiaries, provided expert testimony on the potential for gas demand-side management and resulting potential rate implications.
- ♦ For a Northeast utility developed an assessment of the potential penetration rate of microturbines. For the utility service territories under consideration, evaluated the back-up generation rates and connection charges likely to be incurred for such systems to determine customer costs and benefits.
- ♦ For a utility located in WECC procuring renewable resources, provided a system integration study for a range of renewable project proposals. Used production costing and power flow models to estimate the "deliverability" of various proposals, including estimating the LMP prices and the potential congestion costs. Ranked the proposed renewable power projects by their estimated benefits and costs, and delivered a formal presentation at the completion of the project.
- ♦ For a power marketer and developer of independent power projects in Great Britain, assisted in the preparation of comments on proposals by the UK pool regarding the role of demand-side bidding and the pricing of transmission losses.
- ♦ For a Texas utility, provided expert testimony regarding breach of contract claims made against it by an industrial participant in an energy efficiency project. Reviewed the energy efficiency impacts of program. Calculated the net present value of the project in relation to various rate options and market prices.
- ♦ For Connecticut Light and Power, provided testimony in support of an application for a Certificate of Environmental Compatibility and Public Need for the construction of a 345-kV electric transmission line and reconstruction of an existing 115-kV electric transmission line. At issue was the use of distributed resources to substitute for the proposed lines.

Analysis of Market Power

- ◆ For the California Parties, provided litigation support and testimony regarding manipulation of energy and ancillary service market prices and the outage behavior of gas fired power plants during 2000-01. The proceeding, before the Federal Energy Regulatory Commission involved Enron, Dynegy, Mirant, Reliant, Williams, and other suppliers in the U.S. and Canada. The analyses focused on the use by suppliers of generation outages to affect market prices through physical withholding, as well as the use of pricing to yield economic withholding.
- ◆ For the California Parties, provided litigation support and testimony regarding Enron's transmission and ancillary services market manipulation strategies, including 'Death Star' and 'Get Shorty.'
- ◆ For Southern California Edison, submitted testimony before the FERC describing the implications for the electricity market of the manipulation of gas market prices.
- ◆ For Sierra Pacific Resources Company, provided expert testimony before the Public Utilities Commission of Nevada and the FERC regarding the market power implications of generation asset divestiture required for the merger of Sierra Pacific Power and Nevada Power Company. Developed a Cournot market model to assess the market power implications of selling off alternative groupings of generation.
- ◆ For the Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection, LLC (PJM) co-authored annual report on the state of its markets. The report included an assessment of the market's competitiveness and potential structural deficiencies, and identified potential instances of market abuse.
- ◆ For PJM, developed an ensemble of metrics for assessing market power in its markets. The metrics included an early warning system to permit PJM interventions into market abuse at the earliest possible stage.
- ◆ For PJM, developed software for unilateral market power assessment and assisted PJM in its preliminary implementation. Its use was demonstrated with an incident involving potential market power abuse by PJM members.

RTO Design and Participation

- ◆ For Northeast Utilities provided testimony before the FERC with regard to the economics of imposing local installed capacity (LICAP) requirements on ISO-NE. Also has provided expert testimony before the FERC in support of its applications for market-based rate authority.

- ♦ For NSTAR provided testimony before the FERC on several matters including the necessity of imposing bid caps on the New England electricity market, replacement energy rates for generators when transfer capability into a transmission-constrained zone was reduced because of system upgrades, and the appropriateness of granting market-based rate authority to a generator in a transmission-constrained zone. Developed a Cournot market model to forecast the potential impact on market prices in the transmission-constrained zone that the majority of NSTAR's service territory is located.
- ♦ For Nevada Power Company, provided expert testimony before the FERC for its market-based rate authority application.
- ♦ For Otter Tail Power Company, provided an affidavit to the FERC assessing how the Midwest ISO's proposed Transmission and Energy Market Tariff would affect Otter Tail Power both operationally and financially. Based on the strategies that were pursued by some market participants during the 2001 California electricity market crisis, demonstrated the potential to pursue similar strategies in MISO and harm Otter Tail and its customers.
- ♦ For Edison Mission Energy's subsidiary Midwest Gen, provided expert testimony to the FERC for its market-based rate authority application.
- ♦ For a Midwest utility, examined the implications of differing configurations of the independent system operator on potential market power concerns. The issue particularly examined was the question of seams and how different ISO configurations affected the costs of transactions.
- ♦ Co-authored a report for the New York Independent System Operator's (NYISO) assessing the reliability implications of modifying its rules regarding installed capacity.
- ♦ Submitted testimony to the Public Utilities Commission of Texas (PUCT) regarding a proposed rule to allocate costs of procuring replacement reserves to market participants in ERCOT. The proposed rule required ERCOT to assign the majority of such costs directly to market participants who relied on ERCOT's balancing energy (*i.e.*, real-time energy) market. However, a review of the market rules and the historical evidence indicated that the majority of the procurement of replacement reserves was not caused by this behavior. The PUCT rejected the proposed cost allocation rule, and instead required ERCOT to uplift the replacement reserve costs based on the load ratio shares of market participants until the implementation of a reasonable allocation rule or the start of the Texas Nodal Market.
- ♦ For the Edison Electric Institute, authored a report on standard market design and its implications for utilities within regional transmission organizations.

Forecasting and Weather Normalization

- ◆ For Florida Power and Light Co., provided testimony before the Florida Public Service Commission with regard to its forecasting methodology.
- ◆ For an electric utility in the Southeast, reviewed the existing weather normalization process and diagnosed problems with weather data and regression model. Developed alternative daily and monthly normalization models, improved degree day specification, selection of weather stations, and regression specification to double prediction accuracy and improve stability of normalization process.
- ◆ For PJM, conducted a comprehensive review of its models for forecasting peak demand and re-estimated new models to validate recommendations. Individual models were developed for 18 transmission zones as well as a model for the entire PJM system.
- ◆ For a Southwestern utility, developed models for forecasting monthly sales and loads for the residential, commercial and industrial customer classes using primary data on customer loads, weather conditions and economic activity.
- ◆ For the Public Service Company of New Mexico, provided expert testimony before the Public Utilities Commission of New Mexico regarding the forecasted growth of the El Paso, Texas and Juarez, Mexico markets and their electricity requirements.
- ◆ For a Southeastern utility, developed a model for forecasting monthly demand that incorporated the impacts of its significantly declining housing market and which served the basis for its treasurer's revenue forecast.

Rate Design and Related Issues

- ◆ For intervenors in Toronto Hydro Electric System Limited (THESL), provided testimony on cost allocation issues with regard to THESL's suite metering program.
- ◆ For Ameren/UE's Missouri subsidiary, provided expert testimony on its rate design before the Missouri Public Utility Commission. Assisted the development of company witnesses' rationale for the choice of cost of service allocation method, developed benchmarks for the rate increase against similarly situated utilities, as well for other commodities' escalations, and evaluated proposed demand-side management programs and rate options.
- ◆ For Ameren/UE's Illinois subsidiaries, provided expert testimony on the potential for gas

demand-side management. The testimony discussed potential rate implications of such programs on the revenue of the utilities.

- ♦ For the Edison Electric Institute, co-authored a series of papers with regard to issues facing utilities. The reports covered the issues of fuel adjustment clauses, mitigating large rate increase impacts, and the Energy Policy Act of 2005.
- ♦ For a U.S. electric utility, assisted in the valuation of generation assets for use in its testimony on stranded costs. This included development a financial model to determine the generation assets' market value, development of a convolution algorithm to convert market scenarios into a probability distribution of asset values, and statistical analysis of the relationship of the utility's generation assets' operating costs in comparison to its competitors. The assignment also included testimony preparation, interrogatories, and rebuttals.
- ♦ For the City of Vernon submitted testimony to the FERC regarding its revenue requirements for transmission.

Transmission

- ♦ Before staff members of the FERC, assisted in the development of a review of the implications of the restructuring in transmission assets' cost of capital.
- ♦ For a power marketer and developer of independent power projects in Great Britain, assisted in the preparation of comments on proposals by the UK pool regarding the pricing of transmission losses and the role of demand-side bidding.
- ♦ For a European transmission company, provided an analysis of the likely development of the European electricity market. Also assessed market implications for the transmission company of modifications to the transmission grid.
- ♦ For Hydro Québec, provided expert testimony before the Régie d'Énergie regarding whether a set of privately held transmission facilities constituted a looped transmission system and, thus, was subject to requests for transmission service.

Plant Performance and Strategy

- ♦ For the Keystone-Conemaugh Project Office, performed a benchmarking analysis to identify the areas in which Keystone and Conemaugh coal units were better performing or under-performing compared to other units with similar characteristics. This involved comparing the historical operational and cost performance of the Keystone and Conemaugh coal units against their peer groups; identifying the areas where the performance of the Keystone and Conemaugh coal units

The Brattle Group

www.brattle.com

were above and below the average quartile of their peer groups; and developing metrics and methodologies to combine the results of individual comparisons across the operational and cost performance assessments.

- ◆ For a U.S. electric utility, assisted in the development of a legislative and regulatory strategy with regard to restructuring. This assignment included generation asset valuation in a competitive market, development of stand-alone transmission and distribution rates under cost-of-service and performance-based regulation, and estimation of stranded costs.

Other energy experience

- ◆ For the Edison Electric Institute, conducted Pre-Course Workshop for Electric Rate Advanced Course, "Traditional Embedded Costing and Pricing Concepts," University of Wisconsin, Madison, July 26, 2009.
- ◆ For the Edison Electric Institute, conducted workshop for Electric Rate Advanced Course, "Unbundling Methodologies", University of Wisconsin, Madison, July 26, 2009.
- ◆ For the Edison Electric Institute, conducted webinar "Long-Term Energy Forecasts: Challenges and Approaches," June 17, 2009.
- ◆ For the Indiana Energy Conference, presented "It Ain't Your Father's IRP, Meeting Today's Challenges," October 2, 2008
- ◆ For the NEPOOL Forecasting Committee Summer Meeting, presented "I'm a Forecaster – And You Can Too!" July 17, 2008
- ◆ For the Electric Power Research Institute (EPRI), developed and directed a research program to provide electric utilities the following capabilities: marketing research, pricing and rate design, integrated resource planning, capital budgeting, environmental impacts of electric utilities and end-use technologies, load research, forecasting, and demand-side management through software tools, database development and technology development. Assisted in the development of the Load Management Strategy Testing Model (LMSTM), enhancements to the Electric Generation Expansion Analysis Model (EGEAS). Co-wrote reports on the environmental impacts of electric technologies, environmental externalities, cost-benefit analysis of evaluation of DSM programs, rate design and costing, integrated resource planning, impacts of interruptible and curtailable loads, product differentiation, activity-based costing, DSM program evaluation, and others. Served as project manager of the Edison Electric Institute (EEI), National Rural Electric Cooperatives Association (NRECA), American Public Power Association (APPA), and National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) jointly sponsored Electric Utility Rate Design Study (EURDS). Represented the Institute before various regulatory commissions, Federal agencies, and utility executives. He served on the Environmental Protection Agency's advisory committee for the Clean Air Act Amendments. He also served as the operating agent

for Annex IV, Improved Methods for Integrating Demand-Side Options into Utility Resource Planning, of the International Energy Agency Agreement on Demand-Side Management.

- ♦ For a California utility, supervised short- and long-term forecasts of sales and peak demand for use in resource and corporate planning. Supervised and helped prepare forecast documentation for public hearings before the California Energy Commission and represented the utility to the Commission on the forecast. Supervised the design and implementation of long-term strategic planning and financial models, and prepared both marginal and embedded cost of service studies for the utility and assisted in their use for the design of customer rates. Evaluated the impact of energy conservation programs and legislation on long-term system resource requirements. Designed and implemented the residential survey of appliance holdings and commercial customer equipment survey.

Non-energy Related

- ♦ Submitted testimony in bankruptcy court regarding the estimation of inventory subject to reclamation by a wholesale pharmaceuticals supplier which was sold to a bankrupt retail drug chain. The retail chain failed to maintain proper inventory records and a statistical approach which used a combination of data on overall inventory and the shipment and replenishment records of the supplier was used to develop the estimate.
- ♦ Designed a statistically valid database sampling procedure for assessing the validity of insurance claims arising from mass tort actions. The database contained summary information on the claims and for each claim there was, at times, voluminous information on the individual cases. The sampling procedure was used to determine which records would be chosen and assessed the individual's claim eligibility.
- ♦ Assessed the liability risk of an insurance company that provided coverage relevant to a mass tort suit. A Markov chain model was developed to estimate the size of the potential population and then a risk model was developed to calculate potential exposure.

TESTIMONY AND REGULATORY FILINGS

Before the Commonwealth of Massachusetts Trial Court, in the matter of MASSPOWER v. Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company (MMWEC), Civil Case No. 07-3243 BLS2; Testified on behalf of MMWEC regarding the management and ownership of investor-owned utilities ("IOUs"), MMWEC, and municipal light departments ("Municipals") in Massachusetts before and after the passage of the Electric Industry Restructuring Act of 1997, as well as the impact of electric industry restructuring in Massachusetts on IOUs, MMWEC, and Municipals with respect to contract buyouts, March 2010.

Before the Ontario Energy Board, in the matter of Toronto Hydro-Electric System Limited's 2010 Electricity Distribution Rate Application, Prepared Witness Statement on Behalf of the Smart Sub-Metering Working Group, December 15, 2009.

Before the Office of the Attorney General of the State of California, prepared Second Addendum Report to Expert Report of Philip Q Hanser on Behalf of California Department of Water Resources, Case No. GIC 789291, September 30, 2009.

Before the Florida Public Service Commission on Behalf of Florida Power and Light Company, prepared Rebuttal Testimony of Philip Q Hanser, Docket No. 080677-EI, August 6, 2009.

Before the Federal Energy Regulatory Commission on Behalf of the City of Vernon, California, prepared Petition for Declaratory Order and Request for Waiver of Filing Fee of City of Vernon, California, Docket No. EL09-____-000, July 15, 2009

Before the Régie De L'Énergie, prepared Supplemental Expert Report of Philip Q Hanser on Behalf of Hydro-Québec TransÉnergie, in response to Newfoundland and Labrador Hydro's complaint P-110-1692, June 2009.

Before the Federal Energy Regulatory Commission, on Behalf of The People of the State of California, *ex rel.* Edmund G. Brown Jr., Docket No. EL09-____ (filed May 22, 2009) ("Brown Complaint"), filed direct testimony regarding emergency purchases the State authorized the California Energy Resources Scheduling division of the California Department of Water Resources ("CERS") to make when the California investor-owned utilities (IOUs) could not purchase the power needed to serve their customers.

Before the Florida Public Service Commission on Behalf of Florida Power and Light Company, prepared Direct Testimony of Philip Q Hanser, Docket No. 080677-EI, April 23, 2009.

Before the Office of the Attorney General of the State of California, prepared Addendum to Expert Report of Philip Q Hanser on Behalf of California Department of Water Resources, Case No. GIC 789291, March 31, 2009.

Before the Pennsylvania Public Utility Commission on Behalf of Pennsylvania Electric Company, prepared Rebuttal Testimony of Philip Q Hanser and Metin Celebi concerning the Causes and Pricing of Transmission Congestion, Docket No. P-2008-2020257, January 16, 2009.

Before the Régie De L'Énergie, prepared Expert Report of Philip Q Hanser on Behalf of Hydro-Québec TransÉnergie, in response to Newfoundland and Labrador Hydro's complaints P-110-1565, P-110-1566, P-110-1597, P-110-1678, and P-110-1692, December 2008.

Before the Pennsylvania Public Utility Commission, Docket No. P-2008-2020257, prepared testimony on behalf of Wellsboro Electric Company concerning the causes and pricing of transmission congestion, July 30, 2008.

Before the Régie De L'Énergie, Prepared Affidavit on Behalf of Hydro-Québec regarding the public availability of SIS reports performed by a transmission provider, June 19, 2008.

Before the Federal Energy Regulatory Commission, Docket No. EL08-____-000, Prepared Direct Testimony on Behalf of the City of Vernon's revised TRR filing with the FERC, April 3, 2008.

Before the Régie De L'Énergie, Prepared Expert Report on Behalf of Hydro-Québec TransÉnergie to assess whether the transmission facilities owned by ELL may be considered as a "radial generator lead", Case No. R-3636-2007, March 13, 2008.

Before the American Arbitration Association, Case No. 74Y1980019606MAVI, Prepared Rebuttal Report on Behalf of the California Department of Water Resources to evaluate the reports that William Hogan, Jeffrey Tranen, and Ellen Wolfe provided on behalf of Sempra Generation, June 4, 2007.

Before the American Arbitration Association, Case No. 74Y1980019606MAVI, Prepared Expert Report on Behalf of the California Department of Water Resources to evaluate certain claims made by the California Department of Water Resources ("DWR") in its Demand for Arbitration regarding the performance of Sempra Energy Resources, now known as Sempra Generation, under the Energy Purchase Agreement between the parties, and to calculate amounts that Sempra would owe to DWR assuming liability is established, May 14, 2007.

Before the United States Bankruptcy Court, Northern District of Ohio, Eastern Division, Case Nos. 01-44007 through 01-44015, Expert Report in regard to McKesson's inventory reclamation in the Phar-Mor bankruptcy, March 9, 2007.

Before the Public Utility Commission of Texas, Docket No. 33416, Prepared Rebuttal Testimony on Behalf of Constellation New Energy, Inc.'s appeal and complaint of ERCOT decision to approve PRR 676, PRR 674 and request for expedited relief, January 11, 2007.

Before the Public Utility Commission of Texas, Docket No. 33416, Prepared Direct Testimony on Behalf of Constellation NewEnergy, Inc. to analyze and discuss the flaws and potential negative impacts of the allocation methods under Protocol Revision Request ("PRR") 676 which relates to procurement costs for Replacement Reserve Service ("RPRS") and Out of Merit Capacity, November 22, 2006.

Before the American Arbitration Association, Case No. GIC 789291, Prepared Rebuttal Report on Behalf of California Department of Water Resources vs. Sempra Energy Resources, July 11, 2006.

Before the State Office of Administrative Hearings, Prepared Expert Report on Behalf of TXU Energy Solutions, regarding their demand-side management program and the difference between the actual and projected savings in the energy bill of University of Texas, July 7, 2006.

Before the Missouri Public Service Commission, Case No. ER-2007-0002, Prepared Direct Testimony on Behalf of Union Electric Company with regard to Ameren UE's rate design proposals, July 5, 2006.

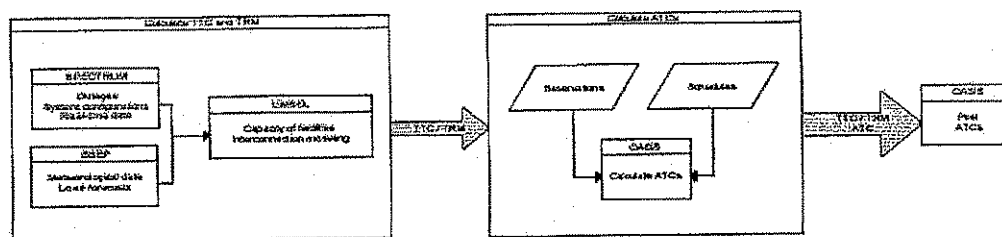
Before the American Arbitration Association, Case No. GIC 789291, Prepared Expert Report on Behalf of California Department of Water Resources vs. Sempra Energy Resources, June 9, 2006.

Before the Superior Court of the State of California, J.C.C.P. Nos. 4221, 4224, 4226 and 4228, Prepared Declaration in support of California State Agencies' opposition to motion on shortened time and motion in support of preliminary approval of class action settlement, June 8, 2006.

Before the Superior Court of the State of California, J.C.C.P. Nos. 4221, 4224, 4226 and 4228, Prepared Declaration in support of California State Agencies' opposition to proposed publication notice, January 13, 2006.

OS: Other Services, capacity reserved under other types of Transmission Service

2. Steps in calculating transfer capability



3. Transfer capability components

a. Total transfer capability (TTC):

- i) TTC is the amount of power that can be transmitted over an interconnection while ensuring that power system stability is maintained following a contingency and that voltage and thermal capacity limits comply with the Transmission Provider's rules and practices, and with NPCC and NERC guidelines. TTCs are estimated at the boundary of the Transmission Provider facilities.

Projected TTC values for a path are always less than or equal to that path's reference total transfer capability (TTC_{ref}: the maximum TTC value demonstrated to be safely achievable).

- ii) To estimate TTC, the Transmission Provider uses off-line computer simulations to determine the operating limits of its Transmission System under a specific set of operating conditions. An operating limit is then established for each operating condition taken into account. Assumed operating conditions during the period under study are then compared to the limits thus determined.

TTC values for a specific period are calculated based on projected system operating conditions for that period.

TTC_{ref} values are coordinated with the neighboring system when facilities are designed and are reassessed annually during operation.

The transfer capability of a neighboring system has an impact on the amount of power that can be transferred over interconnections. Except for interconnection facilities jointly owned by the Transmission provider and neighboring system's transmission provider, parameters outside the Transmission Provider control (facility outages, system operating conditions and limits) that affect the transfer capability of neighboring systems may be factored into the Transmission Provider TTC calculations.

iii) The Transmission Provider uses the following data to calculate TTC values:

- Forecast regional loads;
- Forecast ambient air temperatures;
- Scheduled generation from resources designated for supplying Native Load; and
- Approved outage schedules.

Forecasts of hourly Québec power needs are established for the coming ten days based on a combination of models that factor in hourly weather data. Such forecasts are updated every five minutes based on the latest discrepancies observed. They are also refreshed every 20 minutes based on any new pertinent information. The subsystem load is forecast using a linear model relating the hourly power of each subsystem to forecast hourly Québec power needs. The forecast regional subsystem load is refreshed every 20 minutes, just after forecast hourly Québec power needs are calculated.

Beyond ten days, a longer-term forecast revised two to four times a year is used. That forecast establishes hourly Québec needs and weekly demand peaks corresponding to the Distributor's monthly forecasts for the present year and for the coming year.

When outages of certain transmission facilities in the interconnection system occur, the amount of

local generation available affects TTC values. Assumptions based on mean runoff are then used since run-of-the-river hydropower is involved.

Only actual outages and transmission facility outages, planned for the long term or approved for the short term, are factored into the TTC calculation.

- iv) The following factors affect the Transmission Provider transfer capabilities.

Transfer capability of interconnection systems:

Interconnection systems are regional transmission systems operated at 120, 230 or 315 kV. These systems feed interconnections and sometimes also load-serving substations. The transfer capability of such systems can be limited by the thermal constraints of component equipment (transformers, transmission lines). Capability may also be limited by minimum-voltage constraints of component load-serving substations or by stability constraints of component generating stations.

Electrical ratings for interconnection equipment:

The Transmission Provider equipment is designed to be used in compliance with precise mechanical and electrical ratings. In particular, the thermal capacity of interconnection equipment varies with ambient air temperature. For most interconnection equipment, increased temperature results in decreased capacity.

Equipment outages for facility maintenance:

Equipment in the Transmission Provider's system must occasionally be taken out of service to ensure the maintenance of facilities. Such outages result in reduced transfer capability over interconnections.

Loads connected to interconnection systems:

Some interconnection systems supply load-serving substations. The effect of such internal loads is factored into the TTC calculation for deliveries to the neighboring system.

For some interconnections, energy is transferred by switching a load block from a neighboring system to

the Transmission Provider's system. The transfer capability then considers the maximum load, annual or seasonal, of the substations switched.

Generation connected to interconnection systems:

Some interconnections are supplied in part by local generating stations. The effect of such internal generation is factored into the TTC calculation for energy received from the neighboring system.

For some interconnections, energy is transferred by switching generating units from one system to the other. Since the transfer capability in such instances considers the rated capacity of the generating units switched over rather than the output actually available, the calculated TTC for a given period may exceed the generation that can be transferred during that period.

For interconnections where generating units must be isolated on the neighboring system, prior agreement shall be reached with the Generator operating the generating units for each reservation request for Transmission Service over such interconnections, and this at the Generator's discretion.

Single-contingency loss of load (SCLL) limit:

The tripping of an interconnection being used for deliveries is equivalent to a loss of load on the Transmission Provider's system and results in a rise in system frequency. In order to ensure integrity of the Transmission Provider's system and continuity of service, the system operator limits the amount of load (MW) that can be tripped following a single contingency. This limit, called "SCLL", depends on the spinning capacity feeding the Transmission Provider's system and on the interconnection's location. The higher the spinning capacity, the higher the SCLL limit. Generally, spinning capacity increases with deliveries, decreases with receipts and follows changes in load. The SCLL limit is thus most constrictive at low loads and maximum receipts. The TTC for deliveries that the Transmission Provider establishes for each interconnection takes the SCLL limit into account.

Single-contingency loss of generation (SCLG) limit:

The tripping of an interconnection being used to

receive power is equivalent to a loss of generation on the Transmission Provider's system and results in a drop in system frequency. In order to ensure integrity of the Transmission Provider's system, the system operator limits the amount of generation (MW) that can be tripped following a single contingency. This limit, called "SCLG", depends on the spinning capacity feeding the Transmission Provider's system. The higher the spinning capacity, the higher the SCLG limit. Generally, spinning capacity increases with deliveries, decreases with receipts and follows changes in load. The SCLG limit is thus most constrictive at low loads and maximum receipts. The TTC for receipts that the Transmission Provider establishes for each interconnection takes the SCLG limit into account.

Concurrent paths:

Certain portions of the Transmission Provider's system may supply more than one interconnection. Transfer capacity over such portions of the system may be less than the sum of the individual transfer capabilities of all interconnections supplied. ATC calculations factor in existing transmission commitments over such concurrent paths.

Simultaneous wheel-in capacity:

The total wheel-in capacity of the Québec Control Area varies as a function of system load, deliveries to neighboring systems, and the minimum generating capacity to be maintained on the system. This constraint could affect TTC values for receipts but is very rarely a limiting factor.

b. Existing transmission commitments (ETC):

- i) ETC is the total amount of power that is already reserved over a path, plus capacity required for supplying Native Load and posted on OASIS.
- ii) Since the Transmission Provider offers Point-to-Point Transmission Services over interconnections with neighboring systems, the ETC related to Native Load needs is represented directly by Point-to-Point (PTP) Service reservations designated as "QCRD and QCRDN entries".
- iii) The ETC includes reservation requests for PTP service once they reach "Confirmed" status or, for

long-term PTP service reservations, once the Service Agreement is executed.

- iv) It is assumed that the customer will exercise roll-over rights (ROR) associated with long-term PTP service reservations until such rights expire or are superseded by a competing requests under the provisions of Section 2.2 of Part I herein.
- v) On a real-time horizon, if no schedule is received in association with an existing reservation, the transfer capability available for non-firm PTP services is increased by the amount reserved but not scheduled.

c. Available flowgate capability (AFC):

AFC is used instead of ATC to estimate the transfer capability between Transmission Provider systems when transmission facilities in one of the systems involved are affected by power flows in the other systems. Given that the Transmission Provider's system is not subject to inadvertent power flows from neighboring systems since it is connected to them only by controllable interconnections, the flowgate concept does not apply to it.

d. Transmission reliability margin (TRM):

i) Definition of TRM

TRM quantifies inaccuracies associated with transfer capability forecasts. The inaccuracies are due to the variability of the following factors affecting the TTC calculation: system load, ambient air temperature, operating voltage of the interconnection system, internal generation on the interconnection system, and spinning capacity of the system as a whole. The TRM for some interconnections also includes uncertainty for unexpected transmission equipment failure, a reserve to cover system configuration changes that may be required as a result of Transmission Service requests and parameters outside the Transmission Provider control (facility outages, system operating conditions and limits) that affect the transfer capability of neighboring systems.

For interconnections where firm transfer capability is coordinated between the Transmission Provider's system and a neighbouring system, the definition of TRM corresponds to the higher of the following two values: (1) the TRM of the neighbouring system, and (2) the TRM of the Transmission Provider.

ii) TRM calculation method

TRM values are generally based on historical forecasting errors. On interconnections where Transmission Service requests may entail system configuration changes, TRMs are fixed values set on the basis of the configurations possible.

For interconnections where firm transfer capability is coordinated between the Transmission Provider's system and a neighbouring system, the calculation of TRM for these interconnections corresponds to the difference between the total transfer capability (TTC) of the Transmission Provider and the firm transfer capability before the ETCs on the neighbouring systems are taken into account.

iii) Databases for TRM calculations

The databases used for TTC calculations are also used to calculate TRM values.

iv) Application of TRM

TRM values are only used in calculating firm available transfer capability. A nil TRM is generally used in calculating non-firm available transfer capability.

e. Capacity benefit margin - CBM

CBM is a firm transfer capability reserved for importing power in an emergency situation. The Transmission Provider does not presently use CBMs in calculating ATCs.

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 4
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE
(« RÉGIE »)**

1 **Acquisition du service de transport – Priorité de réservation**

2 3. **Référence :** Pièce B-129, HQT-2, document 2 révisé, Article 13.2.

3 **Préambule :**

4 Le Transporteur précise, dans la section Description et justification de la
5 modification :

6 *« Le Transporteur propose d'intégrer aux Tarifs et conditions les modifications*
7 *apportées par la FERC, pour des raisons similaires, en y faisant les adaptations*
8 *nécessaires afin de tenir compte du fait qu'au Québec, le prix offert pour le service de*
9 *transport de point à point est le même pour tous les clients et que le Distributeur*
10 *obtient le service de transport pour l'alimentation de la charge locale en vertu de la*
11 *Partie IV sans effectuer de « réservations ». De plus, les modifications proposées*
12 *prévoient que le service de transport pour l'alimentation de la charge locale du*
13 *Distributeur à partir de ressources désignées du Distributeur, ainsi que l'alimentation*
14 *des charges désignées du client en réseau intégré à partir de ressources désignées,*
15 *bénéficient d'une priorité d'accès supérieure au service de transport ferme à court*
16 *terme de point à point et ce, de quelque durée que soient les désignations des*
17 *ressources. »* (Nous soulignons)

18 **Demande :**

19 3.1 Veuillez expliquer et justifier la précision soulignée dans le préambule.

20 **R3.1**

21 Cette précision explique que la désignation d'une ressource aux fins de
22 l'alimentation de la charge locale, quelle que soit sa durée, bénéficie
23 d'une priorité d'accès supérieure à celle d'un service non ferme ou à celle
24 d'un service ferme court terme. En fait, cette priorité est égale à celle d'un
25 service ferme long terme.

26 **Uniformité et transparence pour le calcul de la capacité de transfert disponible**

27 4. **Référence :** Pièce B-129, HQT-2, document 2 révisé, Appendice C-1.

28 **Préambule :**

29 (i) Le Transporteur précise, en page 1 de la référence :

30 *« Pour les interconnexions où la capacité de transfert ferme est coordonnée entre le*
31 *réseau du Transporteur et un réseau voisin, cette capacité correspond à la moins*
32 *élevée des valeurs de capacités suivantes : (1) la capacité de réception (ou de*

1 livraison) ferme avant prise en compte des ETC du réseau voisin, et (2) la capacité de
2 réception (ou de livraison) ferme avant prise en compte des ETC du Transporteur. »

3 (ii) Il est mentionné, en page 2 de la référence :

4 « QCRD: "Québec Ressource Désignée" Capacité ~~réservée~~ de ressource inscrite sur
5 le site OASIS et désignée par le Distributeur en ~~ressource désignée~~ pour alimenter la
6 charge locale du Québec.

7 QCRND_{ferme}: "Québec Ressource non désignée" Capacité de ressource inscrite sur le
8 site OASIS mais non désignée ~~réservée~~ par le Distributeur en ~~ressource non désignée~~
9 pour alimenter la charge locale du Québec.

10 QCRND_{non ferme}: "Québec Ressource non désignée" Capacité de ressource inscrite sur
11 le site OASIS ~~réservée~~ par le Producteur en ~~ressource non désignée~~ pour alimenter la
12 charge locale du Québec qui n'a pas été désignée par le Distributeur. » (Nous
13 soulignons)

14 Demandes :

15 4.1 Veuillez illustrer, par des exemples, l'ensemble des possibilités auxquelles il
16 est fait référence au préambule (i).

17 R4.1

18 Tel que défini à l'Appendice C-1, l'ATC ferme se calcule comme suit :

19
$$\text{ATC}_{\text{ferme}} = \text{TTC} - \text{ETC}_{\text{ferme}} - \text{CBM} - \text{TRM}_{\text{ferme}} + \text{PBR}$$

20 Si on exclut la composante ETC et le PBR qui y est relié et si on exclut la
21 CBM qui n'est pas utilisée par le Transporteur, il reste seulement ATC
22 ferme = TTC – ETC_{ferme}.

23 Ainsi, prenant le cas de l'interconnexion HQT-NE, si l'ISO-NE calcule une
24 ATC ferme avant prise en compte de l'ETC de 1200 MW et que le
25 Transporteur en calcule une ATC de 2000 MW, le Transporteur affichera
26 une ATC de 1200 MW.

27 Dans le cas où le Transporteur calculerait une ATC de 1000 MW et
28 l'ISO-NE une ATC de 1200 MW, le Transporteur afficherait une ATC
29 de 1000 MW.

30 4.2 Veuillez préciser le sens de « capacité de ressource » qu'on retrouve au
31 préambule (ii).

32 R4.2

33 Comme la notion de réservation n'est pas présente à la partie IV des
34 Tarifs et conditions, les services de transport pour l'alimentation de la
35 charge locale font plutôt l'objet d'une inscription sur OASIS. Il est donc
36 question non pas de la capacité réservée pour l'alimentation de la charge
37 locale, mais plutôt de capacités des ressources inscrites sur OASIS et
38 désignées (ou non désignées) par le Distributeur.

1 **4.3** Veuillez fournir les raisons du remplacement de la notion de « *capacité*
2 *réservée* » par celle de « *capacité de ressource inscrite sur le site OASIS* » au
3 préambule (ii).

4 **R4.3**

5 Tel que l'a reconnu la Régie dans la décision D-2010-053, le Distributeur
6 bénéficie d'un service de transport pour l'alimentation de sa charge locale
7 en vertu de la partie IV des *Tarifs et conditions* sans qu'il ne lui soit
8 nécessaire d'effectuer de réservations (**décision D-2010-053,**
9 **paragraphes 262 et 263**). Il est préférable de définir les notions
10 d'inscriptions « QCRD » et « QCRND » (ferme ou non ferme) en référant
11 à une capacité de ressource inscrite sur le site OASIS du Transporteur
12 pour l'alimentation de la charge locale, plutôt que de référer à des
13 capacités « réservées ».

14 **4.4** Veuillez expliquer le sens attribuable à la notion de QCRND_{non ferme}, selon le
15 libellé formulé au préambule (ii). Veuillez illustrer par un exemple.

16 **R4.4**

17 L'inscription QCRND_{non ferme} réfère à un service de transport non ferme
18 inscrit sur OASIS par lequel le Producteur utilise une ressource non
19 désignée par le Distributeur pour alimenter la charge locale.

20 **5. Référence :** Pièce B-129, HQT-28, document 1 (en liasse).

21 **Préambule :**

22 Le rapport d'expertise de M. Philip Q. Hanser mentionne :

23 « **SCOPE OF MANDATE**

24 6. *This report addresses the following matters:*

25 (a) *Provide and discuss a brief history of FERC's open-access transmission*
26 *policy as it relates to ATC Coordination, with specific reference to FERC*
27 *Orders and pro forma OATT.*

28 (b) *Discuss whether HQT's Methodology for ATC Coordination is consistent*
29 *and complies with the relevant FERC Orders.*

30 **IV. ANALYSIS**

31 7. *My analysis is organized as follows: In Section A, I provide a brief history of*
32 *FERC's open-access transmission policy, notably with reference to Orders 888, 889,*
33 *890, 890A, 890B and 890C and pro format OATT. In Section B, I describe HQT's*
34 *Methodology for ATC Coordination. In Section C, I describe the characteristics of*
35 *HQT's transmission system relevant for purposes of my report and analyze HQT's*
36 *Methodology in light of applicable principles advanced and decisions rendered by*
37 *FERC, taking into account the characteristics of HQT's transmission system. »*

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 3
DE L'ASSOCIATION COOPÉRATIVE D'ÉCONOMIE FAMILIALE
DE QUÉBEC
(« ACEF »)**

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

R41.5R

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

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

R41.6

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

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

R41.7

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

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

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

Préambule :

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

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

**OATT ATTACHMENT C FILINGS
BY A SAMPLE OF
TRANSMISSION PROVIDERS IN THE
UNITED STATES**

(answer R34.1)

EXHIBIT HQT-29, DOCUMENT 3.2

OATT ATTACHMENT C FILINGS
BY A SAMPLE OF TRANSMISSION PROVIDERS IN U.S.

No.	Transmission Provider	Uses Least Common Denominator?	Include any DC Interconnection?
1	Alcoa	No	No
2	Aquila	No	No
3	Avista	No	No
4	Black Hills Power	No	No
5	Cleco Power	No	No
6	Duke Energy Carolinas	No	No
7	ElPaso Electric	No	Yes
8	Entergy	No	No
9	Florida Power	No	No
10	Idaho Power Co.	No	No
11	LG&E	No	No
12	Maine Public Service Co.	Yes	No
13	MAPP	No	Yes
14	MidAmerican Energy	No	No
15	Nevada Power	No	No
16	Northwestern Energy	No	No
17	Ohio Valley Electric Corp.	No	No
18	Orlando Utilities Commission	No	No
19	Pacificorp	No	No
20	Portland General Electric	No	No
21	Public Service Co. of NM	No	Yes
22	Puget Sound	No	No
23	Sierra Pacific	No	No
24	South Carolina E&G	No	No
25	Southern Company	No	No
26	SPP	No	Yes
27	Tampa Electric Co.	No	No
28	Tucson Electric Power	No	No
29	UNS Electric	No	No
30	Xcel Energy	No	Yes

**RÉPONSES À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS DE
NEWFOUNDLAND AND LABRADOR HYDRO
SUR L'EXPERTISE DE PHILIP Q. HANSER**

1 Information Requests Prepared by

2 Dr. Robert A. Sinclair, Potomac Economics

3 Qualifications: Dr. Sinclair is an energy economist specializing in wholesale
4 electricity market monitoring and transmission system monitoring.

5 The purpose of these requests is to discover the basis of various statements made by
6 HQT witness **Mr. Philip Hanser**.

7 All references herein are to Mr. Hanser's Report dated June, 2010.

8 1. At ¶ 5, Mr. Hanser states his conclusion that "HQT's methodology described in
9 Attachment C-1 ... for ATC Coordination is consistent with FERC Order 890."

10 **Information Request:**

11 (a) Are the conclusions in Mr. Hanser's testimony limited to the
12 methodology for ATC Coordination in Attachment C-1 (which is
13 attached to Mr. Hanser's Report as Attachment 2)?

14 **R1a**

15 Yes, my testimony is limited to the methodology for ATC Coordination in
16 Attachment C-1.

17 (b) To which parts of Attachment C-1 does Mr. Hanser's conclusion in the
18 quoted passage refer? In responding, please provide page number of
19 Attachment C-1 and specific passages.

20 **R1b**

21 My conclusion refers to the following paragraphs in the English version of
22 Attachment C-1:

23 a. last paragraph on original sheet No. 198;

24 b. section 3.a.ii last two paragraphs on original sheet No. 202;

25 c. section 3.d.ii, second paragraph on original sheet No. 207.

26 2. At ¶ 5, Mr. Hanser states:

27 I have reviewed TransÉnergie's Methodology for the calculation of ATC for
28 interfaces with neighboring systems and I conclude that TransÉnergie has put
29 into place a procedure to ensure that its ATC calculations are consistent with
30 neighboring systems' ratings.

31 **Information Request:**

32 (a) Please define what is meant by "ratings".

1 **R2a**

2 "Ratings" in the context of that sentence refers to the firm capacity to
3 receive (or deliver) power before the ETCs of the neighbouring system
4 are taken into account. See English version original sheet No. 198.

5 (b) Does the term "ratings" mean ATC?

6 **R2b**

7 I refer to my response 2(a), above.

8 (c) Does the term ratings mean TTC?

9 **R2c**

10 I refer to my response 2(a), above.

11 (d) With respect to Mr. Hanser's reference to "procedure", does the
12 "procedure" ensure consistent ATC "calculations" between HQT and
13 neighboring systems? In responding, please identify the portions of Mr.
14 Hanser's testimony that describe how the "calculations" are consistent.

15 **R2d**

16 I consider that the procedure outlined in Attachment C-1 ensures
17 consistent ATC calculations between HQT and neighbouring systems.
18 Please refer to paragraph 27 of my June 2010 report.

19 3. At ¶ 16, Mr. Hanser states:

20 I find that HQT's procedures and formulae are developed to specifically deal
21 with the issue of coordinating and exchanging data and assumptions with
22 neighboring systems to achieve consistent ATC values....

23 **Information request.**

24 (a) Please identify the HQT procedures to which Mr. Hanser refer that
25 specifically deals with HQT exchanging data with neighboring systems.

26 **R3a**

27 I refer to Attachment C-1, Section 3.a.ii and Section 3.d.i and 3.d.ii.

28 (b) For the specific procedures identified in (a), please indicate what kind of
29 data is exchanged with neighboring systems;

30 **R3b**

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

33 (c) Does the Attachment 2 to Mr. Hanser's Testimony (Attachment C-1 of the
34 HQT OATT) describe the procedures to which Mr. Hanser refers? If so,

1 please identify such procedures with precise reference to page and
2 passages.

3 **R3c**

4 I refer to my response 3(a), above

5 4. At ¶ 25, Mr. Hanser states:

6 HQT's ATC methodology and information exchange or coordination
7 procedures with neighboring systems are not the same as some of the utilities'
8 Attachment Cs that I have reviewed.

9 **Information request:**

10 (a) Are HQT's ATC methodology and information exchange or coordination
11 procedures with neighboring systems the same as *any* of the utilities'
12 Attachment Cs that Mr. Hanser reviewed?

13 **R4a**

14 No, none are exactly the same. HQT's methodology is similar to the
15 methodologies applied by two other transmission providers, British
16 Columbia Transmission Corporation (BCTC) and Maine Public Service
17 Company (MPS).

18 First, BCTC's OATT Attachment C states that the firm ATC from BC to
19 Alberta ("BC>AB Path") is 480 MW, which is determined by the
20 constraints on the Alberta system to import firm energy from BC. Even
21 though higher levels of ATC can be supported by the BCTC transmission
22 system, BCTC sets the ATC on that path to the lower of the ATCs feasible
23 for the importing and exporting regions.

24 Second, MPS indicates in its OATT Attachment C that the ATCs
25 calculated by MPS on its interface with New Brunswick Power (NBP) do
26 not match the ones calculated by NB. Attachment C Sheet 163B indicates
27 that since NBP's methodology is more constrained, NBP's calculation is
28 the limiting factor at present. This suggests that MPS takes the minimum
29 of the two ATCs calculated by MPS and NBP.

30 (b) If the answer to (a) is affirmative, please identify which utility has the same
31 procedures as HQT.

32 **R4b**

33 I refer to my response 4(a), above.

34 5. At ¶ 25, Mr. Hanser states:

35 HQT's ATC methodology and information exchange or coordination
36 procedures with neighboring systems are not the same as some of the utilities'
37 Attachment Cs that I have reviewed. They differ in one particular manner.

1 **Information Request:**

2 In stating: “They differ in one particular manner.” Is Mr. Hanser testifying that the
3 referenced HQT procedures differ in “one particular manner” from the Attachment Cs
4 of other utilities that Mr. Hanser reviewed? If so, please indicate the particular
5 manner in which they differ.

6 **R5**

7 I am referring to the fact outlined in the same paragraph of my report that
8 “most of the AC systems in the U.S. that interconnect with each other
9 regularly calculate ATCs across multiple interfaces simultaneously
10 through the industry standard tool of load-flow analyses...” whereas, to
11 my knowledge, HQT does not model its system simultaneously with all of
12 its neighbouring systems.

13 6. At ¶ 27, Mr. Hanser states:

14 Thus, the most appropriate way for HQT to reflect FERC Order 890’s requirement to
15 have consistent ATCs with neighboring systems across interfaces is to either adopt the
16 neighboring system’s ATC or to request the neighboring system to adopt HQT’s ATC.

17 **Information Rrequest:**

18 (a) Will HQT invite all neighboring systems to “coordinate” ATC as
19 envisioned by Mr. Hanser?

20 **R6a**

21 HQT’s representatives would be best placed to answer this question, if
22 the Régie allows the question.

23 (b) Will HQT invite such coordination over the LAB-HQT interface? Please
24 explain why or why not.

25 **R6b**

26 HQT’s representatives would be best placed to answer this question, if
27 the Régie allows the question.

28 7. At ¶ 28, Mr. Hanser states:

29 The HQT approach has two notable features. First, since the ATC calculation
30 does not rely on complex load flow calculations, the ATC calculation is very
31 transparent.

32 **Information Request:**

33 (a) With respect to the referenced “HQT approach” is it Mr. Hanser’s testimony
34 that the HQT approach will not use load flow calculations? Please explain the
35 response.

1 **R7a**

2 No. I am referring to the fact that HQT considers the neighbouring
3 systems' firm capability to receive (or deliver) power before the ETCs of
4 the neighbouring systems when estimating its own firm transfer capability.

5 (b) With respect to the referenced "HQT approach" is Mr. Hanser's referring to the
6 "least common denominator" approach referenced at ¶18 of his report? If not,
7 please explain.

8 **R7b**

9 Yes. I consider HQT's approach a "lowest common denominator"
10 approach.

11 (c) For the least common denominator approach referred to at ¶18 of Mr. Hanser's
12 report, Mr. Hanser refers to "the lower of two ATCs." Does Mr. Hanser
13 believe the "HQT approach" will require an initial ATC value by HQT that
14 will be compared to an ATC value from the neighboring system?

15 a. If so, will HQT use load-flow calculations to establish this initial ATC?

16 i. If HQT will not use load-flow calculations to establish this
17 initial ATC, how will this initial ATC be established?

18 b. If HQT will not establish an initial ATC value, how will the least
19 common denominator be established?

20 **R7c**

21 I understand that HQT uses computer simulations to conduct load-flow
22 calculations in order to determine the operating limits of its own
23 transmission system. HQT then compares the resulting TTC net of TRM
24 with the neighbouring system's TTC net of TRM, and takes the lower of
25 the two values. Then, HQT subtracts the existing transmission
26 commitments (ETC) from this value to determine the firm ATC.

27 8. With Respect to Attachment 2 to Mr. Hanser's Testimony (Attachment C-1 of the
28 HQT OATT), please refer to the last paragraph on Sheet No. 198:

29 For interconnections where firm transfer capability is coordinated between the
30 Transmission Provider's system and a neighboring system, such capability
31 corresponds to the lower of the following capacity values: (1) firm capacity to
32 receive (or deliver) power before the ETCs of the neighboring system are taken
33 into account, and (2) firm capacity to receive (or deliver) power before the
34 ETCs of the Transmission Provider are taken into account.

35 **Information Request:**

36 (a) Please define what is meant by the term "firm capacity";

1 **R8a**

2 “Firm capacity” refers to the firm transfer capability across an interface net
3 of TRM, or equivalently the sum of firm available transmission capability
4 (ATC) and existing firm transmission commitments (ETC).

5 (b) Please explain who determines “firm capacity”, (e.g., is it the transmission
6 provider, the neighboring system, or both?).

7 **R8b**

8 In the context of the referenced section in Attachment C-1, each
9 transmission provider determines its own system’s “firm capacity” (or TTC
10 – TRM).

11 (c) Please explain how the value “firm capacity” is calculated;

12 **R8c**

13 I refer to my answer to 7(c) above.

14 (d) If “firm capacity” refers to transmission capacity calculated by HQT, please
15 explain how it is calculated with reference to the notions of TTC, ETC, CBM,
16 etc.

17 **R8d**

18 I refer to my answer to 7(c) above.

19 (e) Please explain what is meant by the “ETCs of the Transmission Provider.”

20 **R8e**

21 The information required is found in Section 3.b. of Attachment C-1.

22 9. With Respect to Attachment 2 to Mr. Hanser’s Testimony (Attachment C-1 of the
23 HQT OATT), please refer to 3.d.ii) on Sheet No. 207:

24 For interconnections where firm transfer capability is coordinated between the
25 transmission provider’s system and a neighboring system, the calculation of
26 TRM for these interconnections corresponds to the difference between the total
27 transfer capability (TTC) of the Transmission Provider and the firm transfer
28 capability before the ETCs on the neighboring system are taken into account.

29 **Information Request:**

30 (a) Please define what is meant by the term “firm transfer capability”;

31 **R9a**

32 The term “firm transfer capability” has the same meaning as “firm
33 capacity”.

1 (b) Please explain who determines “firm transfer capability”, (e.g., is it the
2 transmission provider, the neighboring system, or both?).

3 **R9b**

4 Each transmission provider determines its own firm transfer capability.

5 (c) Please explain how the value “firm transfer capability” is calculated;

6 **R9c**

7 I refer to my answer to 7(c) above.

8 (d) If “firm capacity” refers to transmission capacity calculated by HQT, please
9 explain how it is calculated with reference to the notions of TTC, ETC, CBM,
10 etc.

11 **R9d**

12 I refer to my answer to 7(c) above.

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 3
DU REGROUPEMENT NATIONAL DES CONSEILS RÉGIONAUX
DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC
(« RNCREQ »)
ET DE L'UNION DES CONSOMMATEURS (« UC »)**

1 **R23.8.1**

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

5 **23.8.2** Si la réponse est négative, veuillez l'expliquer en détail.

6 **R23.8.2**

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

10 **B. L'expertise de Philip Q. Hanser**

RÉFÉRENCE 1 : | R-3669 | HQT-28 | Doc. 1

11 **Citation 1:**

21. HQT's system differs in one notable respect from transmission systems in the U.S. In the U.S., all transmitting utilities belong to one of three Interconnections (the Eastern Interconnect, the Western Interconnect, and ERCOT (Texas)) and are electrically synchronous with all other transmission systems in their Interconnection. This means that transmitting utilities have "free flowing" interties with neighbouring systems, with the result that flows on one utility's system are affected by the loadings on other systems. HQT is asynchronous with the other systems that make up the Eastern Interconnection. The HQT system is interconnected with neighbouring systems through either "controllable" interties or "radial" interties, which are blocks of generation or load which are islanded from HQT in order to be attached to another system through AC interties.

RÉFÉRENCE 2 : | R-3669 | HQT-20 | Doc. 2

1 **Citation 2 (p. 9):**

2 It should also be remembered that on September 27, 2006, the 1 NPCC
3 officially recognized that the Quebec transmission system constitutes an
4 interconnection in its own right, being asynchronous with neighbouring
5 systems. Figure 1 shows the NPCC geographic regions for information
6 purposes.

7 **24.1 Please confirm or correct the following statements:**

8 **24.1.1** Each of the three interconnections mentioned are asynchronous with
9 each other, and are connected with each other through either
10 controllable or radial interties.

11 **R24.1.1**

12 I confirm.

13 **24.1.2** Quebec constitutes a fourth interconnection, asynchronous with
14 the others.

15 **R24.1.2**

16 I confirm.

17 **24.2** Please describe the similarities and differences between the Quebec
18 interconnection and the ERCOT interconnection.

19 **R24.2**

20 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande ne porte pas sur le
21 contenu du rapport de l'expert. De plus, la demande n'est pas pertinente
22 à l'instance.

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-28 | Doc. 1

1 Citation 3 :

23. As stated in the HQT document “HQT Point” (exhibit HQT-27), the creation of the synthetic HQT Point was made possible both by the fact that the TransÉnergie system is asynchronous with the other systems in the Eastern Interconnection and because it is not subject to internal congestion. Given the absence of internal congestion in HQT’s system, there is no reason to list ATC for 240 distinct path pairs. Therefore, for planning purposes, HQT can be seen from external regions as a single point.

2 Citation 4 (HQT-27, doc. 1, p. 1)

TransÉnergie's network is strongly "radial". It is based on long high voltage lines connecting large remote hydro production centers to a major load center located in the southern part of Québec, mainly in the Montréal region. It is also electrically isolated from the neighbouring systems as it is not synchronised with them. It is interconnected to its neighbours through controllable ties (DC links, radial interties). Providing for the local load therefore relies on the continuous possibility to transfer remote generation without being able to rely on instant support from neighbouring systems. As a consequence, TransÉnergie's network has been developed to avoid congestion on the main system in order to be able to provide reliable service to the Québec local load at all times using generation sources situated on its system. The lack of free flowing ties with neighbouring systems means that TransÉnergie's network is not affected by loop flows, therefore is not subject congestion that could result from activities on other systems, a common problem on interconnected systems. Such an absence of congestion makes possible modeling of the main TransÉnergie system by a single point.

3 25.1 Other than the affirmation provided in Citation 4 to the effect that
4 “TransÉnergie's network has been developed to avoid congestion on the
5 main system ...”, do you have reason to believe that the TransÉnergie
6 system is never subject to internal congestion? Please specify your
7 information sources and explain your reasoning.

8 R25.1

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

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-28 | Doc. 1

- 1 Citation 5 (Attachment 2, HQT OATT Original Sheet 205, Attachment C-1,
2 s. 3.a iv))

Concurrent paths:

Certain portions of the Transmission Provider's system may supply more than one interconnection. Transfer capacity over such portions of the system may be less than the sum of the individual transfer capabilities of all interconnections supplied. ATC calculations factor in existing transmission commitments over such concurrent paths.

3 **Preamble:**

- 4 According to Citation 5, transfer capacity over portions of the HQT system which
5 supply more than one interconnection or intertie ("concurrent paths") may be less
6 than the sum of the transfer capacity of these interconnections. The question
7 concerns a hypothetical situation where transmission clients have simultaneously
8 reserved the full transfer capacity over two such interconnections.

- 9 **26.1** In the hypothetical situation described in the preamble, could the conditions
10 on the concurrent path be described as congestion? If not, please explain
11 the distinction between the two concepts.

12 **R26.1**

- 13 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande ne porte pas sur la
14 preuve amendée ou sur le contenu du rapport de l'expert mandaté par le
15 Transporteur. De plus, la demande n'est pas pertinente à l'instance.
16 Enfin, la demande n'est pas de la nature d'une demande
17 de renseignements.

18 R26.1R

- 19 Transmission system congestion arises when the transmission system
20 operator must dispatch generation units out of so-called 'merit order', i.e.
21 a higher cost generator is chosen to generate over a lower cost generator,
22 and this results in differences in the costs of providing power at different
23 locations on the transmission system. In the majority of transmission
24 systems where thermal generation dominates, merit order dispatch is
25 determined by the cost of fuel, with the lowest fuel cost units dispatched
26 first, and so on. The generation on the HQT system comes from dams
27 whose fuel costs are zero. Thus, the congestion costs which arise for
28 other TSOs do not occur for the HQT system. If the constraints described
29 in the preamble are from constraints on another transmission system for
30 wheeling power out of HQT and into this transmission system, then they

1 could be described as congestion on the other transmission system,
2 although not if the flow is in the opposite direction. For additional
3 information on the absence of congestion on the HQT system, I refer to
4 exhibit HQT-27.

5 **Citation 6 (Attachment 2, HQT OATT Original Sheet 205, Attachment C-1,**
6 **s. 3.a iv))**

Simultaneous wheel-in capacity:

The total wheel-in capacity of the Québec Control Area varies as a function of system load, deliveries to neighboring systems, and the minimum generating capacity to be maintained on the system. This constraint could affect TTC values for receipts but is very rarely a limiting factor.

7 **27.1** In those situation where the total wheel-in capacity of the Québec Control
8 Area is less than the sum of the wheel-in capacity of each interconnection or
9 intertie, due to the factors mentioned in the Citation, could the conditions
10 responsible for limiting the total wheel-in capacity be described as
11 congestion? If not, please explain the distinction between the two concepts.

12 **R27.1**

13 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande ne porte pas sur la
14 preuve amendée ou sur le contenu du rapport de l'expert mandaté par le
15 Transporteur. De plus, la demande n'est pas pertinente à l'instance.
16 Enfin, la demande n'est pas de la nature d'une demande de
17 renseignements.

18 R27.1R

19 No, see the answer above in 26.1R.

20 **Citation 7 :**

26. HQT's interfaces with neighbouring systems are mostly DC interconnections, with controllable flows. In other words, the flow and therefore the ATC across HQT's interface with New England can be treated as independent of the ATC across HQT's interface with New York. This is not the case with other systems that are AC-interconnected.

1 **27.2** Is it also true that the ATC across HQT's interface with New England can be
2 treated as independent of the ATC across New England's interface with New
3 York? If not, please explain in detail.

4 **R27.2**
5 ISO-New England and New York ISO do consider ATC across HQTs
6 interface with the other ISO in determining their ATCs with neighbouring
7 systems.

8 **27.3** Under what circumstances could the ATC from HQT into New York (or New
9 England) be affected by flows or transmission conditions elsewhere in the
10 receiving system? Please provide a detailed response, with examples, if
11 appropriate.

12 **R27.3**
13 HQT's representatives would be best placed to answer this question, if
14 the Régie allows the question.

15 **Citation 8 :**

27. Since the flow on each of HQT's DC interconnections with neighbouring systems is
controllable and the ATC across one interconnection is independent from another
interconnection, HQT does not require simultaneous modeling of all of its interfaces to
determine the ATCs across each one. Thus, the most appropriate way for HQT to reflect
FERC Order 890's requirement to have consistent ATCs with neighbouring systems
across interfaces is to either adopt the neighbouring system's ATC or to request the
neighbouring system to adopt HQT's ATC. I believe this is precisely what HQT attempts
to achieve in its procedures outlined in its Attachment C-1.

16 **27.4** Since the flow on the DC interconnection from HQT into New York (or New
17 England) is controllable, is complex modelling of the receiving system
18 required in order for that system to determine ATC on the HQT intertie? If
19 so, please explain why.

20 **R27.4**
21 It is fair to assume that each system has its own modeling process to
22 determine the TTC and ATC of its interface with HQT.

1 **27.5** Please confirm that, of the two solutions described, the one that you believe
2 to be “precisely what HQT attempts to achieve in its procedures outlines in
3 its Attachment C-1” is for HQT to adopt the neighbouring system’s ATC.

4 **R27.5**

5 I refer to the procedure outlined in Attachment C-1 in the quoted
6 statement.

7 **Preamble:**

8 Citation 5 describes a situation where ATC at an intertie is affected by
9 transmission conditions elsewhere in the Quebec system.

10 **27.6** Please explain how adopting the neighbouring system’s ATC can take into
11 account conditions such as those described in Citation 5.

12 **R27.6**

13 HQT’s representatives would be best placed to answer this question, if
14 the Régie allows the question.

15 **Citation 9 :**

28. The HQT approach has two notable features. First, since the ATC calculation does not
 rely on complex load flow calculations, the ATC calculation is very transparent. Second,
 the directness of the calculation avoids the necessity of potentially arguable assumptions

 about the electrical system’s capability that would be required for a load flow analysis. It
 represents an objective method for calculating ATC.

16 **Citation 10 (Attachment 2, Attachment C-1, HQT OATT Original Sheet 198):**

For interconnections where firm transfer capability is coordinated between the Transmission Provider’s system and a neighbouring system, such capability corresponds to the lower of the following capacity values: (1) firm capacity to receive (or deliver) power before the ETCs of the neighbouring system are taken into account, and (2) firm capacity to receive (or deliver) power before the ETCs of the Transmission Provider are taken into account.

1 **Preamble:**

2 In the opinion of the expert, HQT's proposed ATC calculation is very
3 transparent.

4 **28.1** Please define in mathematical terms (e.g., similar to those found in section 1
5 of Attachment C-1) your understanding of the term "firm transfer capability"
6 as used in the Citation.

7 **R28.1**

8 The term "Firm transfer capability" in Attachment C-1 refers to ATC.

9 **28.2** Please present in mathematical terms your understanding of the firm transfer
10 capability calculation described in Citation 10.

11 **R28.2**

12 The term "Firm transfer capability" in Attachment C-1 refers to ATC.

13 **Citation 2 (Attachment 2, Attachment C-1, HQT OATT Original Sheet 207,**
14 **s. 3.d ii))**

For interconnections where firm transfer capability is coordinated between the Transmission Provider's system and a neighbouring system, the calculation of TRM for these interconnections corresponds to the difference between the total transfer capability (TTC) of the Transmission Provider and the firm transfer capability before the ETCs on the neighbouring system are taken into account.

15 **29.1** Please define in mathematical terms (e.g., similar to those found in section 1
16 of Attachment C-1) your understanding of the term, "firm transfer capability
17 before the ETCs on the neighbouring system are taken into account", as
18 used in Citation 2.

19 **R29.1**

20 Firm transfer capability before ETCs = ATC_{neighbour} + ETC_{neighbour}

21 $TRM_{HQT} = TTC_{neighbour} - [ATC_{neighbour} + ETC_{neighbour}]$

1 **29.2** Please present in mathematical terms your understanding of the TRM
2 calculation described in Citation 11.

3 **R29.2**

4 I refer to my answer to 29.1 above.

5 **Citation 12 (Attachment 2, HQT OATT Attachment C-1, Sheet 202, Attachment**
6 **C-1, s. 3.a ii))**

3. Transfer capability components

a. Total transfer capability (TTC):

The transfer capability of a neighboring system has an impact on the amount of power that can be transferred over interconnections. Except for interconnection facilities jointly owned by the Transmission provider and neighboring system's transmission provider, parameters outside the Transmission Provider control (facility outages, system operating conditions and limits) that affect the transfer capability of neighboring systems may be factored into the Transmission Provider TTC calculations.

7 **30.1** Please explain the relationship between the way that conditions on the
8 neighbouring system are taken into account in determining TTC (Citation 12)
9 and in determining TRM (Citation 11).

10 **R30.1**

11 TTC calculated by HQT matches the TTC calculated by its neighbouring
12 systems. However, HQT and a neighbouring system may calculate
13 different values for TRM. Therefore, HQT's approach to use the higher of
14 the two TRM values result in having the same TTC-TRM values between
15 the two systems. Since ATC+ETC is by definition the same as TTC-TRM,
16 this approach is equivalent to taking the lower of the two ATC+ETC
17 values calculated by the two systems.

- 1 Citation 13 (Attachment 2, HQT OATT Attachment C-1, Sheet 204, Attachment
2 C-1, s. 3.a iv))

Single-contingency loss of load (SCLL) limit:

The tripping of an interconnection being used for deliveries is equivalent to a loss of load on the Transmission Provider's system and results in a rise in system frequency. In order to ensure integrity of the Transmission Provider's system and continuity of service, the system operator limits the amount of load (MW) that can be tripped following a single contingency. This limit, called "SCLL", depends on the spinning capacity feeding the Transmission Provider's system and on the interconnection's location. The higher the spinning capacity, the higher the SCLL limit. Generally, spinning capacity increases with deliveries, decreases with receipts and follows changes in load. The SCLL limit is thus most constrictive at low loads and maximum receipts. The TTC for deliveries that the Transmission Provider establishes for each interconnection takes the SCLL limit into account.

- 3 **31.1** Please explain how a higher amount of spinning capacity helps to reduce the
4 rise in system frequency following a loss of load.

5 **R31.1**

- 6 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande ne porte pas sur la
7 preuve amendée ou sur le contenu du rapport de l'expert mandaté par le
8 Transporteur.

- 1 Citation 14 (Attachment 2, HQT OATT Attachment C-1, Sheet 206, Attachment
2 C-1, s. 3.d i))

d. Transmission reliability margin (TRM):

i) Definition of TRM

TRM quantifies inaccuracies associated with transfer capability forecasts. The inaccuracies are due to the variability of the following factors affecting the TTC calculation: system load, ambient air temperature, operating voltage of the interconnection system, internal generation on the interconnection system, and spinning capacity of the system as a whole. The TRM for some interconnections also includes uncertainty for unexpected transmission equipment failure, a reserve to cover system configuration changes that may be required as a result of Transmission Service requests and parameters outside the Transmission Provider control (facility outages, system operating conditions and limits) that affect the transfer capability of neighboring systems.

3 **Preamble:**

4 According to the definition of TRM presented in Citation 14, TRM quantifies
5 inaccuracies associated with transfer capability forecasts, due to the
6 technical factors described therein.

7 According to the TRM calculation methodology presented in Citation 11,
8 TRM is calculated based on the difference between HQT's TTC and the firm
9 transfer capability on the neighbouring system (before ETCs are taken into
10 account).

11 **31.2** Please explain the relevance of the TRM definition presented in Citation 14,
12 given the calculation methodology presented in Citation 11.

13 **R31.2**
14 I refer to my response to 30.1, above.

15 **31.3** In your view, is Attachment C-1 consistent with NERC's MOD Reliability
16 Standards adopted by FERC in Order 729?

17 **R31.3**
18 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande n'est pas pertinente
19 à l'instance.

1 R31.3R

2 Yes. As stated in FERC Order 729 at paragraph 41, 'Transmission
3 reliability margin is transfer capability set aside to mitigate risks to
4 operations, such as deviations in dispatch, load forecast, outages, and
5 similar such conditions' which is consistent with the definition above.
6 (Note also that the HQT definition is consistent with NERC's definition.
7 See NERC Glossary.) It is also worth noting in this regard that the FERC
8 has indicated that the MOD Reliability Standards do not become effective
9 until April 1st, 2011(http://www.nerc.com/filez/standards/Mandatory_Effective_Dates_United_States.html) thus my assessment is contingent on any
10 changes that HQT may make to comply with those standards.
11

12 31.3.1 If not, please specify what aspects of Attachment C-1 would have to be
13 modified in order to bring it into conformity with NERC's MOD
14 Reliability Standards adopted by FERC in Order 729.

15 **R31.3.1**

16 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande n'est pas pertinente
17 à l'instance.

18 R31.3.1R

19 I refer to my answer to question 31.3, above.

20 31.3.2 Please describe the modifications that would be required in order to
21 bring Attachment C-1 into conformity with NERC's MOD Reliability
22 Standards adopted by FERC in Order 729.

23 **R31.3.2**

24 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande n'est pas pertinente
25 à l'instance. Par ailleurs, le Transporteur réfère à la réponse à question
26 12.2, ci-dessus.

27 R31.3.2R

28 I refer to my answer to question 31.3, above.

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS
DE STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES
ET DE L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
(« SÉ-AQLPA »)**

1 R3-1e

2 Les pièces HQT-15 à HQT-27 sont déposées pour faire partie intégrante
3 de la preuve du Transporteur et, en cette qualité, tous les témoins du
4 Transporteur, y compris MM. Rose, Hanser et Orans, pourront y référer
5 lors de leur interrogatoire ou contre-interrogatoire. Les experts Rose et
6 Hanser réfèrent déjà à ces pièces dans leur témoignage (réponses aux
7 questions 6.5 et 6.6 de la demande de renseignements n° 1 de RNCREQ
8 et UC, pièce HQT-8, doc. 6.1 et rapport d'expertise, pièce HQT-28,
9 doc. 1), tel qu'il appert des références spécifiques qui y sont contenues.

10 DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-3-2**11 Références :**

12 i) UNITED STATES OF AMERICA, FEDERAL ENERGY REGULATORY
13 COMMISSION (FERC), Order 890 (Appendix C, Attachment K édicté par cette
14 ordonnance).

15 ii) HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT (TRANSÉNERGIE), Dossier R-3669-2008,
16 Phase 2, Pièce B-129, HQT-16 Doc. 1, Liste des projets d'investissements de 25 M\$
17 et plus.

18 Préambule :

19 Dans plusieurs des dossiers d'investissements de 25 M\$ et plus, TransÉnergie fait
20 état et parfois dépose confidentiellement des documents de planification de son
21 réseau de transport régional.

22 Ainsi par exemple, au dossier R-3666-2008 (HQT Anne-Hébert), le Transporteur a
23 déposé confidentiellement un *Plan d'évolution portant sur le réseau régional de la*
24 *Communauté urbaine de Québec* (R-3666-2008, Pièce HQT-12, Document 1).

25 De même, au dossier R-3735-2010 (HQT Beauce), le Transporteur a déposé
26 confidentiellement un *Plan d'évolution du réseau Chaudière-Beauceville* (R-3735-
27 2010, Pièce HQT-1, Doc. 1, Annexe 1).

28 Demandes :

29 a) Afin que nous puissions bien comprendre ce dont il s'agit, veuillez décrire de
30 façon générique les questions qui sont habituellement abordées dans de tels
31 documents de planification et leur horizon de planification (ou leur fourchette
32 d'horizons si ceux-ci varient d'un document à l'autre).

33 R3-2a

34 En plus des autres documents et informations fournis par le Transporteur
35 dans le cadre du processus d'approbation de ses projets
36 d'investissements, plus amplement détaillés à la pièce HQT-18, doc. 1, le
37 Transporteur a déjà déposé, lorsqu'il était utile et pertinent de le faire, un

1 Plan d'évolution régional. L'objectif d'un tel plan est de définir une
2 architecture de développement du réseau. Ce plan intègre et optimise les
3 besoins de croissance, pérennité, maintien de la qualité, respect des
4 exigences et sécurisation du réseau pour l'alimentation de la charge
5 locale d'une région donnée pour des interventions structurantes,
6 cohérentes et durables et améliore les prévisions d'investissements.

7 b) Pouvez-vous déposer un modèle caviardé d'un tel document, afin que nous
8 puissions avoir une meilleure compréhension du contenu usuel que l'on y retrouve.

9 **R3-2b**

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

13 c) Veuillez fournir la liste de ces documents de planification régionale chez
14 TransÉnergie en indiquant dans chaque cas la région visée, la date du document et
15 l'horizon de planification.

16 **R3-2c**

17 Le territoire du Québec est divisé en quatorze régions et chacune d'elles
18 possède ou possèdera son plan d'évolution adapté à sa réalité. Par
19 ailleurs, le Transporteur s'objecte à la demande de fournir une liste des
20 documents de planification régionale. Cette demande n'est pas pertinente
21 à l'instance.

22 d) Quelle est la périodicité de mise à jour de tels documents ?

23 **R3-2d**

24 Il n'y a pas de périodicité déterminée, cependant ces plans visent un
25 horizon de 30 ans. Ces plans sont révisés de façon continue.

26 e) Existe-il un document comparable pour la planification du réseau principal ? Si
27 oui, veuillez décrire sommairement son contenu, sa date, son horizon et sa
28 périodicité de mise à jour.

29 **R3-2e**

30 Il n'y a pas de document équivalent sur le même horizon de temps. La
31 planification du réseau principal est directement liée aux demandes des
32 clients du service de transport de point à point sur OASIS, ce qui n'est
33 pas le cas des réseaux régionaux.

34 f) Afin que cette information soit en preuve au présent dossier, veuillez indiquer
35 pour quel(s) motif(s) TransÉnergie cherche à garder confidentiels ces documents,
36 décrits en (b) et (e), lorsqu'elle les dépose.

1 **R3-2f**

2 Le Transporteur s'objecte à ce que ces informations soient mises en
3 preuve dans le présent dossier. La demande n'est pas pertinente à
4 l'instance. Par ailleurs, les motifs pour lesquels le Transporteur demande
5 la confidentialité de ces documents sont exposés de manière précise
6 dans chaque dossier d'investissements et la Régie rend une décision sur
7 le caractère confidentiel de ces documents au cas par cas.

8 g) Veuillez déposer publiquement l'ensemble de ces documents énumérés en
9 (b) et (e).

10 **R3-2g**

11 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande n'est pas pertinente
12 à l'instance. De plus, la demande n'est pas de la nature d'une demande
13 de renseignements. Enfin, et à tout événement, la demande vise le dépôt
14 public de documents confidentiels.

15 h) Dans l'hypothèse où vous auriez refusé d'effectuer le dépôt demandé en (g),
16 veuillez déposer ces mêmes documents (énumérés en b et e) confidentiellement
17 auprès de la Régie, avec demande et affidavit de confidentialité de votre part et en
18 prévoyant la procédure usuelle pour que les intervenants ou leurs témoins ou
19 représentants puissent les consulter avec engagement de confidentialité et non
20 divulgation.

21 **R3-2h**

22 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande n'est pas pertinente
23 à l'instance.

24 i) TransÉnergie accepterait-elle un processus de consultation annuel (par
25 exemple ouvert aux intervenants de sa cause tarifaire annuelle) par lequel ceux-ci
26 prendraient connaissance de ces documents de planification principale et régionale
27 du réseau de transport et pourraient échanger avec le Transporteur à ce sujet ?

28 **R3-2i**

29 Comme l'explique le Transporteur à la pièce HQT-18, Document 1, la
30 procédure d'approbation des projets d'investissements en vertu de
31 l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* est une procédure publique
32 où les intervenants ont l'occasion de débattre pleinement de l'opportunité
33 d'approuver ou non les projets d'investissements du Transporteur. Les
34 intervenants ont déjà l'occasion de consulter, le cas échéant, les plans
35 d'évolution déposés sous pli confidentiel dans le cadre des dossiers
36 moyennant la signature d'une entente de confidentialité. Le Transporteur
37 ne propose pas de modifier le processus existant d'approbation de ses
38 investissements ou de ses causes tarifaires, notamment pour les motifs
39 exposés en réponse aux questions 6.5 et 6.6 de la demande de
40 renseignements n° 1 du RNCREQ et UC (pièce HQT-8, doc. 6.1).

1 j) Votre réponse à (i) serait-elle différente si les participants à ce processus
2 prenaient un engagement de confidentialité et non divulgation ? Veuillez expliquer
3 votre réponse.

4 **R3-2j**

5 Notre réponse ne serait pas différente. Le Transporteur réfère à sa
6 réponse à la question 3-2i, ci-dessus.

7 **DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-3-3**

8 **Référence :**

9 i) **HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT (TRANSÉNERGIE)**, Dossier R-3669-2008,
10 Phase 2, Pièce B-110, HQT-12, Document 1, Rapport de Monsieur Owen [sic] Rose,
11 page 52.

12 **Demande à Monsieur Owen Rose :**

13 a) Vous affirmez, dans votre rapport, que le processus actuel de TransÉnergie
14 est supérieur à celui prévu à l'Attachement K. Est-ce que, selon vous, il est
15 actuellement possible à des intéressés (traduction : *stakeholders*) d'avoir accès aux
16 études de planification de HQT (quant à son réseau principal et quant à ses réseaux
17 régionaux) qui sont sous-jacentes à ses demandes d'autorisations d'investissement ?

18 Cette question et les suivantes portent sur l'expertise de Judah Rose. Le
19 Transporteur les a fait traduire et les a soumises à celui-ci. Le
20 Transporteur réfère aux questions traduites et aux réponses fournies par
21 Judah Rose, lesquelles sont reproduites ci-dessous.

22 *In your report, you affirm that TransÉnergie's present process is superior to*
23 *the one in Attachment K. In your opinion, is it presently possible for stakeholders to*
24 *have access to HQT planning studies (for its main and regional power systems) that*
25 *underlie its investment authorization requests?*

26 **R3-3a**

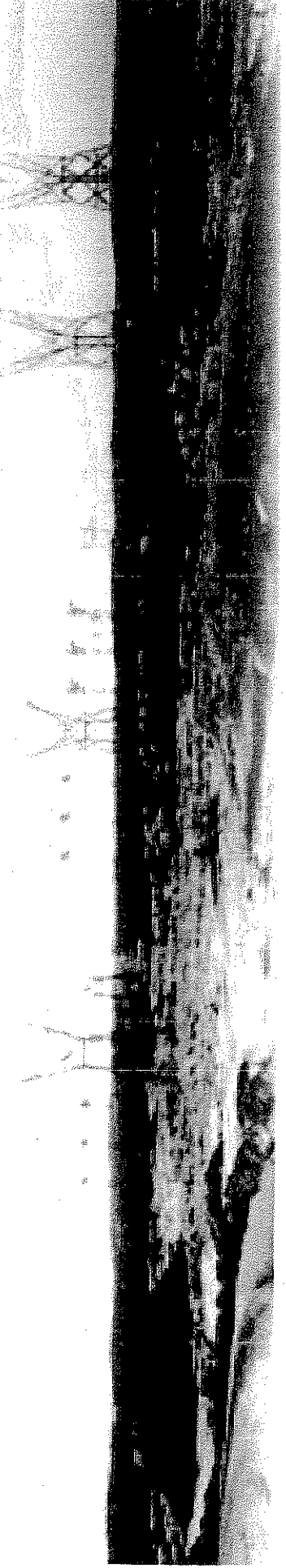
27 The question, as drafted, does not reflect properly the contents of my
28 July 3rd, 2009 Testimony. Notwithstanding this fact, I understand that it is
29 possible for stakeholders to have access to various and relevant data
30 included notably in TransÉnergie's investment authorization requests
31 following from planning studies, including at certain conditions loadflows
32 and single-line diagrams as detailed in my Response to questions 6.5 and
33 6.6 of RNCREQ and UC (exhibit HQT-8, doc. 6.1, "July 13, 2010
34 Response"), at paragraphs 29 to 35.

35 b) Quels seraient, selon vous, les avantages et les inconvénients à ce que des
36 intéressés (traduction : *stakeholders*) puissent avoir accès à ces études de
37 planification de HQT quant à son réseau principal et quant à ses réseaux régionaux ?

PROPOSITION DE MODIFICATIONS

THÈME 2 CALCUL DE L'ATC

SOMMAIRE DES ÉLÉMENTS PRINCIPAUX



1. Identification des modifications proposées

Le Transporteur propose de modifier les TC afin de :

- a) Remplacer l'expression « capacité de transport » par l'expression « capacité de transfert »
 - Terminologie plus adéquate
 - 12 articles visés
- b) Préciser la méthodologie de calcul de la capacité de transfert disponible (« **ATC** »)
 - Ajout de l'Appendice C-1
- c) Préciser la méthodologie employée pour coordonner les ATC avec les réseaux voisins

II. Motifs au soutien des modifications

La proposition de modifications est juste et raisonnable :

- a) Accroît la transparence dans le calcul de l'ATC sur les chemins affichés
 - Définition de variables
 - Précisions sur la méthodologie
- b) Reflète les modifications apportées au tarif *pro forma* de la FERC, avec les adaptations nécessaires

III. Conditions et modalités d'application

A. Méthodologie de calcul de l'ATC

- a) Équation de base :
 - $ATC = TTC - TRM - ETC - CBM$
- b) Variables définies :
 - TTC, ATC, TRM, ETC, CBM, etc.
 - QCRD, QCRND
 - Horizons considérés
- c) Conformité avec les normes de la NERC
- d) Entrée en vigueur de l'Appendice C-1
 - Nouveau site OASIS
 - Réunions de formation

III. Conditions et modalités d'application

B. Coordination des valeurs d'ATC avec les réseaux voisins

- a) Objectifs de la coordination
 - Assurer le transport ferme sur les réseaux interconnectés
 - Conformité avec les exigences de la FERC
- b) Portée de la coordination
 - ATC_{ferme}
 - Chemins affichés
- c) Mise en œuvre de la coordination
 - Échange d'information

III. Conditions et modalités d'application

B. Coordination des valeurs d'ATC avec les réseaux voisins

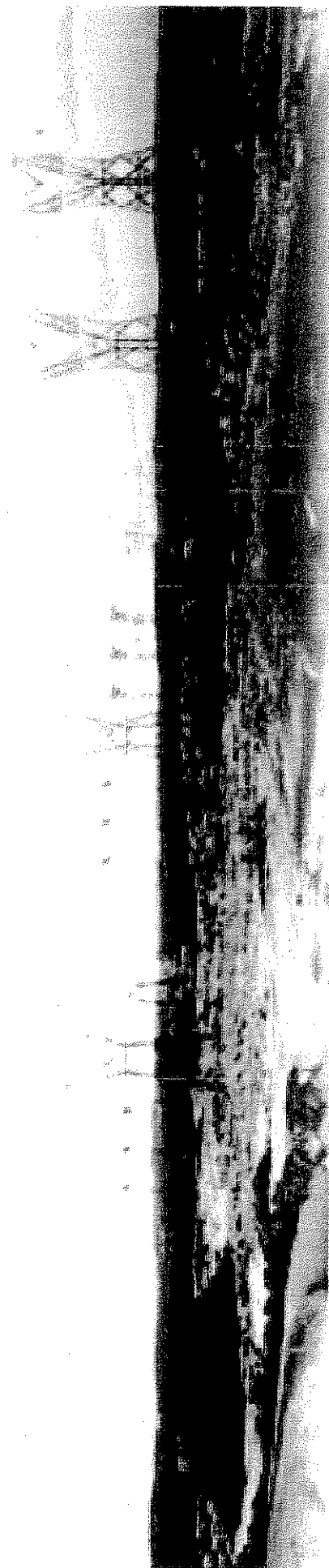
d) Méthodologie de coordination

- La valeur la plus élevée entre :
 - TRM_{HOT} et
 - TRM_{voisin}
- $ATC_{HOT} = TTC_{HOT} - TRM$ (avant ETC)

e) Impact de la coordination

- Absence d'impact sur la programmation
- Absence d'impact sur l'exploitation
- Impact possible lors d'une nouvelle demande, incluant l'exercice d'une priorité de renouvellement, selon les circonstances spécifiques

Q^{Hydro} Québec
TransÉnergie



The Brattle Group

Testimony of Philip Q. Hanser

Theme 2 ATC Coordination

Presented to:
Regie de l'energie

18 October 2010

Copyright © 2010 The Brattle Group, Inc.

www.brattle.com

Antitrust/Competition Commercial Damages Environmental Litigation and Regulation Forensic Economics Intellectual Property International Arbitration
International Trade Product Liability Regulatory Finance and Accounting Risk Management Securities Tax Utility Regulatory Policy and Rate-making Valuation
Electric Power Financial Institutions Natural Gas Petroleum Pharmaceuticals, Medical Devices, and Biotechnology Telecommunications and Media Transportation

I. *The Brattle Group*, Philip Q Hanser and Recognition of his Field of Expertise

◆ *The Brattle Group*

- Main activities and areas of specialization
- Client base

◆ Philip Q Hanser

- Academic background
 - Past and current occupations and responsibilities
 - Experience in the electric utility business
 - Experience relating to electricity transmission, market design and regulation in the U.S. and in Canada
 - Testimony and recognition as an expert in regulatory and legal proceedings in the U.S. and in Canada
- ## ◆ Recognition as an expert in electricity transmission, market design and regulation issues

II. Mandate and Filing of Expert Report

- ◆ Scope of Mandate
 - Provide and discuss a brief history of FERC's open access transmission policy relating to ATC Coordination
 - Opine as to whether HQT's methodology for ATC Coordination complies with FERC Order 890

III. FERC's Orders and Requirements Relating to ATC Coordination

- ◆ Consistent ATC values on either side of an interface, irrespective of ATC methodologies
 - Coordination and exchange of data
- ◆ FERC's expectation of similar ATC value postings without an obligation to have identical ATC values in every instances and at all times
 - A matter of transparency, consistency, accuracy, predictability, equivalency and replicability
- ◆ Level of discretion left to the transmission service provider on how to coordinate ATC values, considering relevant circumstances
- ◆ Compliance with applicable norms (NERC)

IV. Compliance of HQT's Methodology with FERC Orders

- ◆ Description of HQT Methodology for ATC Coordination
 - Relevant sections of Attachment C-1:
 - Last paragraph of Sheet 198
 - Section 3a) ii)
 - Section 3d) i)
 - Section 3d) ii)
 - The “lowest common denominator” approach

IV. Compliance of HQT's Methodology with FERC Orders

- ◆ Comparison of HQT's methodology with other utilities' methodologies
 - Nature of the differences
 - No need for load flow analysis in simultaneous modeling of all interfaces
 - Simple two step process
 - ◆ Step 1: Set TRM at $\max(\text{TRM}_{\text{HQT}}, \text{TRM}_{\text{Adjoining ISO}})$
 - ◆ Step 2: $\text{ATC}_{\text{HQT}} = \text{TTC}_{\text{HQT}} - \text{TRM}$ (Before adjustments for ETC)
 - Reasons for the differences: characteristics and distinguishing features of HQT's transmission system and its interconnections to neighbouring systems
 - Asynchronicity
 - Controllable and radial DC interties
 - Lack of internal congestion
 - Hub and spoke topology

IV. Compliance of HQT's Methodology with FERC Orders

- ◆ Compliance of HQT's Methodology with FERC Order 890
 - Results in consistent ATC values on either side of an interface
 - Produces predictable, accurate, equivalent and replicable results
 - Simple and objective methodology without arguable assumptions in load flow analysis

23

**RÉPONSE DU TRANSPORTEUR À L'ENGAGEMENT 19
(DEMANDÉ PAR LA RÉGIE)**

Régie de l'énergie
DOSSIER: 12-3669-2008 Phase
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date 17/02/2011
Pièces n°: 13-199

Engagement 19

(demandé par la Régie, notes sténographiques, 11 février 2011, volume 12, page 148)

Vérifier la traduction de la terminologie des trois types d'horizons apparaissant à HQT-8, Document 6 à la page 35.

R19 : Le Transporteur propose de modifier l'appendice C-1 des Tarifs et conditions pour se conformer à la nomenclature utilisée par la FERC et par son fournisseur de service OASIS. Les modifications proposées sont les suivantes (les formules ne sont pas modifiées mais sont reproduites dans cet engagement afin de faciliter le repérage).

➤ **Appendice C-1 de la version française**

Horizon ~~prévisionnel~~ exploitation et planification

$$ATC_{ferme} = TTC - ETC_{ferme} - CBM - TRM_{ferme} + PBR$$

$$ATC_{non\ ferme} = TTC - ETC_{ferme} - ETC_{non\ ferme} - CBM - TRM_{non\ ferme} + CF + PBR$$

$$ETC_{ferme} = QCRD + QCRND_{ferme} + NITS_{ferme} + PTP_{ferme} + ROR + GF_{ferme} + OS_{ferme}$$

$$ETC_{non\ ferme} = QCRND_{non\ ferme} + NITS_{non\ ferme} + PTP_{non\ ferme} + GF_{non\ ferme} + OS_{non\ ferme}$$

Horizon ~~temps réel~~ programmation

$$ATC_{ferme} = TTC - ETC_{ferme} - CBM - TRM_{ferme} + PBR$$

$$ATC_{non\ ferme} = TTC - ETC_{ferme} - ETC_{non\ ferme} - CBM - TRM_{non\ ferme} + CF + PBNS + PBR$$

$$ETC_{ferme} = QCRD + QCRND_{ferme} + NITS_{ferme} + PTP_{ferme} + GF_{ferme} + OS_{ferme}$$

$$ETC_{non\ ferme} = QCRND_{non\ ferme} + NITS_{non\ ferme} + PTP_{non\ ferme} + GF_{non\ ferme} + OS_{non\ ferme}$$

- v) Sur l'horizon ~~temps réel~~ programmation, si aucun programme n'est reçu en association à une réservation existante, la capacité de transfert disponible pour les services point à point non ferme est augmentée de la quantité réservée mais non programmée.

➤ « Attachment C-1 » de la version anglaise

Scheduling Operating and planning horizon

$$ATC_{firm} = TTC - ETC_{firm} - CBM - TRM_{firm} + PBR$$

$$ATC_{non-firm} = TTC - ETC_{firm} - ETC_{non-firm} - CBM - TRM_{non-firm} + CF + PBR$$

$$ETC_{firm} = QCRD + QCRND_{firm} + NITS_{firm} + PTP_{firm} + ROR + GF_{firm} + OS_{firm}$$

$$ETC_{non-firm} = QCRND_{non-firm} + NITS_{non-firm} + PTP_{non-firm} + GF_{non-firm} + OS_{non-firm}$$

Real-time Scheduling horizon

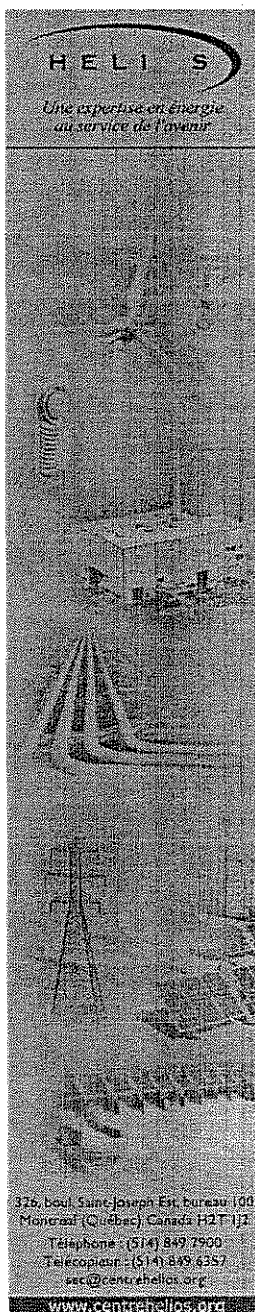
$$ATC_{firm} = TTC - ETC_{firm} - CBM - TRM_{firm} + PBR$$

$$ATC_{non-firm} = TTC - ETC_{firm} - ETC_{non-firm} - CBM - TRM_{non-firm} + CF + PBNS + PBR$$

$$ETC_{firm} = QCRD + QCRND_{firm} + NITS_{firm} + PTP_{firm} + GF_{firm} + OS_{firm}$$

$$ETC_{non-firm} = QCRND_{non-firm} + NITS_{non-firm} + PTP_{non-firm} + GF_{non-firm} + OS_{non-firm}$$

- v) On a ~~real-time~~ scheduling horizon, if no schedule is received in association with an existing reservation, the transfer capability available for non-firm PTP services is increased by the amount reserved but not scheduled.



La modification des Tarifs et conditions en fonction de l'Ordonnance 890

Témoignage expert de Philip Raphals

pour le RNCREQ et UC

R-3669-08, phase 2

Régie de l'énergie

Version révisée

le 15 juin 2009

Version ré-révisée

le 23 septembre 2010

Rappelons à cet égard l'affirmation de M. Rose à l'effet que c'était TransÉnergie qui l'aurait informé que l'Annexe K ne fait pas partie des exigences de réciprocité de la FERC. Il serait intéressant de savoir sur quel fondement cette affirmation a été faite. Découle-t-elle d'une analyse effectuée par le Transporteur lui-même ? Ou par ses affiliées?

Sans avoir vu les analyses en question, nous ne pouvons juger leur bien-fondé. Cela dit, il est surprenant qu'on ne se soit pas prononcé sur cette question avec certitude, puisqu'elle concerne un exercice futur de la discrétion qu'exercera un tribunal administratif, soit la FERC.

Si le maintien du *market-based rate authorization* de sa filiale HQ Energy Services (U.S.) Inc. est important pour Hydro-Québec, il serait à notre avis prudent que celle-ci encourage le Transporteur à ouvrir son processus de planification tel que précisé dans les Ordonnances, et à produire une Annexe K en bonne et due forme. Ce faisant, il servira non seulement à ses propres intérêts, mais aussi à l'intérêt public.

10 Appendice C

10.1 Les Ordonnances de la FERC

L'Appendice C-1 des *Tarifs et conditions* précise la méthodologie pour évaluer la capacité de transfert disponible. Connue en anglais sous le vocable *Available Transfer Capacity* (ATC), il s'agit d'un élément essentiel dans tout régime d'accès ouvert. Dans son Ordonnance 888, la FERC avait exigé que les transporteurs calculent et affichent leur ATC, tout en laissant chaque transporteur libre de choisir sa propre méthode de calcul⁸⁸. L'opportunité d'exiger, ou non, que l'ensemble des transporteurs sous la compétence de la FERC utilisent une seule et identique méthodologie a été un des thèmes majeurs du dossier menant aux Ord. 890 et al. Comme nous le préciserons dans les prochains paragraphes, la FERC a finalement décidé d'exiger une approche uniforme⁸⁹.

⁸⁸ Ord. 890, para. 62.

⁸⁹ Dans l'Ord. 890 (para. 208), la FERC refuse de fixer une méthodologie unique pour le calcul de l'ATC, optant plutôt de suivre l'approche de la NERC, qui offre un choix entre trois méthodologies (para. 210). En l'Ord. 890-C, elle indique que la décision finale se fera dans le dossier des normes de fiabilité de la NERC, qui a donné lieu éventuellement à l'Ord. 729 (24 nov 2009), qui adopte ces normes.

Dans l'Ord. 890, la FERC a conclu que le manque de *consistency* et de transparence dans les méthodologies utilisées pour calculer l'ATC créent des opportunités pour la discrimination induite dans l'offre des services de transport d'accès ouvert. Pour y remédier, la FERC a dirigé les services publics sous sa compétence à produire des solutions réalisables et ce, par le biais de deux processus déjà en cours : celui de la North American Reliability Council (NERC) pour fixer les normes de fiabilité, et celui de la North American Energy Standards Board (NAESB) pour développer des pratiques d'affaires⁹⁰.

De plus, la FERC a exigé que l'Appendice C de chaque transporteur :

- identifie clairement laquelle des méthodologies approuvées par la NERC elle utilise;
- fournisse une description détaillée de l'algorithme utilisé pour calculer l'ATC ferme et non ferme, pour les horizons de *scheduling* (jour avant et temps réel), opérationnel (jour avant et cédules préliminaires) et de planification;
- inclue un diagramme du *process flow*;
- fournisse une définition détaillée de chaque élément de l'ATC ainsi qu'une explication détaillée de la dérivation de chacun; et
- documente le processus utilisé pour coordonner les calculs d'ATC avec les voisins.

Selon l'Ord. 890, les normes de fiabilité de la NERC devaient remédier au manque de *consistency* et de transparence dans les méthodologies utilisées pour calculer l'ATC qui créent des opportunités pour la discrimination induite. Dans son Ordonnance 890-C, la FERC précise l'acheminement de ces normes⁹¹. Elle précise que, depuis l'émission de l'Ord. 890-B, la NERC avait soumis à la FERC les six normes de fiabilité devant gouverner le calcul de l'ATC, et que, simultanément à l'émission de l'Ord. 890-C (le 19 mars 2009), la FERC émettait une Notice of Proposed Rulemaking (NOPR) pour les approuver. Cette NOPR s'intitule : *Mandatory Reliability Standards for the Calculation of Available Transfer Capacity, Capacity Benefit Margins, Transmission Reliability Margins, Total*

⁹⁰ Ord. 890-A, paragraphe 39.

⁹¹ Order 890-C, paragraphe 10.

Transfer Capacity and Existing Transmission Commitments and Mandatory Reliability Standards for the Bulk-Power System (RM08-19-000).

Ce dossier sur les normes de fiabilité a, par la suite, donné lieu à une *Final Rule* émise le 24 novembre 2009 (Order 729), qui approuve les normes de fiabilité pour le calcul transparent de l'ATC (les *MOD Reliability Standards*).

Dans son introduction à l'Ord. 729, la FERC indique clairement que les mêmes méthodologies de calcul de l'ATC servent à fixer les normes de fiabilité, d'une part, et les tarifs de transport pour un accès ouvert (OATT), de l'autre.

2. In Order No. 890, the Commission found that the lack of a consistent and transparent methodology for calculating available transfer capability is a significant problem because the calculation of available transfer capability, which varies greatly depending on the criteria and assumptions used, may allow the transmission service provider to discriminate in subtle ways against its competitors.⁹² In Order No. 693⁹³, the Commission reiterated its concerns expressed in Order No. 890 and stated that available transfer capability raises both comparability and reliability issues, and that it would be irresponsible to require consistency in the available transfer capability calculation without considering the reliability impact of those decisions.⁹⁴ The calculation of available transfer capability is one of the most critical functions under the open access transmission tariff (OATT) because it determines whether transmission customers can access alternative power supplies. Improving transparency and consistency of available transfer capability calculation methodologies will eliminate transmission service providers' wide discretion in calculating available transfer capability and ensure that customers are treated fairly in seeking alternative power supplies. The Commission believes that the Reliability Standards approved here address the potential for undue discrimination by requiring industry-wide transparency and increased consistency regarding all components of the available transfer capability calculation methodology and certain definitions, data, and modeling assumptions.

⁹² Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service, Order No. 890, 72 FR 12266 (Mar. 15, 2007), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,241 (2007), order on reh'g, Order No. 890-A, 73 FR 2984 (Jan. 16, 2008), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,261 (2007), order on reh'g, Order No. 890-B, 123 FERC ¶ 61,299 (2008), order on reh'g, Order No. 890-C, 126 FERC ¶ 61,228 (2009).

⁹³ L'Ord. 693 approuvait 83 des 107 normes de fiabilité proposées par la NERC. En même temps, elle ordonnait à la NERC de modifier 9 des 10 normes « MOD » en conformité avec les exigences de l'Ord. 890.

⁹⁴ Mandatory Reliability Standards for the Bulk-Power System, Order No. 693, 72 FR 16416 (Apr. 4, 2007), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,242, at P 1022 (2007), order on reh'g, Order No. 693-A, 120 FERC ¶ 61,053 (2007).

3. The Commission approves the Reliability Standards filed by NERC in this proceeding as just, reasonable, not unduly discriminatory or preferential, and in the public interest.⁹⁵ These Reliability Standards represent a step forward in eliminating the broad discretion previously afforded transmission service providers in the calculation of available transfer capability. The approved Reliability Standards will enhance transparency in the calculation of available transfer capability, requiring transmission operators and transmission service providers to calculate available transfer capability using a specific methodology that is both explicitly documented and available to reliability entities who request it.⁹⁶ The approved Reliability Standards also require documentation of the detailed representations of the various components that comprise the available transfer capability equation, including the specification of modeling and risk assumptions and the disclosure of outage processing rules to other reliability entities. These actions will make the processes to calculate available transfer capability and its various components more transparent, which in turn will allow the Commission and others to ensure consistency in their application. By promoting consistency, standardization and transparency, these Reliability Standards enhance the reliability of the Bulk-Power System.⁹⁷

Dans ces paragraphes, la FERC s'exprime de façon non ambiguë à l'effet que les méthodologies de calcul de l'ATC proposées par la NERC dans le cadre de ses responsabilités par rapport à la fiabilité du réseau s'appliquent également dans le cadre des tarifs de transport (OATT) gouvernés par les Ordonnances 890 et al.

La FERC explique la relation entre ces deux processus réglementaires encore plus clairement un peu plus loin dans l'Ord. 729:

4. On February 16, 2007, the Commission issued Order No. 890, which addressed and remedied opportunities for undue discrimination under the pro forma OATT adopted in Order No. 888. Among other things, the Commission required industry-wide consistency and transparency of all components of available transfer capability calculation and certain definitions, data and modeling assumptions. The Commission concluded that the lack of industry-wide criteria for the consistent calculation of available transfer capability poses a threat to the reliable operation of the Bulk-Power System, particularly with respect to the

⁹⁵ 16 U.S.C. 824o(d)(2).

⁹⁶ Reliability entities include: transmission service providers, planning coordinators, reliability coordinators, and transmission operators as those entities are defined in the NERC Glossary of Terms Used in Reliability Standards (Glossary), (Effective February 12, 2008), available at: http://www.nerc.com/docs/standards/rs/Glossary_12Feb08.pdf. Standards adopted by the North American Energy Standards Board (NAESB) govern disclosure of this information to other entities. The Commission accepts the associated NAESB business practices in a Final Rule issued concurrently in Docket No. RM05-5-013. See Standards for Business Practices and Communication Protocols for Public Utilities, No. 676-E, 129 FERC ¶ 61,162 (2009).

⁹⁷ Ord. 729.

inability of one transmission service provider to know with certainty its neighbors' system conditions affecting its own available transfer capability values. As a result of this reliability concern, the Commission found that the proposed available transfer capability reforms were also supported by FPA section 215, through which the Commission has the authority to direct the ERO to submit a Reliability Standard that addresses a specific matter.⁹⁸ Thus, the Commission in Order No. 890 directed industry to develop Reliability Standards, using the ERO's Reliability Standards development procedures, that provide for consistency and transparency in the methodologies used by transmission owners to calculate available transfer capability.

Il va de soi que la « industry-wide consistency and transparency of all components of available transfer capability calculation » inclut tant l'aspect fiabilité (les normes de fiabilité, Ord. 729) que l'aspect tarifaire (Ord. 890). C'était précisément dans l'Ord. 890 que la FERC a mandaté le développement de ces normes de fiabilité.

Pour cette raison, il est également évident que les méthodologies reliées aux calculs de l'ATC, une fois en vigueur à titre de normes de fiabilité, seront aussi nécessairement obligatoires dans les Appendice C de chaque transporteur. Autrement, un transporteur aura deux méthodologies différentes pour le calcul de l'ATC, une qu'il utilise afin de respecter les normes de fiabilité, et une autre afin de fixer les capacités à afficher sur OASIS pour les utilisateurs du réseau. Étant donné que c'est le même régulateur, la FERC, qui est responsable des deux processus, une telle dualité serait absurde.

Il en découle que les méthodologies de calcul de l'ATC qui sont devenues obligatoire en vertu de l'Ord. 729 (et 729-A, qui l'a suivi le 5 mai 2010) font implicitement partie de la mise à jour du formulaire de la FERC, entamé dans l'Ord. 890 et al.

Il est donc surprenant que, dans la mise à jour de ce dossier en date du 28 juin 2010, le Transporteur ne fait aucune mention de ces normes ou de l'Ordonnance 729, émise le 24 novembre 2009. Il est encore plus surprenant que le Transporteur ait refusé de répondre aux questions 12.1, 12.1.1, 12.2, 31.3, 31.3.1 et 31.3.2 de notre dernière demande des renseignements⁹⁹. Ainsi, il a refusé d'indiquer si les calculs d'ATC, TTC, CBM et TRM présentés à sa fiche sur l'Appendice C-1 sont cohérents avec les normes approuvées à cet égard dans l'Ord. 729. Il a de plus refusé d'expliquer

⁹⁸ FPA section 215(d)(5), 16 U.S.C. 824o(d)(5).

⁹⁹ HOT-29, doc. 6, pages 19 et 20.

pourquoi il ne croit pas qu'il est opportun de se conformer à ces normes, en mentionnant seulement que ces normes seront déposées ultérieurement pour adoption par la Régie, selon la décision qui sera rendue dans le dossier R-3699-2009100. Il a également refusé de permettre son expert Philip Q. Hanser d'indiquer si l'Appendice C-1 est en conformité avec les normes de fiabilité MOD retenues par la FERC dans l'Ord. 729, et sinon, quels éléments devraient être modifiés pour le rendre conforme.

Subséquent, en conformité avec la décision D-2010-080, M. Hanser a répondu à comme suit :

R31.3R

Yes. As stated in FERC Order 729 at paragraph 41, "Transmission reliability margin is transfer capability set aside to mitigate risks to operations, such as deviations in dispatch, load forecast outages, and similar such conditions" which is consistent with the definition above. (Note also that the HQT definition is consistent with NERC's definition. See NERC Glossary.) It is also worth noting in this regard that the FERC has indicated that the MOD Reliability Standards do not become effective until April 1st, 2011 (http://www.nerc.com/files/standards/Mandatory_Effective_Dates_United_States.html) thus my assessment is contingent on any changes that HQT may make to comply with those standards.

Cette réponse est en quelque sorte mystifiante. Il est vrai que la définition de TRM fournie par la FERC se trouve à l'intérieur de l'Appendice C-1 de TransÉnergie, mais, comme nous le démontrons plus loin, le calcul utilisé pour fixer le TRM selon le même document ne fait aucunement appel à cette définition. Qui plus est, les méthodologies de calcul exigées par l'Ord. 729 — de l'ATC et du TRM, notamment — sont simplement absentes de l'Appendice C-1 proposée par le Transporteur.

Le dossier R-3699-2009 porte sur la « Demande d'Hydro-Québec par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie dans ses fonctions de coordonnateurs 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 de sanctions ». Dans ce dossier, déposé le 2 juin 2009, Hydro-Québec TransÉnergie dans son rôle de Contrôle des mouvements d'énergie (HOCMÉ) a demandé l'adoption des 95 normes de fiabilité approuvées par la FERC dans l'Ord. 693 (CHECK) du 19 mars 2009¹⁰⁰. Une preuve amendée a été déposée le 6 octobre 2009, et d'autres documents

¹⁰⁰ Ibid., réponse 12.1.

¹⁰¹ R-3699-2009, HOCMÉ-1, doc. 1, p. 28.

ont été révisés le 5 et le 23 novembre 2009. D'autres documents révisés ont été déposés le 3 août 2010, mais la lettre de dépôt ne fait aucune mention ni de l'Ord. 729 du 24 novembre 2009 ni des normes MOD. Ainsi, à notre connaissance, ce dossier n'a pas été mis à jour pour tenir compte de l'approbation des normes de fiabilité reliées aux méthodologies de calcul de l'ATC dans l'Ord. 729.

Il est opportun ici de mentionner que, dans l'Ord. 729-A émise le 5 mai 2010, la FERC a revu le calendrier d'implantation de ces normes de fiabilité. Dans l'Ord. 729, celle-ci avait précisé que les MOD Reliability Standards entreraient en vigueur au début du premier trimestre calendrier douze (12) mois après l'approbation de ces normes par toute entité réglementaire pertinente. Ce calendrier a été modifié dans l'Ord. 729-A, et dans l'Ord. 729-B, la FERC a finalement indiqué que ces normes deviendront obligatoires le 1er avril 2011¹⁰². Dans cette même ordonnance, FERC précise que les modifications nécessaires aux Appendices C des OATT des transporteurs devront être déposées 90 jours avant cette date, soit le 1^{er} janvier 2011.

Il semble donc que HQT envisage les démarches suivantes :

- Attendre la décision de la Régie dans le dossier R-3699-2009, sur les 95 normes déposées en mars 2009;
- Déposer un nouveau dossier HQCMÉ pour faire approuver par la Régie les nouvelles normes, dont les normes MOD approuvées par la FERC en 2009 dans l'Ord. 729;
- Une fois ces normes de fiabilité approuvées par la Régie, demander la modification équivalente de l'Appendice C-1 des Tarifs et conditions du Transporteur.

Il n'est pas difficile de comprendre la logique procédurale qui sous-tend cette approche. Aux États-Unis, les normes de fiabilité MOD pour le calcul de l'ATC ont été adoptées d'abord dans un contexte de fiabilité, et ensuite intégrées dans les OATT.

Toutefois, il est difficile de voir comment un tel calendrier d'approbation sert les intérêts du Transporteur de modifier ses Tarifs et conditions en fonction des Ord. 890 et al., ni au calendrier réglementaire de la Régie. Selon cette approche, dès que la décision sera rendue dans le dossier R-

¹⁰² Ord. 729-B, paragraphe 13. Il est intéressant de noter que la modification du calendrier d'implantation découle de l'incertitude quant aux régulateurs canadiens. « It is unclear whether and when the Canadian provinces will act on these MOD Reliability Standards » (para. 14).

3699-2009, HQCMÉ déposera un nouveau dossier pour l'examen des normes MOD, que la Régie devra étudier probablement en 2011. Suivant sa décision dans ce dossier futur, HOT reviendra encore une fois pour mettre à jour les méthodologies de calcul de l'ATC dans ses Tarifs et conditions — probablement en 2012.

Comme nous l'avons discuté dans la section 4 ci-dessus, il n'est toujours pas très clair si la présente demande est justifiée en fonction des exigences de réciprocité ou simplement afin d'offrir aux clients un contexte commercial conforme à celui des réseaux avoisinants. Dans un cas comme dans l'autre, il serait clairement avantageux d'adopter les méthodologies de calcul de l'ATC déjà approuvées par la FERC le plus tôt possible et non pas en retarder indument leur adoption.

Il est donc difficile de voir comment l'efficacité du processus réglementaire serait servie en approuvant dans ce dossier des modifications importantes à l'Appendice C, tout en sachant qu'elles seront remplacées à brève échéance par des méthodologies complètement différentes. Étant donné que ces nouvelles méthodologies sont déjà finalisées et approuvées, il serait mieux de les traiter directement dans le présent processus. Rappelons que la Régie a décrit les objectifs de ce dossier comme suit¹⁰³ :

Dans cette demande, le Transporteur propose à la Régie d'approuver certaines modifications au texte des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec² (Tarifs et conditions) afin de l'adapter au contexte commercial prévalant en Amérique du Nord et de mieux répondre aux attentes de sa clientèle. Entre autres, le Transporteur fait référence à l'adoption, par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), des ordonnances 890 et 890A.

Par ailleurs, dans sa décision D-2010-058, la Régie a permis « une mise à jour du présent dossier pour tenir compte de l'évolution de la situation, eu égard, notamment, aux ordonnances 890-C et 890-D de la FERC ». Il aurait donc été tout à fait approprié de modifier l'Appendice C en fonction des ordonnances de la FERC discutées ci-dessus.

Même en faisant abstraction de la question de réciprocité, il est clair que le contexte commercial prévalant en Amérique du Nord se basera, à partir du 1^{er} avril 2011, sur les normes MOD pour le calcul de l'ATC. Il aurait donc avoir été préférable de les examiner dans le cadre de la présente audience.

¹⁰³ D-2009-08, page 2.

10.1.1 Les méthodologies de calcul d'ATC requises par la FERC

Les normes de fiabilité MOD développées par la NERC en réponse aux exigences de l'Ord. 890 et subséquemment approuvées par la FERC dans l'Ord. 729 sont les suivantes¹⁰⁴ :

- MOD-001-01 - Available Transmission System Capacity
- MOD-004-01 – Capacity Benefit Margin (CBM) Methodology
- MOD-008-01 – Transmission Reliability Margin (TRM) Calculation Methodology

Par ailleurs, MOD-001-01 est une norme « parapluie », qui exige que les transporteurs choisissent entre les trois normes suivantes pour le calcul de l'ATC¹⁰⁵ :

- MOD-028-1 – Area Interchange Methodology
- MOD-029-1 – Rated System Path Methodology
- MOD-030-2 – Flowgate Methodology

Contrairement aux méthodologies utilisées auparavant, la norme MOD-001-01 exige l'utilisation d'une méthodologie spécifique, qui est documentée et transparente. Selon la NERC, cela empêche le transporteur de calculer les capacités à rendre disponible aux utilisateurs tiers du réseau avec des hypothèses plus conservatrices que celles utilisées pour la planification du réseau, d'une part, ou pour la service de la charge locale, de l'autre¹⁰⁶.

La méthodologie MOD-01-01 inclut les neuf exigences suivantes¹⁰⁷ :

¹⁰⁴ Ord. 729, para. 13.

¹⁰⁵ Ibid., para. 14.

¹⁰⁶ Ibid., para. 20.

¹⁰⁷ Ibid., para. 22 à 24.

- R1 – de choisir une des trois méthodologies mentionnées ci-dessus pour chaque horizon temporel (horaire, journalier, mensuel)
- R2 – de recalculer l'ATC chaque heure pour les prochaines 48 heures; quotidiennement pour les prochains 31 jours, et mensuellement pour les prochains 12 mois.
- R3 – de maintenir à jour un document qui explique, entre autres, les méthodologies choisies
- R4 – d'aviser certaines entités de tout changement dans ce document
- R5 – de le rendre disponible à ces mêmes entités
- R6 – d'utiliser dans le calcul du TTC des hypothèses pas plus limitantes que celles utilisées dans la planification de ses opérations
- R7 - d'utiliser dans le calcul de l'ATC des hypothèses pas plus limitantes que celles utilisées dans la planification de ses opérations
- R8 – de recalculer l'ATC à un intervalle prédéterminé
- R9 – d'initier une réponse pour données issue d'un autre transporteur, opérateur or coordinateur dans les 30 jours.

10.1.2 Les méthodologies de calcul du TRM

MOD-008-01 (Transmission Reliability Margin (TRM) Calculation Methodology) définit la méthodologie de calcul du TRM. L'utilisation du TRM n'est pas obligatoire, mais pour les transporteurs qui l'utilisent, ses exigences le sont. MOD-008-001 n'est pas d'une méthodologie unique, mais plutôt d'une série d'exigences pour toute méthodologie de calcul de TRM.

Au cœur de la norme MOD-008-001 il y a l'exigence à l'effet que le Transporteur doit préparer un document qui explique comment le TRM tient compte des risques précis comme les incertitudes de prévisions de la demande (agrégées) et de distribution de la charge, ainsi que celles reliées à la topologie du réseau. La norme précise également que seulement les risques mentionnés en R1 peuvent être inclus dans le TRM, en excluant ceux qui font partie du Capacity Benefit Margin, et qu'il doit être recalculé, selon les méthodes décrites dans le document, au moins chaque treize (13) mois.

10.2 La méthodologie proposée par HQT

L'Appendice C en vigueur ne consiste qu'en une description générale de la méthodologie pour évaluer la capacité de transport disponible¹⁰⁸. Le texte proposé pour l'Appendice C-1 dans ce dossier est donc entièrement nouveau.

Le Transporteur indique qu'il propose d'ajouter une méthodologie plus explicite pour évaluer la capacité de transfert disponible.

Cette méthodologie satisfait les critères énoncés dans l'ordonnance no 890, et notamment dans l'appendice C du tarif *pro forma* qui en découle, en vue d'offrir une plus grande uniformité et transparence pour le calcul de cette capacité¹⁰⁹.

Le Transporteur n'a pas cru bon de modifier cet énoncé dans sa preuve amendée du 23 juin 2010.

Soulignons que, malgré le fait que la fiche amendée sur cet appendice fait référence aux paragraphes 3 à 10 de l'Ord. 890-C, la preuve du Transporteur ne fait aucune mention des six (6) normes de fiabilité concernant le calcul de l'ATC, discutées ci-dessus, qui sont identifiées au paragraphe 10 de cette dernière ordonnance.

La méthodologie présentée à l'Appendice C-1 est également discutée, quoique très brièvement, dans le rapport de M. Hanser, aux paragraphes 24 à 28. M. Hanser fait ressortir surtout le fait que la méthodologie du Transporteur ne fait pas appel à une modélisation simultanée de l'ensemble de ses interconnexions. Il considère plutôt que l'approche retenue par HQT est simplement d'adopter l'estimation d'ATC de ses réseaux voisins pour chacune de ses interconnexions, sans expliquer en détail le mécanisme proposé pour le faire.

Toutefois, l'étude du texte proposé démontre que le Transporteur propose d'utiliser le Transmission Reliability Margin (TRM) afin de faire en sorte que son ATC reflète celui des réseaux avoisinants.

¹⁰⁸ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3706-09/PiecesRevHQT_3706-09/B-37_HQT-12Doc4-REV_3706_07avril10.pdf

¹⁰⁹ HOT-1, doc. 1, p. 12.

Le calcul proposé pour l' ATC_{FERME} est le suivant :

$$ATC_{FERME} = TTC - ETC_{FERME} - CBM - TRM_{FERME} + PBR^{110}$$

Étant donné que le Transporteur n'utilise pas le CBM (*Capacity Benefit Margin*) et en présumant qu'il n'y a pas de Postbacks (PBR), on voit que :

$$ATC_{FERME} = TTC - ETC_{FERME} - TRM_{FERME}$$

où TTC représente le *Total Transfer Capacity* et ETC représente *Existing Transmission Commitments*.

Selon le texte du *pro forma* de la FERC, qui demeure également dans l'Appendice C-1 proposé, TRM est défini comme suit :

1) Définition de la TRM

La TRM quantifie les imprécisions associées au calcul des capacités de transfert anticipées. Ces imprécisions sont dues à la variabilité de certains paramètres qui influencent le calcul de la TTC. Ces facteurs sont la charge en réseau, la température de l'air ambiant, la tension d'exploitation du réseau d'interconnexion, la production interne au réseau d'interconnexion et la quantité de production synchronisée à l'ensemble du réseau. Sur certaines interconnexions, la TRM comprend également des aléas pour la défaillance inopinée d'équipements de transport, une réserve pour tenir compte de modifications aux configurations de réseau qui pourraient être requises en fonction des demandes de service de transport et certains paramètres externes au Transporteur (retraits d'équipements, conditions d'exploitation et limites de réseau) qui influencent les capacités de transfert des réseaux voisins.

Il précise aussi :

¹¹⁰ Appendice C-1, section 1.

ii) Méthodologie de calcul de la TRM

En général, les TRM sont basées sur l'historique des écarts prévisionnels. Sur les interconnexions où les demandes de service de transport peuvent entraîner des changements de configuration de réseau, les TRM sont des valeurs fixes établies en fonction des configurations possibles.

Ainsi, la définition indique que le TRM est un facteur qui permet des ajustements pour compenser des imprécisions dans la prévision de la capacité de transfert, dues notamment aux facteurs techniques tels la température, le voltage, etc. La section sur la méthodologie précise que ces facteurs sont généralement basés sur l'historique d'écarts prévisionnels.

Cependant, à ces paragraphes standards empruntés du pro forma, le Transporteur ajoute des précisions qui en réalité n'ont rien à voir avec la signification normale de ces termes. On rajoute à la section sur la définition le paragraphe suivant :

Pour les interconnexions où la capacité de transfert ferme est coordonnée entre le réseau du Transporteur et un réseau voisin, la définition de la TRM correspond à la plus élevée des deux valeurs suivantes : (1) la TRM du réseau voisin, et (2) la TRM du Transporteur.

Et on rajoute à celle sur la méthodologie, le paragraphe suivant :

Pour les interconnexions où la capacité de transfert ferme est coordonnée entre le réseau du Transporteur et un réseau voisin, le calcul de la TRM pour ces interconnexions correspond à la différence entre les capacités totales de transfert (TTC) du Transporteur et les capacités de transfert fermes avant prise en compte des ETC sur le réseau voisin.

Ainsi, on adopte la forme de l'Appendice requise par le pro forma, tout en substituant un contenu qui ne s'y rattache pas.

Dans une réponse aux DDR, M. Hanser précise que, selon lui, ce dernier paragraphe équivaut à l'expression suivante :

$$TRM_{HOT} = TTC_{neighbour} - (ATC_{neighbour} + ETC_{neighbour})^{111}$$

Étant donné que le texte fait référence aux « capacités totales de transfert du Transporteur », la formule devrait utiliser TTC_{HO} plutôt que $TTC_{neighbour}$. Toutefois, M. Hanser affirme que le TTC calculé par HOT est égal au TTC des réseaux voisins¹¹². Le bien-fondé de cette affirmation est loin d'être évident, étant donné les multiples intrants au calcul du TTC identifiés la section 3a (pages 201 à 205) de l'Appendice C-1.

Par ailleurs, il n'est pas du tout clair comment cette formule permet à la définition du TRM de correspondre « à la plus élevée des deux valeurs suivantes : (1) la TRM du voisin, et (2) la TRM du Transporteur », tel que l'indique le passage précité.

En substituant cette dernière expression pour TRM dans la première équation à la page 83, on obtient :

$$ATC_{HOT} = TTC_{HOT} - ETC_{HOT} - (TTC_{neighbour} - (ATC_{neighbour} + ETC_{neighbour})).$$

En présumant, selon M. Hanser, que :

$$TTC_{HOT} = TTC_{neighbour},$$

on obtient :

$$ATC_{HOT} = -ETC_{HOT} + ATC_{neighbour} + ETC_{neighbour}.$$

Finalement, en présumant que les *Existing Transmission Commitments* d'HOT sont identiques à ceux du réseau voisin, ce qui devrait normalement être le cas, on obtient :

$$ATC_{HOT} = ATC_{neighbour}$$

Ainsi, la méthode du Transporteur équivaut simplement à adopter l'ATC du réseau voisin.

¹¹¹ HOT-29, doc. 6, page 41, R29.1.

¹¹² Ibid., p. 42, R30.1.

Deux questions se posent cependant. Premièrement, si le but de l'exercice est simplement d'adopter les ATC affichés par les réseaux voisins, pourquoi pas le dire directement? Pourquoi l'incorporer dans une formule qui donne l'impression que l'ATC est calculé en fonction des paramètres comme le TTC, BTC et TRM d'HQT? Et pourquoi suggérer que le TRM « quantifie les imprécisions associées au calcul des capacités de transfert anticipées », dues entre autres à « la charge sur le réseau, la température de l'air ambiant, la tension d'exploitation du réseau d'interconnexion », etc., quand en réalité son calcul n'a rien à voir avec ces paramètres?

La stratégie empruntée par HQT ici ressemble à celle qu'on retrouve dans les Annexes 4 et 5, décrite dans notre autre rapport d'expertise dans le présent dossier¹¹³. Dans les deux cas, HQT propose des textes pour ses *Tarifs et conditions* qui empruntent la plupart des phrases et paragraphes qui se trouvent dans le *pro forma* de la FERC, mais avec des ajouts qui en modifient substantiellement la logique intérieure. Ainsi, le texte proposé semble, à première vue, être tiré du *pro forma*, alors qu'en réalité il propose une approche totalement différente.

Il est difficile de comprendre la raison d'être d'une telle approche. À notre avis, il serait préférable d'inscrire dans les *Tarifs et conditions* uniquement les éléments pertinents à l'approche retenue, en excluant tout passage tiré du *pro forma* qui n'est pas cohérent avec lui.

Cela dit, un deuxième problème se présente avec la formulation présentée. Il est sans doute vrai que le réseau d'HQT est planifié pour qu'il n'y ait pas de la congestion. Il peut toutefois arriver, par exemple en raison de l'indisponibilité de certains actifs de transport, que la capacité de transfert dans le réseau québécois soit réduite. Dans un tel cas, le TTC du côté québécois pour un chemin donné seraient probablement moins que le TTC estimé du côté du réseau voisin. Il n'est pas clair comment, dans une telle situation, la formule proposée par HQT serait appliquée.

10.3 Recommandation

Pour des raisons expliquées aux sections 10.1 et 10.1.1, HQT aura nécessairement à modifier éventuellement sa méthodologie de calcul de l'ATC pour se conformer aux normes de fiabilité de la

¹¹³ Raphals, P. La proposition du Transporteur concernant les Services de compensation des écarts de livraison et de réception, version rév. Du 23 septembre 2010.

NERC. Étant donné que ces normes sont déjà connues, il aurait été souhaitable qu'HQT les intègre dans ses Tarifs et conditions dès le présent dossier.

Par ailleurs, étant donné que l'utilisation de ces normes pour le calcul de l'ATC sera obligatoire à partir du 1^{er} avril 2010, et donc qu'elles seront obligatoirement intégrées dans les OATT des transporteurs américains, l'ajout de l'Appendice C-1 tel que proposé est essentiellement futile. Aucune raison n'a été avancée pour le promulguer autre que pour démontrer la conformité avec l'Ordonnance 890. Toutefois, même si cet appendice aurait été en conformité avec l'Ord. 890 avant l'adoption de l'Ord. 729 — ce qui est douteux — elle ne le sera certainement plus après le 1^{er} janvier 2011.

Notons par ailleurs que la British Columbia Transmission Corporation, dans sa demande du 21 novembre 2008 de modification de son OATT en harmonisation avec l'Ord. 890, a proposé d'attendre la décision finale de la FERC avant de proposer des amendements à son Attachment C.

N'étant qu'une harmonisation incomplète avec l'Ord. 890, au sans autre but, nous suggérons à la Régie de refuser l'ajout de l'Appendice C-1 proposé par HQT, et plutôt de lui demander de soumettre une nouvelle version qui sera en conformité avec les normes de fiabilité de la NERC et ce, le plutôt possible.

4011Résumé des recommandations

Voici un résumé des recommandations que nous avons formulées sur les six thèmes traités dans la présente expertise :

40.411.1 La réciprocité

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

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



25

ACEF de Québec
570, rue du Roi
Québec G1K 2X2
Tél : (418) 522-1568
Fax : 522-7023
acefque@mediom.qc.ca

Dossier R-3669-2008 phase 2

Décisions D-2009-008 et D-2009-056

Preuve de l'ACEF de Québec relativement à la

**Demande de modification des tarifs et conditions des service de
transport d'Hydro-Québec, phase 2, visant l'adaptation des conditions
de service aux ordonnances 890 et 890A de la FERC**

10 juin 2009

Richard Dagenais, analyste

1) Les définitions

Nous proposons que les termes principaux qui se retrouvent dans plus d'un article, ainsi que les termes importants qui peuvent porter à interprétation soient clairement définis en début du règlement.

- **Définition d'affiliée (A. 1.2)** : si entité réfère dans le sens commun à une entité légale ou à une entité autonome alors le terme entité ne nous semble pas appropriée pour désigner une division d'une entreprise légale comme Hydro-Québec, il nous apparaît préférable pour enlever toute ambiguïté d'ajouter dans la définition « par rapport à une personne morale, société de personnes, autre entité ou division d'une personne morale ou société de personnes » . De plus selon les définitions fournies : HQT (A. 1.62) , HQD (A. 1.24) et HQP (A. 1.45) sont définies comme étant Hydro-Québec dans ses activités de transport, distribution ou production et non comme des divisions ou des entités séparées.

A. 1.23 Demande préconfirmée : nous suggérons d'ajouter après demande le qualificatif « complète » . Il semble en regard des demandes préconfirmées qu'HQT suit l'approche préconisée par la FERC (DDR 13.a, HQT-8 doc. 1), sans qu'elle ne suive intégralement les conditions du pro-forma, HQT devrait alors justifier, le cas échéant, les écarts p/r aux prescriptions de la FERC.

- **HQT propose de remplacer le terme « capacité de transport » par « capacité de transfert »**. Nous questionnons l'à propos de faire ce changement. Nous pensons qu'il faille définir en début de règlement, ce qu'on entend par transfert, en délimitant sa portée et les fonctions du réseau de transport qui s'y rattachent.

Les définitions de Capacité Totale de Transfert (TTC) et de Capacité de Transfert Disponible (ATC) fournies aux annexe C (p. 201 de HQT-3 doc. 1) , et C-1 (p. 203 de HQT-3 doc. 1) limitent l'application du concept de capacité de transfert aux interconnexions et ce en vue de décider les services de point à point qui peuvent être rendus (A. 15.2 et 18.4).

Dans ce cas on parle en mode export de transfert d'un point A (centrale de production au Québec) à un point de livraison à l'extérieur du réseau en passant par une interconnexion.

D'une part les services de point à point peuvent viser un transport d'électricité à l'intérieur du réseau de transport sans passer par une interconnexion, d'autre part le concept de transfert est aussi utilisé dans le cas du service en réseau intégré (A. 28.2) et du service pour la charge locale (A. 36.2) :

« (HQT doit) s'efforcer de construire et de mettre en service une capacité de transfert suffisante pour livrer les ressources en réseau du client du réseau intégré de manière à alimenter sa charge en réseau ».

Pour ces cas on parle de plusieurs ressources interconnectées et d'un ou plusieurs points de livraison, de sorte que selon nous le concept de transfert est moins approprié pour les services en réseau intégré ou pour la charge locale, le terme capacité de transport serait selon nous plus adéquat dans ces cas. Contrairement à la justification fournie par HQT (HQT-2 doc. 1, Appendice C, page 117) nous pensons que la capacité de transport ne se limite pas à la capacité d'un équipement en particulier, et que la capacité du réseau de transport intègre non seulement la capacité des équipements mais aussi les conditions du réseau de transport

de manière plus large que la capacité de transfert, qui nous pensons constitue plutôt un anglicisme lorsqu'utilisé dans le sens plus large de capacité du réseau de transport.

- **1.15 Conditions du réseau** : suite à la réponse d'HQT à notre D.11 (HQT-8 doc. 2) nous pensons qu'il est toujours pertinent d'ajouter après « comme l'encombrement d'un réseau », afin d'être plus complet : « ou une perturbation des conditions de fiabilité et de stabilité du réseau » car les réductions de service visées par l'A. 13.6 ne vise pas uniquement le service de point à point ferme conditionnel. D'ailleurs la définition visée pourrait être élargie au service en réseau intégré et pour la charge locale.

- **La signification de diligence** (A. 15.4, 19.3, 19.6, 19.9 (non-respect du délai d'exécution des études), 31.2, 32.3 (délai de 120 jours indiqué pour l'étude d'impact pour un service en réseau intégré), 32.4, diligence raisonnable (A. 32.5...), A. 39.2, 40.3 (le délai de 120 jours n'est pas repris ici), 40.4.

Pour le service de point à point (A. 19.3) et le service en réseau intégré (A. 32.3) la diligence est associée à un délai de 120 jours pour terminer une étude d'impact, HQT devant faire preuve de la même diligence pour effectuer une étude pour un client admissible que pour exécuter ses propres études et il doit justifier un délai plus long, cela est à comparer au délai de 60 jours pour déposer une demande de service à long terme selon l'A. 17.1). Par contre il n'y a pas de délai limite pour les études d'impact dans le cas du service pour la charge locale (A. 40.3).

Comme pour l'A. 19.3, il serait souhaitable de fixer un délai maximal pour préciser la notion de diligence raisonnable, afin de limiter la marge de discrétion d'HQT et éviter que les délais s'étirent impunément, retardant la livraison des services de point à point notamment. Par équité il serait souhaitable de spécifier des délais limites pour le service rendu à la charge locale.

- Nous proposons de définir clairement **ressources intermittentes et ressources interruptibles** afin d'éviter toute confusion dans les termes et d'assurer une compréhension commune de ce que doivent être les ressources désignées ou non (A. 1.50, 28.6, 30.1 et 38.1 (désignation des ressources en réseau), 30.2 et 38.2 (désignation de nouvelles ressources) 36.5).

À l'article 37.1 on parle de charges interruptibles alors qu'aux A. 1.51 et A. 38.1 (Désignation des ressources du Distributeur) et 38.2 ((Désignation de nouvelles ressources du Distributeur)) on parle de ressources pouvant alimenter la charge locale d'HQD sur une base non interruptible. Une charge interruptible n'est donc pas équivalente à une ressource interruptible.

- De même le concept de **service secondaire devrait-être défini** en début de règlement d'autant qu'il présente des conditions différentes selon qu'il s'applique au service de point à point (A. 13.6, 14.2, 14.7, 22.1), au service en réseau intégré (A. 28.4, 28.6, 30.4) et au service pour la charge locale (A. 36.3, 36.5, 38.5).

- La notion de **coûts d'opportunité du revendeur et de coût d'expansion d'HQT** devraient aussi être définis clairement (voir réponse 5.1 à la Régie en HQT-8 doc. 1).

demande préconfirmée, le dépôt sera conservé en totalité par HQT, à moins d'impossibilité de sa part d'offrir le service, nous pensons qu'il n'y a pas d'assurance plus forte, que pour une demande non préconfirmée, que la demande préconfirmée aboutira à une convention de service.

De la sorte nous nous demandons pourquoi il faudrait offrir une plus grande priorité aux demandes de service préconfirmées, qu'à celles qui ne le sont pas, si les conditions requises ne sont pas plus exigeantes. Ainsi des clients pourraient stratégiquement signer une demande préconfirmée, considérant que cela n'est pas plus engageant qu'une demande non préconfirmée.

3) Le calcul de l'ATC et du TTC

- HQT nous a confirmé dans notre DDR que sa méthodologie pour évaluer les ATC et TTC respectait les prescriptions de base de la FERC tout comme elle a répondu à la Régie que cela respectait les exigences des organismes de contrôle tels le NERC et NPCC.

Nous considérons qu'il demeure certains éléments dans le calcul des ATC et TTC (marge de % pour l'entretien des équipements, capacité interne des différentes voies de transport...) pour lesquels HQT possède une marge de discrétion.

Il faudrait qu'HQT fasse aussi rapport sur les recommandations ou prescriptions du NAESB en ce qui a trait au calcul des ATC et TTC, afin de nous démontrer que la méthode proposée par HQT respecte les standards de l'industrie (voir HQT-8 doc. 5, réponses 1.1, 1.2, 4.1 et 8.2). L'expert de NLH fait état d'éléments pouvant mener à une sous-estimation de l'ATC (cas où les ressources de production ont une capacité inférieure à la somme des différentes charges réparties de la charge locale (HQT-8 doc. 5, DDR 5 et 6), d'où la pertinence de vérifier les modalités particulières de calcul des ATC et TTC.

En réponse à la question 6.2 et autres, de HQT-8 doc. 5, HQT indique ne pas proposer de changements dans la présente demande relativement à la désignation des ressources du Distributeur. Cela ne nous indique pas si HQT se conforme aux exigences de la FERC en la matière (par. 868 et 891 de l'ordonnance 890A). Nous pensons qu'HQT devrait justifier tout écart relativement aux prescriptions de la FERC afin de prouver en toute transparence qu'elle se conforme pleinement aux ordonnances, ou de justifier pourquoi elle n'a pas à suivre certaines prescriptions de la FERC.

Enfin la réponse 7.1 (HQT-8 doc. 5) HQT ne prouve pas qu'elle se conforme au paragraphe 327 de l'ordonnance 890, en effet selon nous le fait d'afficher les modes de calcul des réseaux voisins ne prouve pas qu'HQT se coordonne avec les réseaux voisins pour établir sa méthode de calcul des ATC. Voir aussi la réponse 8.1.4 en HQT-8 doc. 6.

Nous notons que les ATC et TTC sont définis essentiellement pour les interconnexions individuelles (donc pour les activités d'importation et d'exportation), et que les capacités de transfert pour les chemins à l'interne et pour les transactions de passage (impliquant le transport d'électricité venant d'une interconnexion et sortant par une autre) ne sont pas définis dans l'annexe C-1. Il faudrait évaluer s'il ne serait pas pertinent de définir formellement la méthodologie de calcul pour ces types de transaction, en lien avec les services en réseau

intégré ou de point à point.

4) Les études d'avant projet et d'impact sur le réseau et leur facturation et les frais requis lors du report de service

*** Évitement des coûts associés à l'étude d'options selon A. 19.1**

L'A. 19.1 proposée par HQT laisse quant à nous à interprétation :

Selon l'A. 19.1, une fois informé, le client admissible doit aviser en temps opportun le Transporteur s'il décide d'intégrer la nouvelle répartition ou la réduction conditionnelle à l'étude d'impact sur le réseau. S'il envoie son avis avant la soumission de la convention d'étude d'impact sur le réseau, le client admissible peut éviter les coûts associés à l'étude de ces options.

Tel que formulé le client doit aviser HQT pour qu'elle intègre l'étude de ces options dans l'étude d'impact. Et si le client avise HQT, avant la soumission de la convention d'étude d'impact, qu'il souhaite intégrer, ou non, la nouvelle répartition ou la réduction conditionnelle à l'étude d'impact, il n'aurait pas à payer les frais liés à ces options. La formulation est incorrecte et ne correspond pas à l'intention d'HQT selon la réponse fournie à notre DDR (HQT-8 doc. 2, R. 11, page 9).

C'est pourquoi nous suggérons d'écrire la seconde phrase ci-haut de la façon suivante :

« Si le client admissible avise, qu'il ne souhaite pas intégrer ces options à l'étude d'impact, avant la soumission de la convention d'étude d'impact, il évitera les coûts associés à ces options. »

*** Facturation des coûts associés à la réévaluation bi-annuelle :** pour s'assurer qu'il soit bien clair que les clients qui optent pour un service impliquant une nouvelle répartition ou une réduction conditionnelle doivent en assumer pleinement les coûts de la réévaluation dans le futur, nous proposons d'ajouter à la fin de l'A. 19.1 où l'on indique que le client doit assumer les coûts de l'étude d'impact (tel que confirmé par HQT à la réponse 10.1 en HQT-8 doc. 1) :

« De plus le client doit assumer les frais liés à la réévaluation bi-annuelle (dont il est fait mention à l'A. 15.4 b) devant montrer qu'HQT est apte à maintenir la nouvelle répartition. Sinon une autre répartition pourrait être proposée et le client devrait assumer les coûts de cette autre répartition ».

Il nous semble que la réévaluation devrait explicitement viser les conditions de réduction de services avec possibilité de proposer de nouvelles conditions de services si l'état du réseau a évolué depuis 2 ans. De plus nous pensons que le client pourrait avoir la discrétion, en payant, de faire réévaluer les conditions de réduction avant deux ans sachant que le réseau de transport a été par exemple renforcé.

