

QUÉBEC

**R-3669-2008
Phase 2**

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

**HYDRO-QUÉBEC
Demanderesse**

et

Intervenants

**COMPENDIUM DES AUTORITÉS
(VOLUME 2 DE 2)**

COMPENDIUM DES AUTORITÉS

DESCRIPTION	Onglet
Doctrine	
L. DUCHARME, <i>L'administration de la preuve</i> , 4 ^e éd., Montréal, Wilson & Lafleur, 2010, p. 234-235	1
J.-C. ROYER, <i>La preuve civile</i> , 4 ^e éd., Cowansville, Yvon Blais, 2008, p. 346-351	2
Jurisprudence	
<i>Décision concernant les questions à débattre, les documents et informations à produire avec la demande amendée, l'échéancier et les frais de la phase informationnelle</i> , Décision D-2000-102, 2 juin 2000	3
<i>Décision concernant la demande révisée relative à la modification des tarifs de transport d'électricité</i> , Décision D-2002-095, 30 avril 2002	4
<i>Demande d'approbation du texte refondu des « Tarifs et conditions » du service de transport</i> , Décision D-2002-286, 20 décembre 2002	5
<i>Décision sur la Phase 2 : répartition du coût de service, tarifs et conditions de service</i> , Décision D-2006-066, 18 avril 2006	6
<i>Décision sur la Phase 2 : répartition du coût de service, tarifs et conditions de service</i> , Décision D-2006-085, 18 mai 2006	7
<i>Décision sur les sujets à débattre et les demandes d'intervention</i> , Décision D-2008-116, 11 septembre 2008	8
<i>Newfoundland and Labrador Hydro – Décision interlocutoire</i> , Décision D-2008-136, 23 octobre 2008	9
<i>Décision partielle, Phase 1</i> , Décision D-2009-015, 5 mars 2009	10
<i>Newfoundland and Labrador Hydro c. Hydro-Québec</i> , Décision D-2010-053, 11 mai 2010	11
<i>Énergie Brookfield Marketing Inc. c. Hydro-Québec</i> , Décision D-2010-160, 20 décembre 2010	12
<i>Demande de modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec au 1er janvier 2011</i> , Décision 2011-039, 6 avril 2011	13
<i>Newfoundland and Labrador Hydro c. Hydro-Québec</i> , Décision D-2011-040, 6 avril 2011	14

DESCRIPTION	Onglet
Décision partielle visant l'adoption des normes de fiabilité relativement au transport de l'électricité et l'approbation de documents connexes, Décision D-2011-068, 13 mai 2011	15

Montréal, ce 27 juin 2011

Norton Rose OR, S.E.N.C.R.L., S.R.L.

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) 847-7987

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

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2008-136	P-110-1565 P-110-1566 P-110-1597	23 octobre 2008
------------	--	-----------------

PRÉSENTS :

Jean-Paul Théorêt
Richard Lassonde
Marc Turgeon
Régisseurs

Newfoundland and Labrador Hydro
Demanderesse

Régie de l'énergie
DOSSIER: 12-3669-2008 et phase 2
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 9/05/2011
Pièces n°: 13-230

Hydro-Québec
Défenderesse

Décision interlocutoire

*Plaintes déposées en vertu de l'article 36 de la Loi sur la
Régie de l'énergie*

1. CONTEXTE

Le contexte et l'évolution de la procédure d'examen des plaintes P-110-1565, P-110-1566 et P-110-1597 déposées par Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) contre Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) sont expliqués en détail à la décision interlocutoire D-2008-121 du 24 septembre 2008.

La présente décision porte sur un différend entre les parties sur des réponses à des demandes de renseignements de NLH, datées respectivement des 29 août et 5 septembre 2008.

2. DEMANDE DE NLH

NLH demande¹ à la Régie de l'énergie (la Régie) d'ordonner au Transporteur de répondre, d'ici le 14 octobre 2008 ou dans un délai que la Régie pourra déterminer, aux questions qui lui ont été soumises par son expert, monsieur Robert Sinclair, les 29 août et 5 septembre 2008 ainsi qu'à celles soumises par NLH aux mêmes dates (les « Questions de NLH »).

Selon les commentaires de M. Robert Sinclair, le Transporteur n'aurait pas répondu adéquatement à certaines questions et certaines réponses nécessiteraient des clarifications².

3. POSITION DU TRANSPORTEUR

En réponse à cette demande d'ordonnance, le Transporteur soumet le 14 octobre 2008, par l'entremise de son procureur, M^e Éric Dunberry, un document daté du 22 septembre 2008 et coté HQT-2, Document 1 et un autre daté du 29 septembre 2008 et coté HQT-3, Document 1. Ces documents reprennent les Questions de NLH, les réponses du Transporteur, les commentaires de l'expert Sinclair en marge des réponses que ce dernier dit

¹ Lettre du 7 octobre 2008, dossier P-110-1565, pièce B-16.

² Voir textes joints à la lettre du 7 octobre 2008 intitulés « Comments on HQT partial or incomplete answers dated September 29, 2008 (HQT-2, Document 1) related to August 29 and September 5, 2008 Information Requests » et « Comments on HQT partial or incomplete answers dated September 29, 2008 (HQT-3, Document 1) related to September 5, 2008 Information Requests ».

être insatisfaisantes ou autrement incomplètes, et les commentaires du Transporteur sur ceux de l'expert Sinclair.

4. RÉPLIQUE DE NLH

Dans une lettre du 22 octobre 2008, NLH réitère sa demande d'ordonnance de répondre aux Questions de NLH suivantes : R 1b), R 1c), R 1g), R 1j), R 1l), R 1m), R 2.2), R 1a) et R 2a).

5. OPINION DE LA RÉGIE

Remarques préliminaires

Avant d'aborder les Questions de NLH et de décider si le Transporteur doit plus amplement y répondre, la Régie juge utile de rappeler certaines dispositions de la *Loi sur la Régie de l'énergie*³ (la Loi) applicables à l'examen d'une plainte :

« 98. Lorsque la Régie examine la plainte, elle vérifie si l'application des tarifs et des conditions de transport ou de distribution d'électricité ou l'application des tarifs et des conditions de fourniture, de transport, de livraison ou d'emmagasiner de gaz naturel a été suivie par le transporteur d'électricité ou le distributeur.

101. Lorsque la Régie considère la plainte fondée, elle ordonne au transporteur d'électricité ou au distributeur d'appliquer, dans le délai qu'elle fixe, les mesures qu'elle détermine concernant l'application des tarifs et des conditions; elle peut également en établir la date d'application. » (nous soulignons)

Ainsi, dans le cadre de l'examen d'une plainte, la Régie ne siège pas en appel d'une décision du Transporteur sur, par exemple, la capacité de transport disponible sur son réseau. L'établissement de la capacité de transport disponible sur le réseau du Transporteur

³ L.R.Q., c. R-6.01.

relève de sa responsabilité dans le respect des dispositions pertinentes des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*⁴ (Tarifs et conditions). Lorsqu'un différend survient sur une telle question, la Régie doit vérifier si les dispositions des Tarifs et conditions ont été correctement appliquées et, si tel n'est pas le cas, elle peut ordonner au Transporteur de remédier à la situation.

L'application des dispositions législatives citées plus haut implique que NLH a le fardeau de la preuve. NLH doit, dans un premier temps, par preuve ou argumentation, établir quelles sont les dispositions des Tarifs et conditions qui n'auraient pas été correctement appliquées par le Transporteur et, dans un deuxième temps, préciser les mesures que NLH veut voir ordonner au Transporteur pour que ces conditions soient correctement appliquées.

De son côté, le Transporteur peut réfuter, par preuve ou argument, les prétentions de NLH quant à la façon dont il a appliqué les Tarifs et conditions.

À ce stade du traitement des plaintes, il pourrait s'avérer prématuré d'ordonner au Transporteur de fournir certaines informations additionnelles à NLH sans qu'ait été démontré que le Transporteur a l'obligation de les fournir en vertu des dispositions pertinentes des Tarifs et conditions. Cela équivaldrait à préjuger du fond des questions soulevées par ces plaintes.

D'ici l'audition des plaintes, la Régie a établi un calendrier où il est prévu que les parties pourront se transmettre des demandes de renseignements. Dans le contexte évoqué plus haut, cela devrait se limiter à faire préciser ce qui n'est pas clair dans un document produit par les parties ou ce qui peut y être ajouté, sans toutefois que cela amène la Régie à devoir trancher une objection portant sur une question de fond comme celle de savoir si le Transporteur a l'obligation de fournir tels renseignements à NLH en vertu des Tarifs et conditions. Ces questions de fond doivent être tranchées en toute connaissance de cause en cours ou à la suite de l'audition complète des parties.

⁴ Approuvés par la Régie de l'énergie conformément à la décision D-2007-34, dossier R-3605-2006, en date du 30 mars 2007.

Réponses aux Questions de NLH

Les Questions de NLH portent toutes sur la version anglaise d'un document intitulé « Rapport préliminaire d'étude d'impact Scénario 1, Demande de service de transport de Newfoundland & Labrador Hydro pour le Bas Churchill, Centrales de Gull Island et Muskrat Falls, Demande #101, 4 mai 2007 ».

Questions de NLH du 29 août 2008

Les réponses R 1a), R 1b), R 1c), R 1f), R 1g), R 1j), R 1l), R 1m) et R 2a) du Transporteur semblent satisfaisantes et ne justifient pas, à ce stade préliminaire du processus d'examen des plaintes, une ordonnance obligeant le Transporteur à fournir d'autres informations à cet égard. La Régie réserve le droit des parties d'établir ou de contester, lors de l'audition au fond des plaintes, l'obligation du Transporteur de fournir de plus amples données à cet égard en application des Tarifs et conditions.

Quant aux réponses R 1d), R 1e), R 1h), R 1i) et R 1k), elles ne font pas l'objet de commentaires ou d'objection de NLH.

Questions de NLH du 5 septembre 2008

Les réponses R 2.1), R 2.2) et R 2.3) du Transporteur semblent satisfaisantes et ne justifient pas, à ce stade préliminaire du processus d'examen des plaintes, une ordonnance obligeant le Transporteur à fournir d'autres informations à cet égard. La Régie réserve le droit des parties d'établir ou de contester, lors de l'audition au fond des plaintes, l'obligation du Transporteur de fournir plus amples données à cet égard en application des Tarifs et conditions.

Quant aux réponses R 1a) et R 1b), elles ne font pas l'objet de commentaires ou d'objection de NLH.

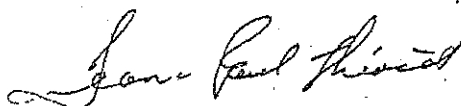
Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

REJETTE la demande de NLH;

MAINTIENT le calendrier d'examen des plaintes établi par la décision D-2008-128;

RÉSERVE les droits des parties d'établir ou de contester, lors de l'audition au fond des plaintes, l'obligation du Transporteur de fournir, en application des Tarifs et conditions, plus amples données relativement aux questions mentionnées à la présente décision.



Jean-Paul Théorêt
Régisseur



Richard Lassonde
Régisseur



Marc Turgeon
Régisseur

NE
COPIE CONFORME

Newfoundland and Labrador Hydro représentée par M^e André Turmel;
Hydro-Québec représentée par M^e Éric Dunberry.

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2009-015	R-3669-2008	5 mars 2009
------------	-------------	-------------

PRÉSENTS :

Richard Carrier
Lucie Gervais
Jean-François Viau
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Liste des intervenants dont les noms apparaissent à la page
suivante
Intervenants

Décision partielle, Phase 1

*Demande de modification des tarifs et conditions des services
de transport d'Hydro-Québec au 1^{er} janvier 2009*

Intervenants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCED);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

Observateurs :

- Hydro-Québec Distribution (le Distributeur);
- Ontario Power Generation (OPG).

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION	9
2.	MODIFICATIONS APPORTÉES À LA VERSION ANGLAISE DU CODE DE CONDUITE DU TRANSPORTEUR.....	11
3.	EFFICIENCE.....	11
3.1	EFFICIENCE.....	11
3.1.1	Cibles et résultats	12
3.1.2	Chantiers d'efficience	13
3.2	BALISAGE	20
	PA Consulting	21
	COPE.....	21
	CIGRÉ.....	22
	TSO	23
	Conclusion.....	24
3.3	LES INDICATEURS DE PERFORMANCE DU TRANSPORTEUR	25
	Résultats des indicateurs	25
	Indicateur de coûts des nouveaux investissements.....	25
	Objectifs corporatifs	26
4.	PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET MÉTHODES COMPTABLES	27
4.1	LES PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES.....	27
4.2	LES CONVENTIONS COMPTABLES.....	28
4.2.1	Matériaux, combustibles et fournitures.....	28
4.2.2	Actifs incorporels	28
4.2.3	Coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels	29
4.2.4	Migration d'Hydro-Québec aux normes internationales d'information financière (IFRS)	33
5.	DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT	34
5.1	APPROCHE GLOBALE DE TYPE PARAMÉTRIQUE	34
	Inflation	35
	Efficience.....	36
	Croissance du réseau.....	36
	Budget spécifique	37
	Règlementation et normes.....	38
	Coûts de sécurisation	38
	Coûts de retraite.....	38

5.2	ÉVOLUTION DES DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE	41
5.3	CHARGES NETTES D'EXPLOITATION	41
5.3.1	Charges brutes directes	42
5.3.2	Charges de services partagés	49
5.3.3	Coûts capitalisés	54
5.3.4	Conclusion sur les CNE	54
5.4	AUTRES CHARGES	57
5.4.1	Achats de services de transport	58
5.4.2	Achats d'électricité	61
5.4.3	Amortissement	61
5.4.4	Taxes	62
5.4.5	Autres revenus de facturation interne	62
5.5	FRAIS CORPORATIFS, INTÉRÊTS DÉCOULANT DU REMBOURSEMENT GOUVERNEMENTAL ET FACTURATION EXTERNE	63
6.	BASE DE TARIFICATION	64
6.1	DEMANDE DU TRANSPORTEUR D'ÊTRE RELEVÉ DE L'APPLICATION DES ÉLÉMENTS DE CERTAINES DÉCISIONS ANTÉRIEURES DE LA RÉGIE	64
6.1.1	Demande du Transporteur d'être relevé de l'obligation de fournir, dans son rapport annuel, les rapports de TransÉnergie au NPCC	64
6.1.2	Demande du Transporteur d'être relevé de l'application des éléments de certaines décisions antérieures de la Régie	65
6.2	ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION	67
6.3	IMMOBILISATIONS CORPORELLES EN EXPLOITATION	69
6.4	ACTIFS INCORPORELS	70
6.5	DÉPENSES NON AMORTIES ET AUTRES ACTIFS	70
6.6	FONDS DE ROULEMENT RÉGLEMENTAIRE	71
6.7	AUTORISATIONS RELATIVES AUX MISES EN EXPLOITATION	71
6.8	MODIFICATIONS AUX DURÉES DE VIE UTILE	71
7.	COÛT DU CAPITAL	73
7.1	STRUCTURE DE CAPITAL PRÉSUMÉE ET TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR PROPRE	73
7.2	COÛT DE LA DETTE	74
7.3	TAUX DE RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION	76
7.4	COÛT EN CAPITAL PROSPECTIF	77
8.	REVENU REQUIS	77
9.	PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT	79
10.	COMMERCIALISATION	80

10.1	PRÉVISION DES BESOINS DES SERVICES DE TRANSPORT	80
10.2	SUIVI DES ENGAGEMENTS POUR LES AJOUTS AU RÉSEAU ET POLITIQUE D'AJOUTS AU RÉSEAU	83
11.	RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE.....	84
11.1	CONFORMITÉ AVEC LA MÉTHODOLOGIE DE RÉPARTITION DES COÛTS RETENUE PAR LA RÉGIE DANS LA DÉCISION D-2006-66.....	84
11.2	JUSTIFICATION DE L'HYPOTHÈSE RETENUE PAR LE TRANSPORTEUR POUR LE FACTEUR D'UTILISATION DU SERVICE DE POINT À POINT DE LONG TERME	86
11.3	TRAITEMENT DU FINANCEMENT D'AJOUTS AU RÉSEAU PAR DES ENGAGEMENTS D'ACHATS DONNANT LIEU À DES ACHATS DE SERVICE DE POINT À POINT DE COURT TERME (RACCORDEMENTS DES CENTRALES DE TYPE TOULNUSTOUC)	86
11.4	RÉPARTITION DU COÛT DE L'INTERCONNEXION AVEC L'ONTARIO	90
11.5	INFORMATIONS À PRODUIRE AU PROCHAIN DOSSIER TARIFAIRE..	93
12.	TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT	94
12.1	TARIFS DE TRANSPORT	94
12.2	TAUX DE PERTES DE TRANSPORT	96
	12.2.1 Compte d'écart des revenus des services de transport de point à point et cavalier	97
12.3	TARIFICATION DES SERVICES COMPLÉMENTAIRES	98
12.4	CONTRIBUTIONS POUR LES AJOUTS AU RÉSEAU	98
	12.4.1 Allocation maximale pour les ajouts au réseau de transport.....	98
	12.4.2 Contribution maximale pour les postes de départ.....	99
	12.4.3 Contribution maximale dans le cas d'une double transformation	102
12.5	MODIFICATIONS AU TEXTE DES TARIFS ET CONDITIONS	105
	12.5.1 Service de compensation d'écart de réception (Annexe 4 des Tarifs et conditions)	105
	12.5.2 Services de compensation d'écart de livraison (Annexe 5 des Tarifs et conditions)	112
	12.5.3 Ajout à l'Appendice J section A	112
13.	RÉTROACTIVITÉ DES TARIFS	113

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1	13
Chantiers d'efficience	
Tableau 2	41
Évolution des dépenses nécessaires à la prestation du service 2007-2009	
Tableau 3	42
Évolution des charges brutes directes 2007-2009	
Tableau 4	50
Évolution des charges de services partagés 2007-2009	
Tableau 5	53
Évolution des charges de services partagés concernant le programme de sécurisation 2007-2009	
Tableau 6	54
Croissance des CNE de 2008 à 2009	
Tableau 7	56
Évolution des charges nettes d'exploitation pour 2009 à l'aide de la formule paramétrique	
Tableau 8	58
Évolution des Autres charges 2007-2009	
Tableau 9	68
Évolution de la base de tarification 2007-2009	
Tableau 10	78
Évolution du revenu requis 2007-2009	
Tableau 11	83
Besoins en 2009	
Tableau 12	94
Tarifs en vigueur et tarifs proposés	
Tableau 13	95
Évolution du tarif de point à point de long terme et de la facture de la charge locale	
Tableau 14	96
Taux de pertes de transport	
Tableau 15	102
Contribution maximale du Transporteur pour les postes de départ	

ACRONYMES

ACÉ	Association canadienne de l'électricité
ATPC	Actif au titre des prestations constituées
BPC	Biphényles polychlorés
CIGRÉ	Conseil international des grands réseaux électriques
CMÉ	Contrôle des mouvements d'énergie (Direction)
CNE	Charges nettes d'exploitation
COPE	Committee on Performance Excellence
CRT	Cedars Rapids Transmission (Société de transmission électrique de Cedars Rapids limitée)
CSP	Centre de services partagés
DEN-HQT	Dennison-HQT
DER	Derby
ETC	Équivalent temps complet
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
HIGH	Highgate
HQD	Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur)
HQÉ	Hydro-Québec Équipement
HQP	Hydro-Québec dans ses activités de production (le Producteur)
HQT	Hydro-Québec dans ses activités de transport (le Transporteur)
ICCA	Institut canadien des comptables agréés
IESO	Independent Electricity System Operator
IFRS	International Financial Reporting Standards (normes internationales d'information financière)
IPC	Indice des prix à la consommation
IPCSE	Indice des prix à la construction dans les services d'électricité
IREQ	Institut de recherche d'Hydro-Québec
MPCC	Manuel des pratiques et conventions comptables d'Hydro-Québec
NE	New England

NERC	North American Electric Reliability Corporation
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
OASIS	Open Access Same-Time Information System
OATT	Open Access Transmission Tariff
ONÉ	Office national de l'énergie
OPG	Ontario Power Generation
PC	Pointe coïncidente
PCGR	Principes comptables généralement reconnus
PDG	Président-directeur général
RHSP	Groupe ressources humaines et services partagés
TI	Technologies de l'information
TSO	Transmission System Operator
VJO	Vermont Joint Owners

Abréviations et signes conventionnels

\$	dollar(s) canadien(s)
k	kilo (mille) - placé devant une unité, la multiplie par 10^3
kV	kilovolt
kW	kilowatt
kWh	kilowattheure
M	méga (million) - placé devant une unité, la multiplie par 10^6
MVA	méga volt ampère
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
T	Téra (billion) - placé devant une unité, la multiplie par 10^{12}
TWh	Téra Watt heure

1. INTRODUCTION

Le 29 juillet 2008, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande relative à la modification des tarifs et conditions des services de transport au 1^{er} janvier 2009.

Le 6 août 2008, la Régie rend la décision procédurale D-2008-100 par laquelle elle convoque une audience publique pour examiner la demande du Transporteur. L'avis public paraît le 9 août 2008 dans les quotidiens *Le Devoir*, *Le Droit*, *La Presse*, *Le Soleil* et *The Gazette*.

Le 11 septembre 2008, la Régie rend sa décision D-2008-116 relative aux sujets à débattre et aux demandes d'intervention. Dans cette décision, la Régie ne retient pas, dans l'immédiat, comme sujet à débattre, les modifications au texte des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (Tarifs et conditions) qui ne sont justifiées que par l'harmonisation avec les ordonnances 890 et 890A de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC).

Dans sa lettre du 22 septembre 2008, la Régie précise qu'elle prévoit traiter de cette question dans une phase ultérieure du présent dossier. Elle demande au Transporteur de scinder en deux sous-sections la preuve sur les modifications présentées à la pièce B-1-HQT-12, document 4, en isolant les modifications découlant de l'harmonisation avec les ordonnances 890 et 890A de la FERC.

Le Transporteur dépose une version révisée en date du 30 septembre 2008 des pièces B-4-HQT-12, documents 4, 5 et 6. Cette version révisée inclut les modifications aux Annexes 4 et 5 du texte des Tarifs et conditions.

Dans sa lettre du 8 octobre 2008, la Régie établit que les enjeux sous-jacents à cette proposition seront discutés dans la présente phase du dossier. Elle ajoute que le libellé proprement dit des Annexes 4 et 5 ne fera pas l'objet d'une décision de la Régie dans la présente phase et sera discuté lors d'une phase ultérieure du dossier.

L'audience se tient du 24 novembre au 5 décembre 2008.

Les 28 novembre et 3 décembre 2008 respectivement, Hydro-Québec Distribution (le Distributeur) et Ontario Power Generation (OPG) déposent leurs observations écrites.

Le 10 décembre 2008, le Transporteur produit sa réplique, par écrit. Les 11 et 12 décembre 2008, EBMI et l'UMQ transmettent des précisions sur cette réplique. Le Transporteur y répond le 15 décembre 2008. Le dossier est pris en délibéré à cette date.

Le 12 décembre 2008, le Transporteur dépose une requête interlocutoire afin que les tarifs existants du service de transport, incluant ceux des services complémentaires, soient déclarés provisoires à compter du 1^{er} janvier 2009. Il dépose également des amendements à sa demande principale qu'il juge nécessaires afin que l'application des tarifs fixés subséquemment au 1^{er} janvier 2009 puisse être rétroactive. Les conclusions recherchées par la demande amendée sont les suivantes :

« ACCUEILLIR la présente demande;

APPROUVER pour le Transporteur des revenus requis de l'ordre de 2 875,7 M\$ pour l'année témoin projetée se terminant le 31 décembre 2009;

MAINTENIR pour le Transporteur une structure de capital présumée comportant 70 % de capitaux empruntés et 30 % de capitaux propres;

AUTORISER un coût moyen pondéré du capital applicable à la base de tarification du Transporteur de l'ordre de 7,610 % qui tient compte d'un taux de rendement de 7,504 % sur les capitaux propres;

ÉTABLIR le coût moyen pondéré du capital prospectif du Transporteur à 5,743 %;

RECONNAÎTRE les méthodes d'établissement du coût du service qui ont été utilisées par Hydro-Québec pour les fins de la présente demande du Transporteur, sujet à leur modification, substitution ou ajustement par décision expresse de la Régie;

MODIFIER à compter du 1^{er} janvier 2009 et ce, rétroactivement au besoin, les tarifs du Transporteur facturés à ses clients en vertu des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec de façon à ce qu'ils génèrent des revenus de 2 875,7 M\$, pour permettre de rencontrer le coût total de la prestation du service, incluant l'atteinte du taux de rendement demandé;

APPROUVER les conditions des services de transport telles que proposées en vertu des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec produit au soutien des présentes;

RELEVER le Transporteur de l'application des éléments de certaines décisions antérieures de la Régie lui ordonnant de fournir des informations fondées sur des données réelles, relativement aux ajouts à la base de tarification de l'année témoin projetée, pour les motifs invoqués à la pièce HQT-7, Document 1. »

Le 23 décembre 2008, la Régie rend sa décision D-2008-158 par laquelle elle déclare provisoires, à compter du 1^{er} janvier 2009, les tarifs existants du service de transport d'électricité, incluant ceux des services complémentaires, ainsi que le taux de pertes.

Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la demande du Transporteur relative à la modification des tarifs et des conditions des services de transport au 1^{er} janvier 2009.

2. MODIFICATIONS APPORTÉES À LA VERSION ANGLAISE DU CODE DE CONDUITE DU TRANSPORTEUR

Le Transporteur demande à la Régie d'approuver les modifications à la version anglaise du *Code de conduite du Transporteur* (Code de conduite), afin de l'harmoniser à la version anglaise du *Code de conduite du coordonnateur de la fiabilité*, que la Régie a approuvée dans sa décision D-2008-004.

La version anglaise du Code de conduite n'a pas fait l'objet, à ce jour, d'une approbation par la Régie, cette dernière n'ayant approuvé que la version française du Code de conduite dans la décision D-2004-122¹.

La Régie rendra sa décision sur la version anglaise du Code de conduite, dans son intégralité, dans le cadre de la Phase 2 du dossier R-3669-2008.

3. EFFICIENCE

3.1 EFFICIENCE

Le Transporteur mentionne qu'il poursuit la démarche d'efficacité qu'il a entreprise en améliorant ses processus d'affaires clés afin de générer des gains tangibles et mesurables

¹ Dossier R-3401-98.

d'efficience. La démarche d'efficience du Transporteur comporte dorénavant deux axes couvrant l'ensemble de ses activités :

- La diminution des charges nettes d'exploitation (CNE);
- L'optimisation des investissements.

Le Transporteur considère important que sa démarche couvre toutes les activités et tous les coûts inhérents sous sa responsabilité de gestion ayant un impact sur l'évolution de ses revenus requis.

Le Transporteur a mandaté la firme Raymond Chabot Grant Thornton en 2007 pour l'appuyer dans l'implantation de sa démarche. Selon les experts de cette firme, la démarche entreprise permettra, à terme, de rencontrer les objectifs recherchés par le Transporteur et de répondre aux attentes de la Régie. Le Transporteur rappelle également la mise sur pied de son comité d'efficience. La principale mission de ce comité est d'assurer une planification et un suivi centralisés des activités reliées à la recherche de performance.

3.1.1 CIBLES ET RÉSULTATS

Diminution des charges nettes d'exploitation (CNE)

Le Transporteur précise qu'il s'est conformé à la demande de la Régie dans la décision D-2008-019 en se fixant un objectif global d'obtenir des gains récurrents, dans ses CNE, de 1 % par an pour 2008 et 2009. Les gains d'efficience prévus pour 2008 s'élèvent à 7,7 M\$. Le Transporteur réinvestit 2,3 M\$ des gains générés dans les activités de maintenance, dégageant ainsi des gains d'efficience nets de 5,4 M\$. Ce montant de 5,4 M\$ correspond à une économie de près de 1 % des CNE sous le contrôle de gestion du Transporteur.

Optimisation des investissements

Les mesures spécifiques implantées par le Transporteur lui permettent d'anticiper des réductions des investissements de 7 M\$ pour 2008. Pour 2009, le Transporteur entend poursuivre la mise en place de la planification intégrée des investissements et d'un modèle de gestion par portefeuille.

3.1.2 CHANTIERS D'EFFICIENCE

Le tableau suivant présente un résumé de l'ensemble des chantiers d'efficience implantés par le Transporteur en 2008 et ceux qu'il prévoit en 2009, ainsi que les gains correspondants anticipés pour certains chantiers.

Tableau 1
Chantiers d'efficience

Chantiers	Gains 2008 anticipés (en M\$)	Gains 2009 anticipés (en M\$)
Optimisation des charges - Maintenance		
- Maîtrise de la végétation (R)	1,0	1,0
- Ratio d'encadrement du territoire (R)	0,7	0,7
- Augmentation de l'intervalle de maintenance NPCC (R)	1,3	1,3
- <i>Télémaintenance (Projet IMAGINE)</i>	N/A	Note (1)
- <i>Révision des normes de maintenance</i>	N/A	Note (1)
Optimisation des charges - Exploitation		
- Téléconduite du réseau - Centre de téléconduite (R)	1,1	1,1
- Optimisation de l'exploitation des installations (R)	0,7	0,7
- <i>Support opérationnel exploitation</i>	N/A	Note (1)
Optimisation des charges - Technologies de l'information (TI)		
- Optimiser les coûts d'opération - Fusion des centres informatiques (R)	1,8	1,8
- Consolidation des TI - Services professionnels (R)	0,6	0,6
- Consolidation des TI - Matériel informatique et bureautique (R)	0,5	0,5
- <i>Consolidation des TI - Revue de l'entente avec le Groupe Technologie</i>	N/A	Note (1)
Optimisation des charges - Sous-total	7,7	7,7
Optimisation des investissements		
- Gouvernance des TI	6,0	4,0
- Mise en place d'ateliers de remise à neuf	1,0	Note (1)
- Projets de croissance-pérennité	Indicateur à développer	Indicateur à développer
➤ Processus de planification intégrée		
➤ Gestion des investissements par portefeuille		
Optimisation des investissements - Sous-total	7,0	4,0
Gains totaux	14,7	11,7
Montants réinvestis (charges)	-2,3	-2,3
Gains totaux nouveaux chantiers 2009	N/A	6,0
Gains nets totaux anticipés	12,4	15,4

Note (1) : la ventilation des montants 2009 n'est pas disponible.

Tableau établi à partir des pièces B-1-HQT-3, document 1, pages 9 à 32; B-1-HQT-6, document 1, page 9 et B-34-HQT-13, document 1.1, page 3.

(R) : chantier générant des gains récurrents.

Italique : chantier prévu pour 2009.

Charges nettes d'exploitation - Maintenance

Maîtrise de la végétation

Un budget annuel moyen de 12 M\$ est consacré à cette activité. Ce chantier d'efficience vise à mettre en place une stratégie ayant pour but d'optimiser les services externes par le développement d'outils de gestion. Les gains générés sont réinvestis dans l'activité.

Ratio d'encadrement du support en territoire

Ce chantier vise à améliorer le ratio d'encadrement du support technique ainsi que le support administratif en territoire.

Augmentation de l'intervalle de maintenance des automatismes

La révision des normes de maintenance des automatismes a permis de libérer du personnel. Le Transporteur précise qu'il maintient le respect de ses engagements en fiabilité envers le Northeast Power Coordinating Council (NPCC) malgré l'augmentation de l'intervalle de maintenance des automatismes. Les gains générés sont réinvestis dans l'activité.

2009 - Télémaintenance (projet IMAGINE)

Ce chantier consiste en la mise en place de la surveillance à distance des équipements de puissance. La télémaintenance permet d'optimiser les efforts en maintenance systématique et corrective afin de se diriger vers un mode conditionnel, voire prédictif. Le Transporteur considère que ce projet est innovateur et représente une opportunité d'efficience importante. La planification des actions sera complétée en 2009. Le Transporteur prévoit implanter certaines actions dès 2009, bien qu'il ne soit pas en mesure, à ce stade, de quantifier les gains anticipés correspondants.

2009 - Révision des normes de maintenance systématique

Ce chantier vise à allonger la périodicité des interventions et à réduire l'étendue du travail à réaliser, en lien avec la télémaintenance.

Charges nettes d'exploitation - Exploitation

Téléconduite du réseau - Centre de téléconduite

Ce chantier vise à optimiser les coûts d'exploitation et à améliorer la performance du processus Exploitation. Le Transporteur a procédé à la fusion des horaires des opérateurs du Centre d'exploitation du réseau.

Optimisation de l'exploitation des installations

Ce chantier vise, entre autres, à réduire les horaires de travail des opérateurs, à enlever le gardiennage des installations télécommandées et à uniformiser les pratiques de gestion.

2009 - Support opérationnel exploitation

Ce chantier vise à optimiser la gestion des opérations par une meilleure répartition de travail, la mise en place d'un réseau technique d'experts, etc.

Charges nettes d'exploitation - Technologies de l'information (TI)²

Optimiser les coûts d'opération - Fusion des centres informatiques

Ce chantier consiste à consolider certaines activités de gestion du réseau à même l'organisation du Transporteur faisant suite au regroupement des activités de TI dans l'entreprise.

Consolidation des TI - Services professionnels

Le regroupement des TI sous une direction unique permet, entre autres, une harmonisation des façons de faire et un meilleur contrôle des services professionnels.

² Pièce B-1-HQT-3, document 1, pages 23 à 26.

Consolidation des TI - Matériel informatique et bureautique

La gestion efficace des demandes de matériel permet de mieux prioriser les acquisitions et de mieux déployer le matériel existant.

2009 - Consolidation des TI - Revue de l'entente client-fournisseur en TI avec le groupe Technologie

La prise en charge de certaines activités par le Transporteur permettra de réduire les coûts de l'entente client-fournisseur.

Optimisation des investissements

Gouvernance de TI

Ce chantier consiste à mettre en place une stratégie intégrée d'appels d'offres des services externes par la consolidation des fournisseurs et une réduction de leur nombre de 23 à 3.

Selon le Transporteur, la grande majorité des gains d'efficacité provient de l'intégration, par les fournisseurs, de produits commerciaux existants en mode forfaitaire, plutôt que le développement de solutions maison en utilisant des ressources internes et externes rémunérées à l'heure.

Mise en place d'ateliers spécialisés de remise à neuf des disjoncteurs

En raison du vieillissement du parc d'équipements, le volume de remise à neuf des disjoncteurs est appelé à augmenter au cours des prochaines années. Dans ce contexte, le Transporteur prévoit mettre sur pied sept ateliers de remise à neuf de familles de disjoncteurs à des niveaux de tension différents. Ces ateliers, qui couvrent l'ensemble de la province, devraient être opérationnels en 2009 et permettront la remise à neuf du parc d'équipements dans un horizon de 10 à 14 ans. Le Transporteur mentionne que le coût d'implantation d'un atelier est de l'ordre de 0,6 M\$, et que l'implantation et le rodage d'un atelier s'étendent sur une période allant de 18 à 24 mois.

Le Transporteur a procédé à une analyse comparative du coût de remise à neuf et du coût d'achat d'un disjoncteur KSO neuf. Il a ainsi évalué qu'une économie de 30 k\$ est générée

par la remise à neuf pour ce type d'équipement spécifique dont le coût d'achat est de 470 k\$. Le coût de la remise à neuf inclut les coûts d'opération de l'atelier. Pour l'instant, le Transporteur n'est pas en mesure de quantifier les gains générés par la remise à neuf pour les autres familles de disjoncteurs, l'exercice de comparaison des coûts étant en cours dans plusieurs ateliers. Le Transporteur prévoit cependant réaliser la remise à neuf de 80 à 100 disjoncteurs dans ses ateliers en 2009.

Projets de croissance - pérennité

Processus de planification intégrée

Selon le Transporteur, la planification intégrée permet la coordination et l'arrimage de plusieurs types d'interventions. Les interventions diagnostiquées en pérennité sont juxtaposées dans des zones de croissance où la construction de nouveaux actifs est requise pour répondre aux besoins de croissance. Le Transporteur compte faire bénéficier sa clientèle des coûts ainsi évités.

Le Transporteur précise qu'il est à développer les moyens permettant de mesurer les gains d'efficience anticipés découlant de l'optimisation de la gestion de ses investissements. Il présentera à la Régie le résultat de ses travaux, une fois ces derniers complétés.

Gestion des investissements par portefeuille

Selon le Transporteur, plusieurs défis et opportunités favorisent l'intégration d'un modèle différent de gestion des investissements au sein de ses pratiques, tel que les besoins grandissants pour assurer la pérennité du réseau, la demande énergétique croissante et le contexte généralisé de rareté de la main-d'œuvre.

En réponse à ces enjeux, le Transporteur prévoit développer et implanter un modèle de gestion des investissements par portefeuille par lequel il associera ses décisions d'investissements en tenant compte de leur contribution à la réalisation de ses objectifs stratégiques. Les orientations stratégiques du Transporteur sont d'assurer la fiabilité du réseau de transport, de devenir une référence mondiale pour la qualité et la fiabilité de l'intégration de l'énergie éolienne et de déployer de nouvelles technologies pour améliorer la performance.

Le Transporteur prévoit présenter le processus de gestion des investissements par portefeuille à la Régie vers février 2009.

L'ACEF de Québec considère que les gains d'efficience devraient être évalués sur la base du coût complet. L'intervenante donne l'exemple du chantier des ateliers de remise à neuf des disjoncteurs pour lequel le calcul des gains devrait inclure les coûts du capital. Par ailleurs, le réinvestissement des gains d'efficience dans l'amélioration du service et de la fiabilité relève de l'équilibre et de l'appréciation du rôle des investissements et de la maintenance dans le maintien de la fiabilité du service. De plus, le chantier Gestion des investissements par portefeuille apparaît à l'intervenante moins essentiel, voire discutable. Selon l'ACEF de Québec, le Transporteur doit satisfaire les besoins de sa clientèle avec le moins d'interférence possible avec les intérêts corporatifs.

Le GRAME mentionne que le chantier Augmentation de l'intervalle de maintenance (NPCC) est approprié considérant les technologies électromécanique et statique utilisées. Il émet cependant une réserve concernant le chantier Télémaintenance en soulignant que l'implantation de ce chantier doit se faire dans le respect des normes de maintenance exigées par les fournisseurs des équipements. Quant au chantier Gouvernance des TI de l'axe Optimisation des investissements, le GRAME craint que la réduction du nombre de fournisseurs de 23 à 3 ne représente un risque pour le Transporteur, dans le cas où certains fournisseurs venaient à disparaître. Il suggère, par ailleurs, un partenariat avec des fournisseurs, afin de réduire les coûts et les délais d'implantation des ateliers de remise à neuf des disjoncteurs, même s'il considère que ce chantier permet au Transporteur de développer une expertise dans ce domaine.

L'UMQ reconnaît que la démarche d'efficience du Transporteur, bien qu'en cours d'implantation, est susceptible de déboucher sur une revue en profondeur des façons de faire et d'avoir un effet à la baisse sur le revenu requis à court, moyen et long terme. L'intervenante constate également que la démarche s'appuie sur les meilleures pratiques de l'industrie. Toutefois, la démarche concernant les investissements est encore embryonnaire. Par ailleurs, l'intervenante considère que la preuve au dossier ne permet pas d'apprécier la méthode d'estimation des gains d'efficience. Selon elle, la méthode d'estimation n'est pas transparente. Elle soumet que la Régie devrait demander au Transporteur le dépôt de la méthode d'estimation des gains d'efficience tant pour les chantiers déjà implantés que pour ceux à implanter en 2009, ainsi que des indicateurs d'efficience pour chaque activité.

La Régie accueille favorablement les efforts déployés par le Transporteur afin d'implanter sa démarche d'efficience. Elle considère que les informations soumises en preuve sont utiles à l'appréciation de l'efficience dont doit témoigner le Transporteur dans ses dossiers tarifaires.

La mise en place de la démarche d'efficience du Transporteur est un geste concret dans la poursuite de l'objectif d'efficience de l'ensemble de ses activités.

Concernant le réinvestissement de certains gains d'efficience dans les activités régulières, la Régie souligne l'importance de distinguer les gains bruts générés par la mise en place d'un chantier des montants qui seront réinvestis dans l'activité, afin de permettre un suivi adéquat de l'effort d'efficience.

La Régie note que le Transporteur n'est pas en mesure de quantifier, même approximativement, les gains d'efficience qu'il anticipe pour le chantier Télémaintenance.

La Régie juge intéressant le principe du chantier des ateliers de remise à neuf des disjoncteurs. Toutefois, elle est préoccupée par le fait que plusieurs ateliers aient déjà été mis sur pied, alors que les économies générées par la remise à neuf des équipements visés ne seront connues qu'à la fin de la période de rodage.

La Régie constate que le Transporteur évalue les gains d'efficience des nouveaux chantiers 2009 à un montant total de 6 M\$ sans, toutefois, ventiler ce montant selon les différents chantiers pour lesquels des actions sont prévues en 2009. Préalablement à l'implantation d'un chantier identifié pour une année donnée, la Régie s'attend à ce que les gains d'efficience anticipés aient été évalués, ainsi que les autres paramètres économiques pertinents, le cas échéant, tels les coûts d'implantation et d'opération du chantier. Elle s'attend également à ce que le Transporteur fasse rapport à cet égard. Cette démarche doit permettre de comparer l'estimation des bénéfices escomptés aux coûts requis pour l'implantation du chantier et d'évaluer si ce chantier est susceptible d'être réellement porteur avant sa mise en place.

Dans cette perspective, la Régie maintient les éléments de suivi demandés dans la décision D-2008-019, soit :

« La Régie s'attend à ce que le Transporteur fasse rapport, dans ses prochains dossiers tarifaires, d'une part, des objectifs quantitatifs identifiés en termes de gains d'efficience pour chacun des projets ou chantiers et, d'autre part, des résultats obtenus à la suite de la réalisation des mesures. Le Transporteur devra ainsi rendre compte de façon transparente, entre autres, sur :

- La description des processus analysés;*
- Les cibles fixées en matière d'amélioration de l'efficience;*
- La méthode de mesure quantitative des gains anticipés;*

- *Les résultats quantitatifs et qualitatifs obtenus et la nature récurrente ou temporaire de ces gains;*
- *Le lien entre ces résultats et les demandes de budget dans les divers dossiers tarifaires. »*³

De plus, la Régie demande au Transporteur de faire un suivi sur une base cumulative des gains d'efficacité obtenus par chantier chaque année depuis la mise en place de la démarche d'efficacité, en mettant en évidence la nature récurrente des gains, le cas échéant.

Par ailleurs, la Régie prend acte de l'intention du Transporteur de lui présenter ses travaux concernant le chantier Gestion des investissements par portefeuille.

3.2 BALISAGE

Dans le dernier dossier tarifaire, la Régie insistait sur l'importance des études de balisage et sur la nécessité de rendre compte de leurs résultats dans les demandes tarifaires du Transporteur.

« Quant au balisage externe, bien que consciente des difficultés inhérentes à l'obtention de données sur base comparable, la Régie est d'avis que des efforts importants et soutenus doivent être déployés par le Transporteur afin qu'il puisse témoigner de façon transparente de sa performance comparative dans ses principaux processus et activités.

La Régie insiste sur l'importance des études de balisage et sur la nécessité de rendre compte des résultats dans les dossiers tarifaires, en commentant tout écart significatif, tant positif que négatif. Au présent dossier, la Régie constate qu'aucune information à cet effet n'a été présentée et analysée dans la preuve initiale du Transporteur. Il s'agit d'une lacune qui devra être corrigée au prochain dossier tarifaire.

*La Régie demande au Transporteur de présenter, tel que prévu dans le Guide de dépôt du Transporteur, les résultats des derniers exercices des balisages effectués, notamment avec le COPE, PA Consulting et le CIGRÉ. De plus, elle demande de présenter une analyse des principaux écarts. »*⁴

³ Décision D-2008-019, dossier R-3640-2007, page 35.

⁴ Décision D-2008-019, dossier R-3640-2007, page 23.

Pour faire suite à la demande de la Régie, le Transporteur dépose les résultats des balisages suivants :

- Balisages 2006 et 2007 de *PA Consulting Group* (PA Consulting);
- Balisages 2005, 2006 et 2007 du *Committee On Performance Excellence* (COPE) de l'*Association canadienne de l'électricité* (ACÉ);
- *Asset Management Performance Benchmarking* (juin 2008) du *Conseil international des grands réseaux électriques* (CIGRÉ);
- Balisages 2006 et 2007 du *Transmission System Operator* (TSO).

PA CONSULTING

PA Consulting est une société-conseil dans le domaine de la gestion, des systèmes et de la technologie. Elle coordonne des balisages dans le domaine des entreprises d'électricité. Le Transporteur a participé en 2006 (résultats de 2005) et en 2007 (résultats de 2006) au programme de balisage sur le transport et la distribution piloté par PA Consulting (programme T&D). Les participants aux balisages comprennent des entreprises canadiennes et américaines. Le Transporteur a participé à toutes les portions du balisage qui le concernent, soit les lignes de transport, les postes de transport et les postes satellites.

PA Consulting a aussi réalisé un balisage avec des participants ciblés œuvrant dans le domaine du transport, à la demande de Hydro One. Les compagnies sélectionnées pour ce balisage doivent répondre à certains critères, dont celui de posséder un minimum de 2 000 kilomètres de circuits et des actifs importants en transport. Ces entreprises présentent donc un profil se rapprochant de celui du Transporteur, ce qui rend les résultats davantage comparables.

Les résultats de ces balisages présentés et analysés par le Transporteur concernent des indicateurs de coûts et des indicateurs de fiabilité.

COPE

La section COPE de l'ACÉ est responsable des indicateurs de performance des entreprises d'électricité canadiennes. Les compagnies qui participent au COPE sont : Altalink,

BC Transmission Corporation, Hydro One Networks, Manitoba Hydro, New Brunswick Power, Newfoundland Power et SaskPower.

Le Transporteur précise que des discussions sont en cours pour obtenir les résultats selon trois axes, soit la sécurité des employés, les indicateurs de coûts et la fiabilité. Les résultats du balisage présentés par le Transporteur se rapportent à ces deux derniers.

CIGRÉ

La mission du CIGRÉ est de répondre aux questions communes relatives aux grands réseaux électriques internationaux. Bien que le balisage ne fasse pas partie des objectifs de cette organisation, un groupe de travail a été formé à cette fin le 27 juillet 2006.

Ce groupe de travail regroupant 19 entreprises électriques réparties sur plusieurs continents a fait ressortir une grande diversité dans les mesures de performance utilisées par les entreprises participantes qui opèrent dans des conditions de marché et de réglementation variées.

Généralement, les mesures de performance sont mises en place par chaque participant pour mesurer l'atteinte de leurs objectifs stratégiques et sont suivies par leurs conseils d'administration respectifs. L'objectif premier de participer à des balisages est d'identifier les meilleures pratiques pour améliorer les processus et diminuer les coûts.

Quand les balisages sont utilisés aux fins de réglementation incitative et que les résultats ont un impact financier, des analyses plus poussées doivent être faites pour comprendre les différences entre les participants et pour comparer adéquatement leur performance et leur efficience.

Aucune recommandation sur les indicateurs de performance ni sur les indicateurs de fiabilité n'a été faite par le groupe puisque les mesures de performance sont adoptées par les dirigeants de ces entreprises et dépendent de plusieurs facteurs.

Les mesures de performance sont regroupées selon les cinq catégories suivantes :

- Indicateurs financiers et d'affaires;
- Indicateurs de sécurité;
- Indicateurs de fiabilité;

- Indicateurs pour les clients, principalement basés sur la satisfaction auprès des clients;
- Indicateurs pour les employés, basés sur la satisfaction des employés.

TSO

Le Transporteur participe depuis plusieurs années à un balisage du processus « Contrôler les mouvements d'énergie ».

Le groupe TSO est composé de contrôleurs de réseaux d'envergure nationale œuvrant sur l'ensemble des continents, qui échangent de l'information sur leurs pratiques d'exploitation.

Depuis 2003, le groupe TSO élabore la modélisation des processus à l'aide d'une méthodologie et d'une analyse quantitative visant à aider les compagnies participantes à développer une compréhension commune de la notion de « performance » des processus, à identifier les facteurs clé du ratio coût/performance des processus et à se comparer avec des compagnies ayant des processus similaires.

La comparaison de la performance est établie sur la base des effectifs (ETC), des charges d'exploitation et de la complexité estimée de la zone de contrôle.

Des huit contrôleurs de réseau du sous-groupe auquel appartient le Transporteur, certains n'ont pas toujours fourni leurs données au cours des dernières années.

Le Transporteur mentionne que la participation des entreprises au groupe de balisage TSO est assujettie à la signature d'une entente de confidentialité portant sur la non-divulgence des données des autres entreprises.

CONCLUSION

Les principales conclusions formulées par le Transporteur quant aux résultats des différents exercices de balisage effectués, sont les suivantes :

- Le Transporteur présente une performance nettement supérieure à la moyenne des entreprises pour ses dépenses totales en lignes;
- Le Transporteur présente une performance inférieure à la moyenne pour ses dépenses totales en postes;
- Pour les indicateurs de fiabilité, le Transporteur présente une performance supérieure à la moyenne;
- Pour les indicateurs touchant les activités de contrôle du réseau, le Transporteur présente une performance supérieure à la moyenne.

Le Transporteur indique qu'il entend poursuivre ses exercices de balisage en 2009.

Pour le Transporteur, les exercices de balisage permettent, dans certains cas, de saisir des occasions d'échanges avec d'autres entreprises et de favoriser le partage d'informations sur les meilleures pratiques de l'industrie. Dans le cadre de sa démarche d'efficience, le Transporteur entend enrichir sa réflexion sur les résultats des prochains balisages et sur l'évolution des meilleures pratiques de l'industrie afin d'adopter de nouvelles mesures d'efficience.

La Régie est satisfaite du dépôt par le Transporteur de son rapport sur le balisage externe et des analyses qui l'accompagnent.

La Régie prend acte de la volonté du Transporteur de poursuivre ses exercices de balisage en 2009. À cet égard, elle est d'avis que la présentation et l'examen des différents résultats permettront au fil du temps de dégager des tendances et d'identifier les activités requérant une attention particulière.

Bien que le balisage puisse être marqué par des difficultés d'obtention de données comparables et des contextes d'affaires propres à chaque entreprise participante, il n'en demeure pas moins qu'il représente un outil fiable et efficace pour identifier les meilleures pratiques et comparer les entreprises entre elles.

3.3 LES INDICATEURS DE PERFORMANCE DU TRANSPORTEUR

RÉSULTATS DES INDICATEURS

Le Transporteur présente les résultats des 21 indicateurs de performance retenus par la Régie dans la décision D-2008-019. Les résultats sont présentés pour les années 2001 à 2007 inclusivement et répartis en huit catégories.

La Régie accueille favorablement la présentation, dans la preuve initiale du Transporteur, d'un historique de ses indicateurs de performance ainsi que la ventilation de l'Indicateur de continuité de service (IC), tel que demandé dans la décision D-2008-019.

Néanmoins, la Régie note l'absence d'analyse quantitative et qualitative des indicateurs internes de performance et des résultats obtenus. Or, une telle analyse est nécessaire et constitue le complément de celle effectuée dans le cadre du balisage externe. **La Régie demande donc au Transporteur, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, d'accompagner l'historique des indicateurs retenus par la Régie d'une analyse explicative de leur évolution.**

La Régie demande également au Transporteur de préciser, dans son suivi des divers indicateurs de performance, les orientations générales et les objectifs poursuivis dans ses activités réglementaires, tel qu'elle l'exprimait dans la décision D-2008-019. Dans cet exercice, la Régie demande au Transporteur de ne pas se limiter au cadre de ses objectifs corporatifs.

INDICATEUR DE COÛTS DES NOUVEAUX INVESTISSEMENTS

Dans la décision D-2008-019, la Régie demande au Transporteur de présenter, pour examen, un indicateur lié aux coûts unitaires des nouveaux investissements, exprimés en dollars par MVA ajouté d'un projet⁵.

Selon le Transporteur, un indicateur de ce type est difficile à interpréter sans consulter la nomenclature des ajouts ou modifications apportées au réseau. Il invoque que le caractère particulier de chaque projet influence l'évolution des coûts unitaires des immobilisations. De plus, aucun indicateur aussi pointu que celui recherché ne semble, à sa connaissance, faire l'objet de balisage auprès d'autres organismes ou firmes.

⁵ Décision D-2008-019, dossier R-3640-2007, page 14.

Le Transporteur propose plutôt de mettre en place une approche de planification intégrée des investissements, un chantier d'optimisation pour dégager des coûts évités et un modèle de gestion par portefeuille pour réduire l'évolution de la base de tarification et des charges d'amortissement.

La Régie s'est prononcée, à maintes reprises, sur sa préoccupation quant à l'absence d'indicateurs concernant l'évolution des coûts unitaires des nouveaux investissements, notamment dans ses décisions D-2004-87⁶, D-2005-50⁷ et D-2008-019.

La Régie est consciente des difficultés et des réserves à apporter quant à l'interprétation d'un tel indicateur. Des difficultés de même nature peuvent également se poser dans l'interprétation de plusieurs autres indicateurs. La Régie est d'avis que le Transporteur dispose de la latitude nécessaire pour commenter les résultats de l'indicateur et les justifier.

Ainsi, la Régie maintient l'exigence contenue dans la décision D-2008-019 et demande au Transporteur d'inclure pour examen, lors du prochain dossier tarifaire, les données de référence et un indicateur lié aux coûts unitaires des nouveaux investissements, exprimé en \$ par MVA ajouté d'un projet pour ce qui est des postes et en \$ par kilomètre de circuit ajouté pour ce qui est des lignes.

OBJECTIFS CORPORATIFS

Le Transporteur présente les objectifs et résultats de 2007 ainsi que les objectifs corporatifs établis pour 2008 aux fins du régime d'intéressement et de rémunération variable.

Dans le développement des objectifs corporatifs de 2008, le Transporteur indique avoir tenu compte, pour le volet actionnaire, de l'opinion de la Régie exprimée dans sa décision D-2008-019.

Dans la catégorie *Clients*, le Transporteur retire l'indicateur Partenariat qualité avec le Distributeur et le remplace par les deux indicateurs Plan détaillé de fiabilité et de pérennité du réseau pour quatre zones d'intervention et Contribution de HQT au processus d'analyse de soumissions de l'appel d'offres de 2 000 MW d'énergie éolienne.

Dans cette même catégorie, le Transporteur présente les résultats de l'indicateur Environnement, nouveau depuis 2007, qui comporte deux volets, soit le Nombre de

⁶ Dossier R-3520-2003.

⁷ Dossier R-3640-2007.

déversements accidentels déclarés aux autorités ainsi que le Pourcentage de litres d'huile récupérés lors des déversements accidentels. Pour l'année 2008, seul ce dernier a été conservé et les valeurs 2007 ont été reconduites pour le seuil, la cible et l'idéal.

À cet égard, le GRAME souhaite la réintégration du premier volet de l'indicateur. Il affirme que, même s'il y a des nuances à apporter pour son interprétation, ces données sont disponibles et sont valables pour un suivi à long terme.

Pour sa part, S.É./AQLPA se dit satisfait du résultat obtenu par le Transporteur quant au nombre de déversements accidentels relié à l'indicateur environnemental. L'intervenant note que la décroissance en « 2007 » du nombre de déversements accidentels est survenue durant la seule année où cet indicateur avait fait partie des indicateurs retenus aux fins du régime d'intéressement et de rémunération variable du Transporteur. L'intervenant demande le rétablissement, à compter de 2009, de cet indicateur au régime d'intéressement et de rémunération variable, tout en maintenant l'autre indicateur environnemental déjà présent dans ce régime en 2007 et 2008.

La Régie partage la préoccupation du GRAME et de S.É./AQLPA quant au nombre et au poids des indicateurs environnementaux dans le régime d'intéressement et de rémunération variable. À cet égard, elle demande au Transporteur de présenter, dans le prochain dossier tarifaire, une réflexion aux fins de développer un ou des indicateurs de la performance environnementale du Transporteur qui pourraient faire partie à la fois de ses indicateurs de performance interne, sur le plan réglementaire, et de ses objectifs corporatifs.

4. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET MÉTHODES COMPTABLES

Le Transporteur demande la reconnaissance des méthodes d'établissement du coût de service qui ont été utilisées par Hydro-Québec aux fins du présent dossier, sujet à leur modification, substitution ou ajustement par décision expresse de la Régie.

4.1 LES PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

Les principes réglementaires utilisés par le Transporteur dans sa demande et dans la présentation des données ont été reconnus par la Régie dans ses décisions antérieures.

4.2 LES CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers consolidés d'Hydro-Québec sont établis selon les principes comptables généralement reconnus (PCGR) au Canada. Ces principes sont édictés par l'Institut canadien des comptables agréés (ICCA) et sont constitués des conventions ou normes comptables décrites dans le Manuel de l'ICCA.

Les états financiers consolidés d'Hydro-Québec tiennent compte de certaines méthodes et pratiques comptables autorisées par la Régie aux fins réglementaires, qui ont généralement pour effet de modifier le moment où des opérations sont constatées dans les résultats consolidés et qui donnent lieu à la comptabilisation d'actifs et de passifs réglementaires.

Le Transporteur présente un sommaire des principes réglementaires et des conventions comptables pertinents. Il propose des ajouts et modifications découlant des changements apportés par l'ICCA.

D'entrée de jeu, la Régie précise que pour les prochains changements de normes, le cas échéant, elle demande au Transporteur de déposer le texte de l'ancienne norme et celui de la nouvelle, en mettant en évidence les modifications.

4.2.1 MATÉRIAUX, COMBUSTIBLES ET FOURNITURES

Le 1^{er} janvier 2007, Hydro-Québec a adopté les recommandations du chapitre 3031 du Manuel de l'ICCA, « Stocks ». Ce chapitre, qui remplace le chapitre 3030, a été modifié pour l'harmoniser avec les normes internationales d'information financière (IFRS). Ainsi, il fournit davantage de précisions sur les coûts à inclure dans les stocks et sur la mesure de la valeur nette de réalisation. Selon le Transporteur, cette modification n'a aucun impact sur son revenu requis.

La Régie accepte les modifications proposées par le Transporteur.

4.2.2 ACTIFS INCORPORELS

Le 1^{er} janvier 2009, Hydro-Québec adoptera les recommandations du chapitre 3064 du Manuel de l'ICCA, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels ». Ce chapitre remplace les chapitres 3062 « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels » et 3450 « Frais de recherche et de développement ». Le nouveau chapitre précise la définition d'actif incorporel

et établit des normes de comptabilisation, d'évaluation, de présentation et d'information applicables aux écarts d'acquisition et aux actifs incorporels. Selon le Transporteur, cette modification n'a aucun impact sur son revenu requis.

La Régie accepte les modifications proposées par le Transporteur.

4.2.3 COÛTS NETS LIÉS AUX SORTIES D'IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET D'ACTIFS INCORPORELS

Le traitement comptable autorisé par la Régie dans la décision D-2002-95 permet d'amortir sur une période maximale de 10 ans les coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels. Cette pratique comptable a pour effet de maintenir des actifs radiés à titre d'actifs réglementaires dans la base de tarification du Transporteur, sur laquelle un rendement est accordé. Ainsi, bien que ces actifs ne soient plus utiles au transport de l'électricité, ils continuent néanmoins à être rémunérés au taux moyen du coût du capital.

Dans sa décision D-2007-12, la Régie a demandé au Distributeur de soumettre, dans le cadre du dossier tarifaire 2008, une proposition visant à réduire la période d'amortissement maximale des actifs classés sous la rubrique Coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels et d'indiquer les impacts sur le revenu requis du Distributeur, le cas échéant⁸. Par ailleurs, dans sa décision D-2008-24⁹, la Régie prend acte du fait que le Distributeur doit travailler avec le Transporteur sur ce sujet et que le résultat de ce travail doit être présenté dans le présent dossier tarifaire.

Le Transporteur propose de cesser la pratique actuelle de report et d'amortissement des coûts nets liés aux sorties d'actifs et d'adopter la convention consistant à comptabiliser aux charges ces coûts lorsque les actifs cessent d'être utilisés. Ce traitement est conforme avec le chapitre 3475 « Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités » du Manuel de l'ICCA, qui précise qu'un actif à long terme destiné à être abandonné est comptabilisé aux charges au moment où il cesse d'être utilisé, à moins d'appliquer une pratique comptable réglementaire en assurant le recouvrement.

En vertu de la méthode proposée, un montant de 171,3 M\$ serait comptabilisé à titre de charge d'amortissement en 2009. Ce montant s'explique par la radiation du solde cumulé de 98,5 M\$ au 31 décembre 2008 ainsi que par des nouvelles radiations prévues en 2009

⁸ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, pages 58 et 59.

⁹ Dossier R-3644-2007.

totalisant 72,8 M\$. Ce montant inclut la radiation de certaines installations du poste Des Cantons totalisant 50 M\$. Le solde de 22,8 M\$ correspond aux retraits annuels anticipés pour 2009.

Les radiations du solde cumulé au 31 décembre 2008 ainsi que la radiation du poste Des Cantons revêtent un caractère ponctuel pour 2009 et n'ont donc pas d'effet récurrent dans les années futures.

La Régie accepte, sous réserve des précisions qui suivent, la proposition du Transporteur de modifier la règle existante et de comptabiliser, sauf exception, dans les charges de l'année où ils sont constatés, les coûts nets découlant des retraits d'actifs.

La Régie accepte également l'approche proposée par le Transporteur d'inclure dans les charges de l'année témoin projetée une projection des coûts découlant des retraits d'actifs anticipés pour l'année à venir.

La Régie considère que l'adoption de la nouvelle règle visant à comptabiliser les coûts nets reliés aux retraits d'actifs à la dépense de l'année où ils sont constatés ne dispense pas le Transporteur de justifier les retraits d'actifs proposés et de requérir une décision de la Régie aux fins de leur inclusion dans les tarifs. Pour les cas d'ordre exceptionnel, la période d'amortissement pourra être fixée selon les circonstances, sans toutefois excéder 5 ans.

Ainsi, l'approche retenue atténue, de façon significative, la problématique de rémunération d'actifs non utiles à la prestation du service tout en préservant la discrétion de la Régie d'ajuster la période de récupération dans les tarifs, lorsque jugé nécessaire.

Sorties d'actifs projetées en 2009

Tel que mentionné précédemment, les sorties d'immobilisations prévues en 2009 totalisent 72,8 M\$, dont un montant de 50 M\$ concernant le poste Des Cantons. La différence de l'ordre de 22,8 M\$ correspond aux retraits annuels anticipés pour 2009. Selon le Transporteur, ce montant a été établi sur une base de moyenne historique constatée dans les 10 années antérieures.

L'ACEF de Québec considère qu'un amortissement sur 3 ou 5 ans serait acceptable. Elle recommande à la Régie d'assurer un contrôle strict des retraits d'actifs, plus particulièrement les retraits d'actifs dont la valeur dépasse 25 M\$ chez le Transporteur, en requérant la justification de leur retrait. De plus, l'intervenante recommande que les actifs retirés soient

reclassés dans les catégories d'actifs pertinentes pour assurer une allocation des coûts juste et équitable et en permettre un suivi rigoureux.

L'UMQ, le GRAME et l'AQCIE/CIFQ appuient la proposition du Transporteur de comptabiliser le solde de 22,8 M\$ aux charges de l'année 2009, alors qu'OC considère qu'un amortissement sur 5 ans serait préférable.

Suivant la nouvelle approche retenue, le Transporteur doit établir une projection des coûts reliés aux sorties d'actifs dans l'année à venir. Selon la Régie, pour approuver l'inclusion de ces montants dans les tarifs, cette projection doit être appuyée d'une preuve suffisante permettant d'apprécier à la fois les montants proposés et leur justification.

Dans le présent dossier, la Régie accepte le montant projeté de 22,8 M\$ pour l'année témoin 2009.

Pour les prochains dossiers tarifaires, la Régie demande au Transporteur de présenter, à l'appui de sa projection, un suivi des retraits d'actifs effectués sur 5 années réelles, en présentant le détail des principaux retraits d'actifs passés et les justifications correspondantes.

Radiation du poste Des Cantons

Un montant de 50 M\$ est projeté par le Transporteur pour la radiation prévue en 2009 du poste Des Cantons. Selon le Transporteur, certaines installations du poste Des Cantons, mises en service en 1986 au coût de 84,3 M\$, ont atteint un âge avancé et utilisent une technologie désuète qui n'est plus supportée par aucun fournisseur.

L'UMQ et le GRAME appuient la proposition du Transporteur de comptabiliser aux charges de 2009 le montant de la radiation. L'AQCIE/CIFQ recommande de l'amortir sur 3 ans selon la méthode d'amortissement linéaire, alors qu'OC considère qu'un amortissement sur 5 ans serait préférable.

La Régie considère que les éléments de désuétude présentés dans la preuve initiale du Transporteur ne sont pas assez documentés ni justifiés. Par ailleurs, en réponse à une demande de renseignements, le Transporteur apporte un nouveau motif, soit que les convertisseurs du poste Des Cantons sont présentement inutilisables pour l'échange

d'énergie, vu le retrait de l'exploitation et le démantèlement anticipé des installations du poste Monroe au New Hampshire¹⁰.

À cet égard, l'ACEF de Québec demande à la Régie de déterminer si le retrait des actifs du poste Des Cantons doit être à la charge des clientèles ou du Transporteur, considérant la responsabilité des choix antérieurs d'Hydro-Québec en la matière et le fait que le vrai motif du retrait des actifs ne soit pas la dégradation des équipements, mais plutôt la cessation des activités au poste Monroe.

La Régie juge que la preuve au dossier est insuffisante pour lui permettre de statuer sur les justifications proposées, tant en ce qui a trait à la désuétude des équipements qu'à l'impact de l'abandon du poste Monroe. La preuve est également insuffisante en ce qui a trait à la valeur s'y rattachant.

Concernant le questionnement de l'ACEF de Québec, la Régie accepte l'argument du Transporteur à l'effet que ces actifs sont des actifs de transport et qu'ils ont été jugés prudemment acquis et utiles en vertu de l'article 164.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹¹ (la Loi). Cependant, le fait que ces actifs aient été reconnus prudemment acquis et utiles ne saurait, à lui seul, déterminer la règle applicable lors du retrait de l'actif.

Bien que, dans la décision D-2002-95¹², la Régie ait adopté les règles et pratiques comptables en vigueur chez Hydro-Québec antérieurement à la mise en place de la réglementation des activités du Transporteur par la Régie, la question soulevée par l'intervenante n'a jamais fait l'objet d'un examen détaillé ni d'une décision spécifique. Compte tenu de l'ampleur des sommes en cause et des justifications présentées, la Régie juge qu'il appartient au Transporteur de présenter, dans ce cas, une preuve plus détaillée à l'appui de sa proposition.

Le Transporteur devra identifier, notamment, le traitement comptable proposé et justifier en quoi il est équitable de faire supporter, par les clients, l'ensemble des coûts reliés à ce retrait d'actifs.

Pour ces motifs, la Régie n'autorise pas la récupération de ce montant dans les charges d'amortissement et les tarifs de l'année 2009. Elle juge qu'un examen plus détaillé devra être fait dans le prochain dossier tarifaire. D'ici là, l'actif devra être comptabilisé dans un compte hors base.

¹⁰ Pièce B-9-HQT-13, document 1, page 61.

¹¹ L.R.Q., c. R-6.01.

¹² Dossier R-3401-98.

Solde cumulé au 31 décembre 2008

Le solde cumulé au 31 décembre 2008, totalisant 98,5 M\$, provient des montants cumulés des années antérieures.

L'UMQ et le GRAME appuient la proposition du Transporteur de comptabiliser ce solde aux charges de la même année, alors que l'AQCIE/CIFQ recommande de l'amortir sur 3 ans selon la méthode d'amortissement linéaire. OC considère qu'un amortissement sur 5 ans serait préférable.

L'ACEF de Québec considère qu'un amortissement sur 3 ou 5 ans serait acceptable, à tout le moins pour le solde de 98,5 M\$ au 31 décembre 2008. De plus, l'intervenante mentionne que les IFRS requièrent l'application rétrospective des changements de méthodes comptables. Si la Régie autorise le changement de méthode d'amortissement des actifs retirés, elle devra décider si une application rétrospective est requise.

L'application rétrospective, telle que proposée par l'ACEF de Québec, n'est pas retenue par la Régie. Cette avenue changerait non seulement la règle quant à la durée d'amortissement, mais également la récupération, dans les tarifs, de soldes antérieurs non amortis déjà reconnus dans les décisions antérieures de la Régie.

Tenant compte de la volonté de la Régie d'éviter, dans la mesure du possible, de rémunérer des actifs non utiles à la prestation du service, des décisions qui précèdent et du contexte tarifaire dans le présent dossier, la Régie autorise l'amortissement, en 2009, du montant non amorti de 98,5 M\$, prévu au 31 décembre 2008, et ce, sur une base linéaire, tel que proposé par le Transporteur.

4.2.4 MIGRATION D'HYDRO-QUÉBEC AUX NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE (IFRS)

Le Conseil des normes comptables du Canada (CNC) a confirmé, le 13 février 2008, que le passage aux IFRS prendra effet à compter du 1^{er} janvier 2011 pour les états financiers intermédiaires et annuels des exercices ouverts. L'application des IFRS serait obligatoire pour les entreprises publiques de type commercial, dont fait partie Hydro-Québec.

Le Transporteur mentionne qu'Hydro-Québec examine actuellement les enjeux du passage des normes comptables canadiennes aux IFRS. Selon le Transporteur, le principal enjeu est lié à la méthode d'amortissement à intérêts composés utilisée par Hydro Québec. Il estime

que l'impact sur les revenus requis pourrait atteindre 189,4 M\$. Le Transporteur continuera d'étudier en 2009 les impacts des IFRS.

L'ACEF de Québec se demande si le Transporteur a réellement une obligation de se conformer aux normes canadiennes et aux IFRS. Selon l'intervenante, la Régie conserverait son plein pouvoir en la matière, la Loi ayant préséance. Selon l'intervenante, la norme internationale ne confère pas plus de pouvoir ni de portée d'application à l'ICCA qu'elle n'en a actuellement.

De plus, l'ACEF de Québec est d'avis que le changement de la méthode d'amortissement, avec les révisions des estimations comptables, devrait s'appliquer rétroactivement.

La Régie prend acte du fait que le Transporteur ne demande à la Régie aucune décision à ce sujet et qu'il poursuit sa réflexion sur le remplacement de la méthode d'amortissement.

À cette étape, la Régie ne connaît pas encore la teneur exacte des exigences des IFRS à l'égard des entreprises réglementées. La Régie souhaite amorcer, dans le prochain dossier tarifaire ou dans un dossier distinct, l'examen des implications, pour le Transporteur, de l'harmonisation à ces nouvelles normes comptables. Dans ce même dossier, la Régie demande que lui soient présentés, entre autres, la liste des enjeux, les impacts sur le revenu requis et la date souhaitée de mise en vigueur des changements.

5. DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT

5.1 APPROCHE GLOBALE DE TYPE PARAMÉTRIQUE

Dans sa décision D-2008-019, la Régie demande que, pour l'examen des charges d'exploitation, un outil de référence soit développé à partir d'une approche globale de type paramétrique. Cet outil ne remplacerait pas l'examen exhaustif des charges d'exploitation, mais viserait plutôt à en faciliter l'appréciation. Elle précise que l'objectif visé consiste à bonifier et systématiser davantage l'approche globale en sélectionnant à l'avance les paramètres utilisés.

Selon le Transporteur, compte tenu du délai relativement court entre la date d'émission de la décision D-2008-019 et celle du dépôt de sa demande tarifaire 2009, il n'a pas abordé tous les paramètres de discussion proposés par la Régie dans ladite décision. Toutefois, en

considérant le contexte dans lequel il évolue et afin de répondre à la préoccupation principale de la Régie, qui est de faciliter l'appréciation de l'évolution de ses CNE, le Transporteur introduit une approche globale d'analyse fournissant des indications sur l'évolution de ses CNE.

Les paramètres analysés par la Régie sont :

- L'inflation;
- L'efficience;
- La croissance du réseau;
- Le budget spécifique;
- La réglementation et les normes;
- Les coûts de sécurisation;
- Les coûts de retraite;
- Le point de départ de la formule.

INFLATION

Selon le Transporteur, les facteurs d'inflation sont appliqués par nature comptable de dépenses, soit la masse salariale, les achats de matériel et de carburant, les services externes, les fournisseurs internes et autres. L'augmentation anticipée de 16 M\$, soit 2,5 %, des CNE entre 2008 et 2009 reflète des augmentations et progressions salariales de l'ordre de 3 %, une augmentation des prix des carburants de l'ordre de 30 % et une inflation de 2 % sur les autres composantes de ses CNE.

L'ACEF de Québec se questionne sur la référence à l'indice des prix à la consommation (IPC) Canada pour juger de la bonne performance du Transporteur. L'intervenante recommande de définir un indice de comparaison plus représentatif du genre d'activités réalisées par le Transporteur et de son marché d'opération, le Québec.

L'expert de la FCEI recommande d'utiliser un indice d'inflation particulier par grand groupe de dépenses.

Selon OC, l'IPC demeure probablement le meilleur choix de par sa disponibilité, son grand usage et la compréhension que les gens en ont.

Selon l'UMQ, l'inflation devrait être pondérée selon la proportion de chaque type de dépenses. Bien que l'IPC ne mesure pas les tendances spécifiques des prix des produits industriels, c'est une mesure communément acceptée dans l'établissement de formules de prix. Le facteur combiné d'inflation de 2,5 % est le même que celui utilisé par le Transporteur.

EFFICIENCE

Dans l'estimation de ses CNE, le Transporteur projette des mesures d'efficacité qui lui permettront de réaliser des économies de 1 % sur les éléments qui sont sous son contrôle de gestion, excluant le coût de retraite et les coûts de sécurisation, lesquels sont des éléments hors du contrôle de gestion du Transporteur.

L'ACEF de Québec considère que les gains de productivité de 1 % sont nettement insuffisants considérant que, dans l'économie canadienne, les gains de productivité se situent, selon Statistiques Canada, à 2,1 % par an entre 1961 et 2006, et 1,9 % par an entre 1996 et 2006.

OC n'est pas convaincue qu'il soit nécessaire de définir un facteur de productivité dans le cadre de l'approche globale. Un tel facteur semble plus approprié dans le cadre d'un mécanisme incitatif.

L'UMQ soumet que le facteur de productivité devrait être de 1,25 %.

CROISSANCE DU RÉSEAU

Le Transporteur souhaite appliquer un facteur paramétrique à la valeur des mises en service de projets d'investissements en croissance pour établir le montant requis de charges d'exploitation supplémentaires.

Selon le Transporteur, l'Appendice J des Tarifs et conditions indique que la valeur actualisée des charges d'exploitation et d'entretien occasionnées par les ajouts au réseau sur une période de 20 ans est estimée à 15 % des coûts totaux de l'investissement. Ce pourcentage origine de la demande tarifaire 2001 du Transporteur et a été obtenu en utilisant un coût moyen pondéré du capital prospectif de 8,08 % tel qu'autorisé par la Régie dans sa décision D-2002-95. Le Transporteur propose d'utiliser ce même paramètre de 15 % mais en

utilisant, comme taux d'actualisation, le coût moyen pondéré du capital prospectif au présent dossier de 5,743 %.

Ainsi, avec un coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,743 %, les charges d'exploitation et d'entretien représentent annuellement un facteur de 1,281 % des coûts de l'investissement.

Le Transporteur propose d'appliquer ce pourcentage de 1,281 % au montant des mises en service reliées aux projets d'investissement en croissance.

Selon le Transporteur, un montant de 8,9 M\$ est ainsi nécessaire pour compenser la croissance de ses CNE qui découle de celle de son réseau.

OC appuie la proposition du Transporteur. L'UMQ soumet que le Transporteur devrait calculer cet indicateur sur la base de l'historique des frais d'entretien et d'exploitation par rapport à la croissance de l'infrastructure du réseau.

BUDGET SPÉCIFIQUE

Dans le dernier dossier tarifaire, la Régie a accordé un budget spécifique additionnel de 15 M\$ pour réaliser les activités nécessaires au maintien du niveau de fiabilité et de qualité du service attendu, à la protection de l'environnement et aux travaux en efficacité énergétique.

Pour 2009, le Transporteur demande à la Régie de lui reconnaître un montant supplémentaire de 5,0 M\$ à ces fins.

En ce qui a trait aux autres postes de nature particulière, comme le budget spécifique ou la sécurisation, OC soutient qu'il y a lieu de déduire des CNE mesurées certains postes de nature stratégique jusqu'à un certain niveau de dépenses.

L'UMQ soumet que la Régie ne devrait reconnaître à titre de budget spécifique que des initiatives à durée déterminée et sous le contrôle du Transporteur.

RÈGLEMENTATION ET NORMES

Selon le Transporteur, les cotisations annuelles aux organismes de réglementation augmenteront de 3,0 M\$ en 2009, en raison de la facturation de 2 M\$ par l'Office national de l'énergie (ONE) à la suite de la révision de sa méthode de récupération de ses coûts et en raison d'une augmentation de 1 M\$ de la cotisation à verser aux organismes North American Electric Reliability Corporation (NERC) et NPCC.

COÛTS DE SÉCURISATION

Des coûts de sécurisation de 19,8 M\$ seront encourus en 2009 par le Transporteur, dont 2,8 M\$ pour la sécurité cybernétique.

COÛTS DE RETRAITE

Par rapport au montant autorisé pour 2008, une réduction de 10 M\$ du coût de retraite a été reflétée dans l'année de base 2008.

La FCEI recommande d'inclure, dans la formule, les charges de retraite.

Selon OC et l'UMQ, les charges de retraite devraient être exclues de la formule.

POINT DE DÉPART DE LA FORMULE

Le Transporteur présente les résultats de l'application de la formule depuis 2001.

La FCEI recommande d'utiliser les dernières charges autorisées par la Régie comme point de départ de la formule.

Selon OC, le budget de l'année autorisée 2005 devrait servir comme point de départ pour déterminer la croissance des CNE tandis que selon l'UMQ, le point de départ pour l'application de l'approche globale devrait être le budget 2009 à être approuvé par la Régie.

AUTRES CONSIDÉRATIONS

L'AQCIE/CIFQ considère qu'il devrait y avoir un groupe de travail pour discuter de l'amélioration à apporter à l'approche globale d'évaluation de type paramétrique développée par le Transporteur.

L'expert de la FCEI recommande d'utiliser une approche de régression linéaire pour estimer les facteurs pouvant expliquer la croissance des CNE et des coûts de transport. Il mentionne qu'à défaut de disponibilité de données sur une période suffisamment longue, l'obtention de données sur une base mensuelle ou trimestrielle serait utile à cette fin.

Selon l'UMQ, la formule devrait exclure les coûts des services partagés et les prix des carburants.

La Régie retient comme objectif premier de la formule de renseigner sur l'évolution des CNE en relation avec l'inflation et le niveau des activités du Transporteur. Si les CNE croissent à un rythme égal ou inférieur à l'inflation, après prise en compte du niveau d'activité du Transporteur, il sera permis d'en déduire qu'elles n'exercent pas de pression structurelle à la hausse sur les coûts unitaires de transport et donc sur les tarifs, dans une perspective à court et moyen termes.

La Régie favorise une approche la plus globale possible. Cette approche doit pouvoir être appliquée au fil des ans, sans qu'il soit nécessaire d'effectuer un suivi rigoureux et minutieux de plusieurs postes spécifiques de dépenses.

La Régie considère que toutes les charges devraient faire partie de la formule. Les charges de retraite constituent une charge au même titre que les autres, mais font l'objet d'un traitement particulier en raison de l'impact important pouvant découler d'éléments de conjoncture financière hors du contrôle du Transporteur.

La Régie considère que le niveau de détail des paramètres proposés est adéquat pour rencontrer cet objectif.

Étant donné l'objectif premier défini ci-haut, la Régie retient l'IPC comme mesure de l'inflation. Dans le cadre de l'application de l'approche globale de type paramétrique, ce paramètre doit être applicable à l'ensemble des charges, à l'exception des charges de retraite.

La Régie accepte l'indicateur soumis par le Transporteur concernant la mesure du niveau de ses activités et de leur impact sur l'évolution des charges.

La Régie fixe, au présent dossier, le paramètre relatif à l'efficience à 1 %. Cet effort doit être apprécié en relation avec les deux premiers paramètres de la formule, soit l'inflation et le niveau d'activité.

La Régie adopte, comme point de départ de la formule, l'année 2007. L'année 2007 est une année suffisamment récente. Elle constitue l'année historique au présent dossier. Elle est représentative des conditions contemporaines dans lesquelles doit opérer le Transporteur. Elle est également antérieure à la démarche d'efficience du Transporteur. En 2008, un ajustement est apporté pour le transfert des activités du groupe Technologie.

Les différents paramètres de la formule pourront faire l'objet de raffinements lors du prochain dossier tarifaire. Aux fins de permettre aux intervenants de préparer leur propre preuve, la Régie demande au Transporteur, lors de son dépôt tarifaire ou au plus tard le 1^{er} juin 2009, de produire une base de données comprenant les informations utiles pour l'examen des différents paramètres de la formule. Cette base devra comprendre, sans s'y limiter, un historique, depuis 2001, des données suivantes :

- L'indice d'inflation;
- Les CNE;
- Les charges de retraite;
- L'évolution des besoins totaux en MW;
- Le nombre de clients;
- La capacité planifiée du réseau;
- Les mises en exploitation en dollars et en MW;
- Le nombre de kilomètres de réseau;
- Le nombre de postes;
- La capacité totale de transformation en MVA.

5.2 ÉVOLUTION DES DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE

Le Transporteur projette, pour l'année témoin 2009, des dépenses totales de 1 641,5 M\$ dans la base de tarification. Comparativement aux dépenses nécessaires à la prestation du service de l'année autorisée 2008, établies à 1 476,3 M\$, la progression en 2009 se chiffre à 165,2 M\$, soit 11,2 %. Par rapport aux données historiques de 2007 de 1 517,7 M\$, l'augmentation est de 123,8 M\$ soit 8,2 %. En considérant l'année de base 2008, constituée de 4 mois réels et 8 mois projetés, l'écart est de 180,8 M\$, soit 12,4 %.

Tableau 2
Évolution des dépenses nécessaires à la prestation du service 2007-2009

(en millions de dollars)	2008	2007	2008	2009	Variation 2009 - 2008 autorisé		Variation 2009 - 2007 année historique	Variation 2009 - 2008 année de base
	autorisé D-2008-019	année historique	année de base	année témoin	M\$	%	%	%
Charges nettes d'exploitation								
Charges brutes directes		514,3	497,3	528,2			2,7%	6,2%
Charges de services partagés		373,5	293,8	295,3			-20,9%	0,5%
Coûts capitalisés	(116,9)	(113,6)	(106,7)	(109,3)	7,6	-6,5%	-3,8%	2,4%
Facturation interne émise		(40,6)	(34,2)	(34,9)			-14,0%	2,0%
	660,1	733,6	650,2	679,3	19,2	2,9%	-7,4%	4,5%
Autres charges								
Achats services de transport	20,0	19,8	20,0	20,0	-	0,0%	1,0%	0,0%
Achats d'électricité	6,3	6,5	6,6	7,1	0,8	12,7%	9,2%	7,6%
Amortissement	659,0	569,1	650,7	816,1	157,1	23,8%	43,4%	25,4%
Taxes	146,3	162,2	145,6	129,6	(16,7)	-11,4%	-20,1%	-11,0%
Autres revenus de facturation interne	(42,6)	-	(41,9)	(41,7)	0,9	-2,1%	-	-0,5%
	789,0	757,6	781,0	931,1	142,1	18,0%	22,9%	19,2%
Frais corporatifs	34,4	35,6	36,6	37,4	3,0	8,7%	5,1%	2,2%
Intérêts reliés au remboursement gouvernemental	(5,2)	(5,9)	(5,2)	(4,4)	0,8	-15,4%	-25,4%	-15,4%
Facturation externe	(2,0)	(3,2)	(1,9)	(1,9)	0,1	-5,0%	-40,6%	0,0%
Total	1 476,3	1 517,7	1 460,7	1 641,5	165,2	11,2%	8,2%	12,4%

Tableau établi à partir de la pièce B-1-HQT-5, document 1, page 3.

5.3 CHARGES NETTES D'EXPLOITATION

Les CNE s'élèvent pour l'année témoin 2009 à 679,3 M\$. Par rapport à l'année autorisée 2008, l'augmentation prévue en 2009 est de 19,2 M\$, soit 2,9 %. Comparativement au

montant historique de 2007 de 733,6 M\$, la baisse est de 54,3 M\$, soit 7,4 %. Enfin, le montant de l'année projetée est en hausse de 29,1 M\$ par rapport à l'année de base 2008, soit 4,5 %.

Les CNE représentent 41,4 % des dépenses nécessaires à la prestation du service. Elles constituent, de plus, un poste de dépenses directement sous le contrôle du Transporteur.

5.3.1 CHARGES BRUTES DIRECTES

Les charges brutes directes de 2009 sont projetées à 528,2 M\$, représentant une hausse de 30,9 M\$ ou de 6,2 % par rapport à l'année de base 2008. Par rapport au montant historique en 2007 de 514,3 M\$, l'écart se chiffre à 13,9 M\$, soit 2,7 %.

Ces charges sont constituées essentiellement de la masse salariale, et des autres charges directes relatives à la réalisation des activités de transport d'électricité.

Tableau 3
Évolution des charges brutes directes 2007-2009

(en millions de dollars)

	2007	2008	2009	Variation 2009 - 2007 année historique		Variation 2009 - 2008 année de base	
	année historique	année de base	année témoin	M\$	%	M\$	%
Masse salariale							
Salaire de base	231,1	243,1	253,9	22,8	9,9%	10,8	4,4%
Temps supplémentaire	30,4	27,0	28,3	(2,1)	-6,9%	1,3	4,8%
Primes et revenus divers	24,8	24,2	24,7	(0,1)	-0,4%	0,5	2,1%
Régime d'intéressement corporatif	8,5	6,9	7,0	(1,5)	-17,6%	0,1	1,4%
Régime de gestion de la performance	3,3	2,6	2,6	(0,7)	-21,2%	-	0,0%
Autres	13,0	14,7	15,1	2,1	16,2%	0,4	2,7%
Avantages sociaux	92,9	73,4	78,2	(14,7)	-15,8%	4,8	6,5%
Coût de retraite	47,5	27,8	28,2	(19,3)	-40,6%	0,4	1,4%
Autres	35,0	35,8	40,4	5,4	15,4%	4,6	12,8%
Avantages complémentaires-retraités	10,4	9,8	9,6	(0,8)	-7,7%	(0,2)	-2,0%
	379,2	367,7	385,1	5,9	1,6%	17,4	4,7%
Autres charges directes							
Dépenses de personnel et indemnités	13,3	11,6	11,8	(1,5)	-11,3%	0,2	1,7%
Services externes	50,0	43,4	44,7	(5,3)	-10,6%	1,3	3,0%
Stocks, achats de biens, ressources financières, locations et autres	75,0	75,6	87,8	12,8	17,1%	12,2	16,1%
	138,3	130,6	144,3	6,0	4,3%	13,7	10,5%
Récupération des coûts	(3,2)	(1,0)	(1,2)	2,0	-62,5%	(0,2)	20,0%
Total	514,3	497,3	528,2	13,9	2,7%	30,9	6,2%

Masse salariale

La Masse salariale du Transporteur est constituée de quatre éléments, soit le Salaire de base, les Primes et revenus divers, les Avantages sociaux et le Temps supplémentaire. En 2009, la Masse salariale est évaluée à 385,1 M\$.

Par rapport à l'année de base 2008, la hausse du montant des salaires de base des employés est de 10,8 M\$ ou de 4,4 %. Entre 2007 et 2009, ce montant augmente de 22,8 M\$, ce qui représente une croissance annuelle moyenne de 4,8 %. Le Transporteur attribue cette hausse à la croissance de l'effectif en équivalent temps complet (ETC) annuel en lien avec la croissance des activités du Transporteur, aux augmentations accordées en vertu des conventions collectives de travail signées et aux progressions salariales des employés jusqu'à l'atteinte maximum de leur classe.

L'effectif annuel moyen du Transporteur passe de 3 500 ETC en 2008 à 3 547 ETC en 2009, soit une hausse nette de 47 ETC. Selon le Transporteur, cette hausse s'explique par une augmentation de la charge de travail provenant de la croissance du réseau de transport et de la préparation de la relève pour assurer la pérennité de l'expertise technique chez le Transporteur.

Les charges relatives aux avantages sociaux totalisent 78,2 M\$ en 2009. Comparées à celles de l'année de base 2008, ces charges représentent une hausse de 4,8 M\$ ou de 6,5 %. Elles sont en baisse de 14,7 M\$ par rapport à celles de l'année historique 2007. Cette diminution est essentiellement due à la baisse prévue de 19,3 M\$ du coût de retraite.

Selon l'ACEF de Québec, il y a lieu de s'assurer que l'ajustement de la masse salariale tienne compte du remplacement de personnel, ce qui pourrait réduire la croissance de la masse salariale du fait que les nouveaux employés débutent en moyenne avec des salaires moindres. L'intervenante soumet que cela devrait être explicitement pris en compte dans la preuve du Transporteur.

L'UMQ se demande si la masse salariale, telle que projetée par le Transporteur, tient compte d'un taux normal de postes non comblés. L'intervenante recommande que le Transporteur fasse rapport, dans le prochain dossier tarifaire, du traitement des postes non comblés dans les projections de la masse salariale.

Concernant la hausse de la masse salariale, le Transporteur indique que dans plusieurs groupes d'emploi il recrute un personnel d'expérience. De plus, lorsqu'un employé d'expérience quitte l'entreprise, il existe des coûts additionnels pour la période de

chevauchement. Enfin, le Transporteur mentionne que la masse salariale est établie en fonction des ETC. Il n'y aurait donc pas de coûts concernant les postes non comblés.

La Régie accepte, pour l'année témoin 2009, le montant projeté par le Transporteur pour la Masse salariale.

Cependant, elle demande au Transporteur, pour le prochain dossier tarifaire d'explicitier les règles applicables en matière de budgétisation des postes vacants et des ETC.

Régimes de rémunération variable

Deux régimes de rémunération variable sont en vigueur à Hydro-Québec, soit le régime de gestion de la performance des cadres et le régime d'intéressement des employés syndiqués.

Le régime de gestion de la performance s'établit à 2,6 M\$. Il vise le personnel non régi par des conventions collectives de travail. Il comporte un volet corporatif et un volet individuel. Le boni du volet corporatif est conditionnel à l'atteinte d'un déclencheur financier, soit le niveau de bénéfice net visé approuvé par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec. Le cas échéant, il y a versement d'un boni dont le montant dépend du degré d'atteinte des résultats spécifiques de la division. Le niveau du boni du volet individuel dépend du degré d'atteinte des objectifs individuels.

Le régime d'intéressement s'établit à 7,0 M\$. Il vise le personnel régi par des conventions collectives de travail. Il s'appuie sur le même déclencheur financier que le régime de gestion de la performance. Toutefois, s'il y a versement d'un boni, le montant dépend du degré d'atteinte des résultats du président-directeur général (PDG) d'Hydro-Québec, qui sont un composite des résultats des divisions et des unités corporatives selon une moyenne pondérée.

Le régime d'intéressement prévoit, depuis 2004, le versement d'un boni additionnel de 1,5 % lié à l'atteinte du bénéfice net visé par Hydro-Québec.

Dans le dossier tarifaire 2007, la Régie demandait au Transporteur de présenter, lors du dossier tarifaire 2008, ses objectifs et ses orientations en matière de régimes de rémunération variable.

Tenant compte des préoccupations de la Régie, Hydro-Québec souhaitait modifier certaines modalités du régime d'intéressement en liant l'atteinte des résultats aux objectifs des

divisions ou groupes plutôt qu'à ceux de l'entreprise. Cet élément constituant un point de rupture des négociations pour la partie syndicale, cet objectif n'a pu être atteint. À la suite du renouvellement des conventions collectives de travail, les modalités du régime d'intéressement demeurent en vigueur jusqu'au 31 décembre 2013 ou 2014, selon l'unité d'accréditation.

Selon le Transporteur, Hydro-Québec considère avoir globalement atteint les objectifs de négociation qu'elle s'était fixés, réalisant des gains appréciables, tant en ce qui a trait à la santé financière du régime de retraite qu'en ce qui concerne le maintien d'un bon climat de relations du travail. Ainsi, l'entente a permis :

- De limiter l'augmentation moyenne des paramètres salariaux à l'inflation prévisible (2,0 %) sur la période visée;
- D'assurer la récupération des cotisations patronales versées au Régime de retraite d'Hydro-Québec en excédent des cotisations régulières, et ce, à même les surplus futurs du régime;
- D'améliorer la santé financière du régime de retraite par le biais d'une hausse permanente des cotisations salariales des employés. L'effet positif de cette modification résultera, à terme, en une diminution des charges d'exploitation reliées au régime de retraite.

La Régie prend note du fait que les objectifs ayant trait au régime d'intéressement n'ont pu être atteints. Étant donné les responsabilités particulières du Transporteur en tant que gestionnaire de son réseau, la Régie juge nécessaire de faire le point sur les préoccupations qu'elle avait formulées dans ses décisions antérieures. À cette fin, elle entend procéder à l'examen, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, des exigences réglementaires applicables aux gestionnaires des autres réseaux de transport.

Coût de retraite

Le Coût de retraite passe d'un montant de 47,5 M\$ en 2007 à 27,8 M\$ pour l'année de base 2008 et à 28,2 M\$ pour l'année témoin projetée 2009. Le Transporteur explique la baisse du coût de retraite au cours de la période 2006-2008 principalement par la variation des taux d'intérêt à long terme constatée sur les marchés entre 2007 et 2009.

Budget spécifique

Dans le dernier dossier tarifaire¹³, la Régie a accordé un budget spécifique additionnel de 15 M\$ pour réaliser les activités nécessaires au maintien du niveau de fiabilité et de qualité du service attendu, à la protection de l'environnement et aux travaux en efficacité énergétique. Pour l'année témoin 2009, le Transporteur demande à la Régie de lui reconnaître un budget spécifique additionnel de 5 M\$ par rapport à l'année de base 2008.

Maîtrise de la végétation

Pour l'année témoin 2009, le Transporteur demande à la Régie de lui reconnaître un budget spécifique de 2,5 M\$ pour les activités de maîtrise de la végétation, en hausse de 0,5 M\$ par rapport à l'année de base 2008.

Le Transporteur vise à réduire le nombre de ses emprises caractérisées par une accessibilité difficile ou réduite.

La superficie planifiée est de 3 500 hectares en 2008 et de 4 500 hectares en 2009. Le Transporteur souligne que les coûts unitaires varient de manière importante selon le type d'intervention.

Protection de l'environnement

Pour l'année témoin 2009, le Transporteur demande à la Régie de lui reconnaître un budget spécifique de 2,5 M\$ pour la protection de l'environnement, en hausse de 0,5 M\$ par rapport à l'année de base 2008.

Dans la dernière demande tarifaire, le Transporteur a souligné qu'à la suite d'un diagnostic des systèmes de récupération d'huile protégeant l'appareillage électrique, des priorités ont été établies afin d'améliorer l'état de ces équipements. À la suite d'une analyse plus approfondie d'un des projets visés en 2008, soit celui touchant le poste Némiscau, un montant de 1 M\$ a pu être transféré au budget des investissements, les travaux liés étant capitalisables.

¹³ R-3640-2007.

De plus, des efforts de caractérisation devaient être déployés afin d'établir systématiquement l'état des sites et d'évaluer l'envergure des interventions devant y être réalisées. En moyenne, 20 sites par année doivent faire l'objet d'une caractérisation. Le Transporteur mentionne que huit études de caractérisation et deux décontaminations des sols sont complétées sur les 33 planifiées.

Efficacité énergétique

Pour l'année témoin 2009, le Transporteur demande à la Régie de lui reconnaître un budget spécifique de 1,2 M\$ pour la réalisation de travaux liés à l'efficacité énergétique.

Pour l'année 2008, le Transporteur a décidé de consacrer ses efforts à la réalisation d'un projet pilote afin d'en préciser les divers paramètres techniques en vue d'un déploiement optimal du programme en 2009. Les actions suivantes sont en cours de réalisation en 2008 :

- Implantation de mesures touchant l'éclairage intérieur au Laboratoire Grande Puissance de l'IREQ et dans cinq installations et diagnostic préliminaire dans neuf autres installations;
- Réalisation d'un projet pilote dans une installation;
- Mise à jour du programme en efficacité énergétique selon les coûts/bénéfices obtenus par le projet pilote.

Le Transporteur s'est engagé à élaborer et mettre en application un plan d'action pour réduire la consommation énergétique de ses bâtiments. Globalement, le programme en efficacité énergétique générera des économies estimées à 36,2 GWh/an et nécessitera une enveloppe globale aux charges d'exploitation de l'ordre de 16 M\$, dont 1,2 M\$ pour 2009.

Maintenance

Les activités de maintenance permettent d'assurer la disponibilité, la fiabilité et la pérennité des équipements du réseau de transport d'électricité. Pour l'année témoin 2009, le Transporteur demande à la Régie de lui reconnaître un budget spécifique de 13,8 M\$ pour les activités de maintenance. Par rapport à l'année autorisée 2008, l'augmentation prévue en 2009 est de 8,8 M\$. Comparativement à l'année de base 2008, la hausse est de 4,0 M\$.

Le Transporteur a alloué un montant de 9,8 M\$ du budget spécifique pour ses activités de maintenance en 2008. Il a dû faire face à un contexte marqué par un parc d'équipement vieillissant, des équipements récemment installés comportant des défauts de fabrication, des cas de vieillissement prématuré de certaines composantes et une sur utilisation de certains équipements. Cette situation a entraîné une augmentation des avis de maintenance et autres travaux non récurrents à traiter en 2008 et explique la réallocation des sommes du budget spécifique pour prioriser les activités de maintenance.

L'ACEF de Québec n'est pas convaincue du bien-fondé de la hausse du budget spécifique en 2009. La Régie devrait évaluer la pertinence de tels budgets spécifiques en considérant de manière intégrée l'activité de maintenance. Selon l'intervenante, il ne faut pas encourager l'approche par budget spécifique mais plutôt viser une approche intégrée où les interactions entre les différentes dépenses et formes d'investissements sont prises en compte, ainsi que les contraintes qui empêchent la pleine atteinte des objectifs et du déploiement des ressources requises.

OC et S.É./AQPLA recommandent à la Régie d'accepter en totalité la demande du Transporteur concernant le budget spécifique de 20 M\$.

L'UMQ mentionne qu'il est difficile, voire impossible, de se faire une idée du budget global consacré à ces dépenses. L'intervenante soumet que la Régie ne devrait reconnaître à titre de budgets spécifiques que des initiatives, sous le contrôle du Transporteur, à durée déterminée, qui ne peuvent être menées à terme dans le cadre du budget déterminé par la formule globale.

La Régie accepte le budget spécifique proposé au montant de 20 M\$ en 2009, les mesures étant jugées nécessaires pour permettre le maintien du niveau de fiabilité et de qualité du service, l'atteinte des objectifs de protection de l'environnement et de ceux en efficacité énergétique.

La Régie note que le budget spécifique passe, sur une base cumulative, de 5 M\$ en 2007 à 25 M\$ pour l'année témoin projetée 2009, compte tenu des sommes déjà incluses dans les charges réelles 2007.

Pour le prochain dossier tarifaire, la Régie maintient les demandes formulées dans la décision D-2008-019¹⁴.

¹⁴ Dossier R-3640-2007, page 43.

Dans le dossier tarifaire 2011, le Transporteur devra présenter un bilan détaillé de ces activités depuis 2007. L'analyse devra permettre d'examiner les résultats atteints et de statuer sur la nécessité de maintenir le même niveau de dépenses dans le futur.

5.3.2 CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

Les principaux fournisseurs de services partagés du Transporteur sont le groupe Technologie, le Centre de services partagés (CSP) et les unités corporatives.

Les charges de services partagés représentent un montant de 295,3 M\$ pour l'année témoin 2009, soit une baisse de 78,5 M\$ ou 20,9 % par rapport à l'année historique 2007. Par rapport à l'année de base 2008, l'augmentation se chiffre à 1,5 M\$ ou 0,5 %.

Tableau 4
Évolution des charges de services partagés 2007-2009

(en millions de dollars)

	2007	2008	2009	Variation 2009 - 2007 année historique		Variation 2009 - 2008 année de base	
	année historique	année de base	année témoin	M\$	%	M\$	%
Groupe Technologie							
Télécommunications	152,7	91,5	89,0	(63,7)	-41,7%	(2,5)	-2,7%
Innovation	13,8	12,4	12,4	(1,4)	-10,1%	-	-
Informatique	17,9	16,8	17,5	(0,4)	-2,2%	0,7	4,2%
Rendement sur les actifs	15,2	1,8	2,6	(12,6)	-82,9%	0,8	44,4%
	199,6	122,5	121,5	(78,1)	-39,1%	(1,0)	-0,8%
Centre de services partagés							
Approvisionnement et services	98,7	101,8	102,4	3,7	3,7%	0,6	0,6%
Rendement sur les actifs	2,1	1,7	2,5	0,4	19,0%	0,8	47,1%
	100,8	103,5	104,9	4,1	4,1%	1,4	1,4%
Unités corporatives							
Services financiers	6,1	6,1	6,2	0,1	1,6%	0,1	1,6%
Sécurité	17,6	15,4	15,4	(2,2)	-12,5%	-	0,0%
Contentieux et autres	2,7	2,8	2,8	0,1	3,7%	-	0,0%
	26,4	24,3	24,4	(2,0)	-7,6%	0,1	0,4%
Hydro-Québec Équipement	11,5	8,5	9,0	(2,5)	-21,7%	0,5	5,9%
Hydro-Québec Production							
Maintenance et opération des installations	17,5	16,3	16,6	(0,9)	-5,1%	0,3	1,8%
Espaces nordiques	6,9	6,8	6,7	(0,2)	-2,9%	(0,1)	-1,5%
Autres	2,3	1,4	1,5	(0,8)	-34,8%	0,1	7,1%
	26,7	24,5	24,8	(1,9)	-7,1%	0,3	1,2%
Hydro-Québec Distribution							
Refacturation des espaces	9,5	9,7	9,9	0,4	4,2%	0,2	2,1%
Autres	1,3	0,8	0,8	(0,5)	-38,5%	-	0,0%
	10,8	10,5	10,7	(0,1)	-0,9%	0,2	1,9%
Ajustements divers et montants non répartis	(2,3)	0,0	0,0	2,3	-100,0%	-	0,0%
Total	373,5	293,8	295,3	(78,2)	-20,9%	1,5	0,5%

Tableau établi à partir de la pièce B-1-HQT-6, document 3, page 5.

La Régie observe que la baisse des charges de services partagés de 2007 à 2009 s'explique essentiellement par le transfert, le 1^{er} janvier 2008, des actifs de télécommunications spécialisées du réseau de transport, au montant de 74 M\$. Depuis cette date, les coûts associés au capital ne sont plus facturés au Transporteur par le groupe Technologie puisque les actifs de télécommunications spécialisées sont maintenant détachés des services partagés rendus par ce fournisseur et appartiennent au Transporteur qui les inscrit dans sa base de tarification.

Selon le Transporteur, la conclusion des ententes client-fournisseur de services partagés 2009 devait s'effectuer au cours de l'été 2008. Pour le groupe Technologie, le groupe

ressources humaines et services partagés (RHSP) ainsi que pour les unités corporatives, les charges projetées en 2009 sont basées sur les offres de services de ces fournisseurs. Pour les autres fournisseurs, la projection des charges de 2009 est basée sur les ententes de services de 2008, en tenant compte de l'inflation et d'un ajustement de la demande de services s'il y a lieu.

Groupe Technologie

Le Transporteur projette 121,5 M\$ de charges relatives au groupe Technologie pour l'année témoin 2009.

La facturation interne des services offerts par le groupe Technologie se fait à l'aide de taux ou montants forfaitaires et s'appuie sur une entente client-fournisseur approuvée par les deux parties contractantes. Cette entente est basée sur le coût complet du fournisseur sans marge bénéficiaire et est établie à l'aide d'une grille tarifaire.

La Régie accepte le budget proposé pour l'année témoin 2009.

Dans sa décision D-2008-019, la Régie demande au Transporteur de développer et maintenir un noyau d'expertise spécialisée en télécommunications dans ses propres effectifs :

« Pour être en mesure d'exercer un contrôle adéquat sur les services rendus par le groupe Technologie, tant au niveau de l'acquisition qu'au niveau de l'exploitation des actifs de télécommunications, le Transporteur doit développer et maintenir un noyau d'expertise spécialisée en télécommunications dans ses propres effectifs. Ces quelques ressources humaines spécialisées doivent être en mesure d'assurer une vigie de ce secteur, de bien conseiller le Transporteur sur les choix technologiques à retenir et d'effectuer un contrôle adéquat de leur performance et des coûts, sans toutefois créer un dédoublement inefficace des ressources. »¹⁵

En réponse à cette demande, le Transporteur fait état de la mise sur pied de comités directeurs où ses gestionnaires détiennent des pouvoirs d'approbation et d'orientation.

La Régie prend acte de la solution retenue par le Transporteur. La Régie comprend que l'inclusion de spécialistes dans les effectifs mêmes du Transporteur n'est pas prévue. L'objectif premier recherché par la décision D-2008-019 était que le Transporteur soit en

¹⁵ Décision D-2008-019, dossier R-3640-2007, page 70.

mesure de définir, en tout temps, les besoins stratégiques du réseau en matière de télécommunications. Pour la Régie, quel que soit le mode d'organisation interne retenu, ce sont les dirigeants du Transporteur qui demeurent imputables de la suffisance des moyens retenus et de leur coût.

Dans la décision précitée, la Régie statuait ainsi sur l'assujettissement des employés du groupe Technologie, qui ont accès aux données sensibles du Transporteur, aux règles de confidentialité prévues dans le Code de conduite du Transporteur :

« Les employés du groupe Technologie qui ont accès aux données sensibles du Transporteur doivent être assujettis aux mêmes règles de confidentialité que celles applicables aux employés du Transporteur. Le Transporteur doit être en mesure de démontrer que les exigences sont appliquées et respectées et le tout doit être documenté. La personne responsable du respect du Code de conduite du Transporteur devrait être désignée pour trancher tout litige en cas de conflit quant à l'application des règles de confidentialité. »¹⁶

La Régie comprend que la personne responsable de l'application du Code de conduite du Transporteur est également la personne responsable de l'application de ce code aux employés du groupe Technologie, dans la mesure où ces derniers traitent ou utilisent, dans le cadre de leur travail, des informations relevant de l'application du Code de conduite du Transporteur.

Par ailleurs, dans la décision D-2008-019, la Régie demandait que les mesures d'efficience du groupe Technologie dans le cadre de ses activités de télécommunications ne soient pas inférieures à celles applicables au Transporteur¹⁷.

Le Transporteur présente un suivi des différents indicateurs du groupe Technologie ainsi que son plan d'efficience et les résultats attendus de celui-ci. Selon le Transporteur, les gains qu'il en retire sont respectivement évalués à 1,8 M\$ et 2,7 M\$ pour les années 2008 et 2009 au niveau des coûts en provenance du groupe Technologie.

La Régie est satisfaite des mesures prises par le Transporteur pour assurer que les mesures d'efficience appliquées aux services reçus du groupe Technologie soient, au moins, équivalentes à celles appliquées par le Transporteur lui-même. **La Régie demande au Transporteur de continuer à faire rapport à cet égard dans les prochains dossiers tarifaires.**

¹⁶ Dossier R-3640-2007, page 70.

¹⁷ Dossier R-3640-2007, page 70.

Programme de sécurisation des installations

Le Transporteur prévoit un montant de 19,8 M\$ pour le programme de sécurisation des installations en 2009, représentant une hausse de 3,5 M\$ par rapport au montant autorisé en 2008. Par rapport au montant de base de 2008, il s'agit d'une hausse de 1,8 M\$.

Tableau 5
Évolution des charges de services partagés concernant
les activités de sécurisation 2007-2009

(en millions de dollars)

	2008	2007	2008	2009	Variation 2009 - 2008 autorisé		Variation 2009 - 2007 année historique	Variation 2009 - 2008 année de base
	autorisé D-2008-019	année historique	année de base	année témoin	M\$	%	%	%
Sécurisation des Installations								
Unité Corporative (Sécurité Industrielle)	12,7	14,7	12,5	12,5	(0,2)	-1,6%	-15,0%	-
HQ Équipement	-	1,6	-	-	-	-	-100,0%	-
Groupe Technologie	1,4	3,1	4,4	4,5	3,1	221,4%	45,2%	2,3%
HQ Production	-	0,1	-	-	-	-	-100,0%	-
Groupe ressources humaines et services partagés	2,2	-	-	-	(2,2)	-100,0%	-	-
Sécurité Cybernétique (Groupe Technologie)	-	-	1,1	2,8	2,8	-	-	154,5%
Total	16,3	19,5	18,0	19,8	3,5	21,5%	1,5%	10,0%

Tableau établi à partir des pièces B-1, HQT-6, document 3, page 15 et du dossier R-3640-2007, pièce B-1-HQT-6, document 1, page 16.

Le Transporteur prévoit en 2009 un montant de 12,5 M\$ pour des frais de gardiennage facturés par l'unité corporative, représentant une baisse de 2,2 M\$ par rapport au montant historique 2007. Cette baisse s'explique principalement par des recours supplémentaires, en 2007, à des firmes de sécurité externes.

Pour pallier aux risques liés à la sécurité cybernétique, des mesures accrues ont été prises par le groupe Technologie depuis 2008. Les coûts projetés pour 2009 sont de 2,8 M\$, en hausse de 1,7 M\$ par rapport à l'année de base 2008.

La Régie reconnaît les frais de sécurisation des installations de 19,8 M\$ pour l'année témoin 2009.

5.3.3 COÛTS CAPITALISÉS

Les coûts capitalisés, au montant de 109,3 M\$ pour l'année témoin 2009, sont déduits des charges brutes directes et des charges brutes de services partagés, afin d'imputer aux immobilisations corporelles et aux actifs incorporels en cours du Transporteur leur juste part des coûts encourus. Ainsi, ces coûts seront rajoutés à la base de tarification une fois les projets mis en exploitation.

La Régie reconnaît un montant de 109,3 M\$ au titre des coûts capitalisés pour l'année témoin 2009.

5.3.4 CONCLUSION SUR LES CNE

Le Transporteur demande à la Régie d'autoriser un montant global des CNE de 679,3 M\$ pour l'année témoin 2009. La croissance des CNE entre l'année autorisée 2008 et 2009 est de 19,2 M\$ ou 2,9 %. Selon le Transporteur, les éléments essentiels de cette croissance sont présentés au tableau suivant :

Tableau 6
Croissance des CNE de 2008 à 2009

<i>(en millions de dollars)</i>	<i>Écart entre l'année témoin 2009 et la D-2008-019</i>
Charges nettes d'exploitation	19,2
Coût de retraite	(10,2)
Inflation	16,1
Gains d'efficience	(6,0)
Croissance du réseau	8,9
Organismes de réglementation (ONÉ, NERC-NPCC)	3,0
Sécurisation (incluant la sécurité cybernétique)	2,4
Ajout du budget spécifique en 2009	5,0

Tableau établi à partir de la pièce B-1-HQT-6, document 1, page 6.

Selon l'AQCIÉ/CIFQ, l'intérêt public commande, pour l'année 2009-2010, d'être très prudent au niveau de la hausse du revenu requis du Transporteur. À cet effet, l'intervenant recommande que la hausse des CNE hors charges de retraite soit limitée à 2 %, pour un total de 663 M\$.

La FCEI demande au Transporteur de respecter son engagement de juillet 2006 de limiter la croissance des CNE à 2 % par année à partir de 2007. Elle recommande de limiter le niveau des CNE 2009 à celui autorisé par la Régie en 2008, soit 660,1 M\$.

OC propose à la Régie de reconnaître un montant global de 660 M\$ pour les CNE 2009.

L'UMQ recommande de réduire de 10,0 M\$ le montant total des CNE proposé par le Transporteur pour 2009, le portant ainsi à 669,3 M\$ pour 2009. Ce montant est basé, entre autres, sur le fait que le Transporteur n'a pas tenu compte du taux des postes non comblés dans le calcul de la masse salariale.

La Régie apprécie le niveau des CNE proposé par le Transporteur en tenant compte de la preuve au dossier, incluant les commentaires et propositions des intervenants. Elle s'inspire des approches utilisées dans le passé pour juger du caractère raisonnable de ces charges.

En continuité avec les décisions antérieures, la Régie se prononce sur le niveau global des charges nécessaires pour assumer la prestation du service¹⁸. Elle considère que le niveau des activités du Transporteur doit être pris en compte pour juger des ressources requises pour assurer la prestation du service et le maintien d'un niveau adéquat de qualité et de fiabilité du service.

Dans le présent dossier, la Régie utilise, aux fins de l'établissement des CNE 2009, les résultats de l'année historique 2007.

La Régie est satisfaite de la démarche d'efficience déployée par le Transporteur à compter de l'exercice 2008, laquelle se poursuit en 2009.

Dans la présente décision, la Régie utilise, de plus, dans son appréciation, les résultats découlant de l'application de la formule paramétrique.

¹⁸ L'article 49 de la Loi.

Tableau 7
Évaluation des charges nettes d'exploitation pour 2009
à l'aide de la formule paramétrique

(en millions de dollars)

	<i>M's</i>	<i>Réf.</i>
Année Historique 2007	733,6	¹
Correction pour les charges de retraite 2007	-47,5	²
Sous-Total	<u>686,1</u>	
Inflation 2008 (2 %)	13,7	
Croissance 2008	5,0	³
Ajustement correspondant au transfert du groupe Technologie	-80,3	⁴
Inflation 2009 (2 %)	<u>12,4</u>	
Croissance 2009	8,9	⁵
Charges de retraite 2009	28,2	⁶
Sous-Total 2009 Application de la formule paramétrique (IPC+Croissance)	<u>674,0</u>	
Productivité 2008 (1 %)	-6,2	⁷
Productivité 2009 (1 %)	-6,4	⁷
Total 2009, formule paramétrique incluant productivité	<u><u>661,4</u></u>	

Références:

¹ Pièce B-1-HQT-5, document 1, page 3

² Pièce B-1-HQT-6, document 2, page 7

³ Pièce B-1-HQT-6, document 2, pages 23-24 et B-1-HQT-9, document 1, page 27 (le montant applicable pour l'année 2008 a été établi en considérant le niveau de mise en service totalisant 382 M\$.

⁴ Pièce B-1-HQT-6, document 3.1, page 32

⁵ Pièce B-1-HQT 6, document 1, page 10 et HQT-6, document 2, pages 23-24

⁶ Pièce B-1-HQT-6, document 2, page 7

⁷ Pièce B-1-HQT-6, document 1, page 9

Pour l'année 2009, l'application des deux premiers éléments de l'approche globale de type paramétrique, soit l'inflation et la croissance du niveau d'activité du Transporteur, aux données de l'année historique 2007 permet un budget à hauteur de 674 M\$ en 2009. Au-delà

de ce montant, les charges additionnelles sont susceptibles d'exercer une pression à la hausse sur les coûts unitaires de transport en dollars constants.

Les gains associés au paramètre d'efficacité de 1 % par an totalisent 12,6 M\$ sur 2 ans, ramenant ainsi le total découlant de la formule paramétrique à 661,4 M\$.

Au présent dossier, les charges proposées par le Transporteur totalisent 679,3 M\$, dont 20 M\$ pour le budget spécifique. Ces charges excèdent de 5,3 M\$ le montant qui serait compatible avec l'absence de pression à la hausse sur les coûts unitaires de transport selon l'approche paramétrique. Cependant, compte tenu des efforts d'efficacité déployés et des sommes reconnues pour le budget spécifique en 2009, la Régie juge cet écart acceptable.

Considérant l'ensemble de la preuve et les motifs ci-haut exprimés, la Régie juge que le niveau des CNE proposé par le Transporteur pour l'année 2009 est raisonnable. La Régie autorise un montant global de 679,3 M\$ pour les CNE pour l'année témoin 2009.

5.4 AUTRES CHARGES

Le Transporteur projette, pour l'année témoin 2009, un montant de 931,1 M\$ au titre des Autres charges, ce qui représente une augmentation de 142,1 M\$ comparativement au montant autorisé de 2008. Par rapport au montant historique de 2007, l'écart se chiffre à 173,5 M\$, soit 22,9 %.

Tableau 8
Évolution des Autres charges 2007-2009

(en millions de dollars)

	2008	2007	2008	2009	Variation 2009 - 2008 autorisé		Variation 2009 - 2007	Variation 2009 - 2008
	autorisé	année	année	année			année	année de base
	D-2008-019	historique	de base	témoin	M\$	%	historique	%
Achats de services de transport	20,0	19,8	20,0	20,0	-	0,0%	1,0%	0,0%
Achats d'électricité	6,3	6,5	6,6	7,1	0,8	12,7%	9,2%	7,6%
Amortissement								
Immobilisations corporelles et actifs incorporels	617,7	530,5	620,6	637,4	19,7	3,2%	20,2%	2,7%
Autres	41,3	38,6	30,1	178,7	137,4	332,7%	363,0%	493,7%
	659,0	569,1	650,7	816,1	157,1	23,8%	43,4%	25,4%
Taxes								
Taxes sur le capital	63,5	82,9	63,0	44,6	(18,9)	-29,8%	-46,2%	-29,2%
Taxes sur les services publics	70,8	68,2	70,6	73,1	2,3	3,2%	7,2%	3,5%
Taxes municipales et scolaires	12,0	11,1	12,0	11,9	(0,1)	-0,8%	7,2%	-0,8%
	146,3	162,2	145,6	129,6	(16,7)	-11,4%	-20,1%	-11,0%
Autres revenus de facturation interne	(42,6)	0,0	(41,9)	(41,7)	0,9	-2,1%	-	-0,5%
Total	789,0	757,6	781,0	931,1	142,1	18,0%	22,9%	19,2%

Tableau établi à partir des pièces B-1-HQT-5, document 1, page 3; B-1-HQT-6, document 7, page 5 et du dossier R-3640-2007, pièce B-50-HQT-5, document 1, page 4.

5.4.1 ACHATS DE SERVICES DE TRANSPORT

Le montant projeté pour l'année témoin 2009 au titre des Achats de services de transport est de 20,0 M\$.

Société de Transmission électrique Cedars Rapids Limitée (CRT)

Le Transporteur rappelle que CRT est une entreprise œuvrant dans le domaine du transport d'énergie au Canada. Elle possède et exploite une ligne d'interconnexion entre le poste de la centrale Les Cèdres au Québec, la ville de Cornwall en Ontario et le réseau nord-est américain. Le réseau de Cornwall Electric est raccordé à la ligne de CRT et le réseau de transport de CRT est synchronisé à celui de l'état de New York.

Depuis le 1^{er} mai 1997, le réseau de transport de CRT figure au nombre des réseaux de transport ouverts au transit de gros. Il répond à toutes les exigences des organismes réglementaires pertinents. Selon le Transporteur, un contrat de service de transport intitulé le « *Cedars Rapids Transmission Company Limited Open Access Transmission Tariff* »

(CRT-OATT) satisfait aux ordonnances de la FERC en matière d'accès non discriminatoire et de réciprocité. Par ailleurs, l'établissement de la tarification du service de transport inclus dans ce contrat satisfait aux mécanismes édictés par la FERC.

À compter du 1^{er} octobre 2008, CRT pourra accepter également les transactions d'électricité en import vers le Québec via un nouveau chemin, connu sous l'appellation DEN-HQT (pour Dennison).

Le Transporteur effectue une réservation en import et en export de 325 MW pour une durée de 5 ans afin de préserver son droit de renouvellement futur sur le réseau de CRT. Puisqu'il est le seul client du réseau CRT, il doit assumer la totalité des revenus requis. Pour les clients du Transporteur, cette capacité de transport prend la forme d'un chemin intégré à l'offre de service de transport du Transporteur et permet d'éviter l'empilement du tarif de CRT à celui du Transporteur.

À compter du 1^{er} janvier 2009, le tarif de CRT est de 8,99 \$/kW/an. Ce tarif est calculé en considérant un rendement sur la base de tarification fondé sur le même coût moyen pondéré du capital que celui applicable au Transporteur, soit 7,610 %. De plus, il tient compte des réservations prévues pour l'année 2009.

Afin d'établir le coût facturé à un client du service de transport, CRT tient compte du tarif applicable au service utilisé, de la capacité réservée par le client et d'un taux de pertes de 1,6 %. Ainsi, dans le cas du Transporteur, la facture de l'année 2009 pour une réservation de 650 MW est de 5,9 M\$. Ce montant est en baisse par rapport aux montants de l'année historique 2007 et de l'année de base 2008 qui s'établissent respectivement à 6,2 M\$ et 6,1 M\$.

La Régie accepte la proposition du Transporteur d'intégrer à la détermination de son revenu requis le coût afférent au contrat de service de transport conclu avec CRT. Elle demande au Transporteur d'ajuster, conformément à l'article 5.1 du Code de conduite¹⁹, le montant de 5,9 M\$ correspondant à l'achat de services de transport auprès de son affiliée CRT en fonction d'un taux de rendement ne dépassant pas celui autorisé pour le Transporteur dans le présent dossier.

¹⁹ Approuvé par la décision D-2004-122, dossier R-3401-98, 17 juin 2004.

Rio Tinto Alcan

Le Transporteur demande d'inclure un montant de 11,8 M\$ à son revenu requis pour l'année 2009 pour les achats de transit sur le réseau d'Alcan, soit le même montant qu'en 2008.

Le Transporteur utilise un service de transport fourni par Rio Tinto Alcan pour alimenter les charges du Distributeur dans la région du Saguenay – Lac Saint-Jean qui ne peuvent l'être directement par le réseau du Transporteur. Ce service est payé à Rio Tinto Alcan par le Transporteur en vertu de deux contrats.

Le premier, un contrat de location de deux lignes de Rio Tinto Alcan, pour un montant annuel de 1,2 M\$, se termine le 31 décembre 2008. Pour l'année témoin 2009, le Transporteur prévoit que ce contrat de location sera reconduit aux mêmes conditions. Le Transporteur indique que le contrat de location de lignes n'est pas un contrat de transport sous l'article 85.15 de la Loi, puisque le propriétaire de ces actifs ne lui fournit pas un service de transport du point X au point Y.

Le contrat de service de transport, pour sa part, est échu depuis le 31 décembre 2006 et selon le Transporteur, des négociations sont en cours en vue de son renouvellement. La plupart des modalités du contrat à venir ont été convenues entre les parties, mais certains éléments de prix restent à établir. Dans l'interim, le Transporteur et Rio Tinto Alcan ont convenu de continuer d'appliquer les dispositions du contrat échu jusqu'à la signature du nouveau contrat. Pour l'année témoin 2009, un montant de 10,6 M\$ est prévu à ce titre, sur la base du maintien de l'application provisoire du contrat de service de transport qui a pris fin le 31 décembre 2006. Par ailleurs, une application rétroactive du contrat est prévue au 1^{er} janvier 2007. Conformément à l'article 85.15 de la Loi, ce nouveau contrat de service de transport sera soumis à la Régie pour approbation.

La Régie accepte le montant de 11,8 M\$ pour le service de transport fourni par Rio Tinto Alcan en 2009.

La Régie prend acte que des négociations sont en cours entre Rio Tinto Alcan et le Transporteur pour le renouvellement du contrat de service de transport et que ce contrat sera déposé, pour approbation par la Régie, tel que prévu à la Loi.

La Régie note qu'il s'agit du troisième dossier tarifaire où le Transporteur mentionne que des négociations sont en cours pour renouveler le contrat de service de transport échu depuis décembre 2006.

La Régie demande au Transporteur de déposer, dans les 15 jours suivant la présente décision, l'entente confirmant que le contrat de transport, échu depuis le 31 décembre 2006, continue de s'appliquer jusqu'à son renouvellement.

Concernant le contrat de location de lignes, la Régie ne juge pas suffisantes les informations fournies en preuve pour être en mesure de statuer s'il s'agit ou non d'un contrat devant faire l'objet d'une approbation par la Régie en vertu de l'article 85.15 de la Loi. **La Régie considère que cette question devra être abordée dans le cadre du dossier qui portera sur l'approbation du contrat de service de transport avec Rio Tinto Alcan.**

La Régie demande au Transporteur de déposer, dans les 15 jours suivant la présente décision, l'entente confirmant que le contrat de location, échu depuis le 31 décembre 2008, continue de s'appliquer jusqu'à son renouvellement.

5.4.2 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

Les Achats d'électricité représentent l'usage interne d'électricité par le Transporteur, tel qu'il lui est facturé par le Distributeur, sur la base de la consommation réelle mesurée. Les Achats d'électricité au montant de 7,1 M\$ en 2009 sont en progression de 0,6 M\$ depuis l'année historique 2007.

La Régie accepte le montant de 7,1 M\$ projeté par le Transporteur pour l'année témoin 2009 pour les Achats d'électricité.

5.4.3 AMORTISSEMENT

Les charges d'amortissement sont établies conformément aux conventions comptables résumées à la pièce B-1-HQT-4, document 2 et à la méthode d'amortissement du Transporteur reconnue dans la décision D-2002-95.

Le montant projeté de ces charges évolue en fonction de l'âge moyen des actifs du Transporteur. Pour l'année témoin 2009, les charges d'amortissement s'élèvent à 816,1 M\$. Au cours de la période 2007-2009, cette charge s'est accrue de 247,0 M\$ ou de 43,0 %, dont 150,2 M\$ découlant de la sortie d'immobilisations corporelles (actifs réglementaires) et 63,4 M\$ découlant de l'intégration des actifs de télécommunications spécialisées à la base de tarification du Transporteur en 2008.

La Régie accepte le montant projeté par le Transporteur pour l'année témoin 2009, pour les charges d'amortissement, sous réserve des ajustements à apporter, compte tenu des dispositions incluses dans la présente décision.

5.4.4 TAXES

Le montant projeté des taxes applicables au service de transport s'établit à 129,6 M\$ pour l'année témoin 2009. Ce montant représente une baisse de 16,7 M\$ ou de 11,4 % par rapport au montant autorisé en 2008. Ces charges sont constituées de la taxe sur le capital pour 44,6 M\$, de la taxe sur les services publics pour 73,1 M\$ et des taxes municipales et scolaires pour 11,9 M\$.

La diminution des Taxes est principalement due à la baisse du taux d'imposition du capital versé qui passe de 0,49 % en 2007 à 0,36 % en 2008 et à 0,24 % en 2009.

La Régie accepte le montant projeté par le Transporteur pour l'année témoin 2009 pour les taxes, sous réserve des ajustements à apporter, compte tenu des dispositions incluses dans la présente décision.

5.4.5 AUTRES REVENUS DE FACTURATION INTERNE

Cette rubrique représente les revenus de facturation interne reliés à l'acquisition des actifs de télécommunications. Pour l'année témoin projetée 2009, le montant de ces revenus s'élève à 41,7 M\$.

Le Transporteur indique qu'il présente cette rubrique en diminution des Autres charges puisque le coût complet du Transporteur pour ce produit comprend exclusivement des charges reliées aux actifs de télécommunications, soit des amortissements, des taxes et des frais financiers. Il ne serait pas cohérent de réduire les charges d'exploitation de ces revenus puisqu'aucune charge d'exploitation n'est incluse dans ce coût complet.

La Régie accepte le montant projeté par le Transporteur pour l'année témoin 2009 pour les Autres charges, sous réserve des ajustements à apporter, compte tenu des dispositions incluses dans la présente décision.

5.5 FRAIS CORPORATIFS, INTÉRÊTS DÉCOULANT DU REMBOURSEMENT GOUVERNEMENTAL ET FACTURATION EXTERNE

Pour l'année témoin projetée 2009, les Frais corporatifs s'élèvent à 37,4 M\$. La répartition des frais corporatifs est effectuée selon la méthode autorisée par la Régie dans la décision D-2005-50.

Les Intérêts reliés au remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998, sont attribués de façon spécifique au Transporteur et au Distributeur dans des proportions correspondant à leur quote-part respective, afin d'éviter que d'autres divisions d'Hydro-Québec n'en bénéficient indûment. Pour l'année témoin projetée 2009, le montant d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental s'élève à 4,4 M\$ pour le Transporteur.

La Facturation externe émise par le Transporteur permet de réduire le coût de service du Transporteur. Elle se chiffre à 1,9 M\$ pour l'année témoin projetée 2009. Elle correspond à des revenus d'importance mineure, externes à Hydro-Québec, provenant principalement de la location de terrains et de bâtiments, d'emprises de lignes et de pylônes à des entreprises de télécommunications.

La Régie accepte les montants projetés par le Transporteur, pour l'année témoin 2009, de 37,4 M\$ pour les frais corporatifs, de 4,4 M\$ pour les intérêts reliés au remboursement gouvernemental et de 1,9 M\$ pour les revenus de facturation externe.

6. BASE DE TARIFICATION

6.1 DEMANDE DU TRANSPORTEUR D'ÊTRE RELEVÉ DE L'APPLICATION DES ÉLÉMENTS DE CERTAINES DÉCISIONS ANTÉRIEURES DE LA RÉGIE

6.1.1 DEMANDE DU TRANSPORTEUR D'ÊTRE RELEVÉ DE L'OBLIGATION DE FOURNIR, DANS SON RAPPORT ANNUEL, LES RAPPORTS DE TRANSÉNERGIE AU NPCC

Le Transporteur demande à la Régie d'être relevé de l'obligation inscrite dans la décision D-2002-175²⁰ de la Régie de déposer, dans son rapport annuel en vertu de l'article 75 de la Loi, les rapports fournis par le Transporteur au NPCC. Au soutien de sa demande, le Transporteur fait valoir que les relations avec des organismes reconnus en matière de fiabilité, comme le NERC et le NPCC, relèvent maintenant du coordonnateur de la fiabilité, que la Régie a désigné par sa décision D-2007-95.

Ainsi, le Transporteur fait valoir qu'il est plus opportun, pour le coordonnateur de la fiabilité, de fournir à la Régie, le cas échéant, les renseignements requis en vertu de la décision D-2002-175.

Dans la décision D-2002-175, la Régie a établi la liste de renseignements que le Transporteur devait fournir dans son rapport annuel à la Régie en vertu du paragraphe 5 de l'article 75 de la Loi.

Depuis cette décision, la Loi a été amendée de façon à permettre à la Régie de désigner un coordonnateur de la fiabilité au Québec²¹. Ainsi, dans sa décision D-2007-95, la Régie a désigné la direction Contrôle des mouvements d'énergie (Direction CMÉ) du Transporteur comme coordonnateur de la fiabilité au Québec. Dans cette même décision, la Régie précise également que le coordonnateur de la fiabilité doit déposer toutes les données jugées nécessaires par la Régie :

« Afin que la Régie puisse adéquatement remplir le mandat confié par le législateur, la Régie doit obtenir du coordonnateur de la fiabilité, en temps opportun, toutes les données qu'elle jugera utiles à cette fin. Ainsi, le coordonnateur de la fiabilité devra transmettre toutes les données que la Régie jugera nécessaires à l'exercice de ses nouveaux pouvoirs relatifs à la fiabilité. »

²⁰ Dossier R-3482-2002.

²¹ L.Q. 2006, c. 46.

À ce jour, la Régie n'a pas déterminé, par une ordonnance ou autrement, les données qui doivent faire l'objet d'un dépôt par le coordonnateur de la fiabilité.

Dans ce contexte, la Régie juge que la demande du Transporteur est prématurée. En effet, la Régie est d'avis qu'il est préférable d'établir d'abord la liste des données que devra transmettre le coordonnateur de la fiabilité avant de décider de l'opportunité de relever le Transporteur des exigences de dépôt contenues dans la décision D-2002-175.

D'ici là, le Transporteur devra continuer à respecter les exigences de dépôt concernant les renseignements fournis au NPCC, conformément à la décision D-2002-175, tel qu'il l'a fait dans le cadre de son rapport annuel 2007.

6.1.2 DEMANDE DU TRANSPORTEUR D'ÊTRE RELEVÉ DE L'APPLICATION DES ÉLÉMENTS DE CERTAINES DÉCISIONS ANTÉRIEURES DE LA RÉGIE

Au paragraphe 22 de sa requête, le Transporteur fait la demande suivante à la Régie :

« Hydro-Québec demande à la Régie d'être relevée de l'application des éléments de certaines décisions antérieures de la Régie lui ordonnant de fournir des informations fondées sur des données réelles, relativement aux ajouts à la base de tarification de l'année témoin projetée, pour les motifs invoqués à la pièce HQT-7, Document 1. »

Le Transporteur fait référence aux exigences de la Régie quant à la justification du coût complet pour Hydro-Québec Équipement (HQÉ) lors de l'inclusion des coûts à la base de tarification contenues dans les décisions D-2003-68 (Toulnostouc), D-2003-214 (Waskaganish), D-2005-50 (dossier tarifaire 2005), D-2005-119 (poste Arnaud), D-2005-142 (Matapédia), D-2006-25 (Péribonka), D-2007-08 (dossier tarifaire 2007) et D-2007-18 (Wemindji).

Le Transporteur demande également d'être relevé des exigences portant sur la justification des coûts réels des projets, notamment dans les décisions D-2006-25 (Péribonka), D-2006-36 (Chutes Allard/Rapides-des-Cœurs) et D-2008-030 (Chénier Outaouais).

Le Transporteur rappelle que la Régie a jugé satisfaisantes les informations déposées pour les coûts relatifs au raccordement de la centrale de Toulnostouc. Comme le groupe HQÉ est assujéti aux mêmes règles de gestion financière que le Transporteur et toutes les autres unités d'Hydro-Québec, la comptabilisation de ses coûts observe la même rigueur et est

sujette aux mêmes contrôles internes et à une vérification indépendante aux fins des états financiers de l'entreprise.

Comme les coûts de tous les projets du Transporteur sont établis de la même façon que ceux relatifs au raccordement de la centrale de la Toulmoustou, dont la Régie s'est déclarée satisfaite, le Transporteur soumet que leur intégration complète à la base de tarification peut être prise en compte sans qu'il soit nécessaire d'en effectuer une démonstration a posteriori dans le cadre d'une demande tarifaire.

Le Transporteur ajoute qu'il ne cherche pas à être complètement relevé de son obligation de présenter à la Régie les renseignements de suivi qui sont généralement requis par la décision autorisant les projets d'investissements. Il cherche plutôt à éliminer le dédoublement de preuve relativement aux informations quant aux ajouts à la base de tarification qui se retrouvent à la fois dans le rapport annuel et au dossier tarifaire.

Selon le Transporteur, les renseignements contenus au rapport annuel sont suffisants pour permettre à la Régie d'assurer un suivi efficace des coûts réels et des échéances de chaque projet et d'obtenir, sur la foi des renseignements ainsi fournis dans les rapports annuels, un degré de confiance raisonnable afin de reconnaître, lorsque l'inclusion à la base de tarification est demandée, le caractère utile et prudemment acquis des actifs.

Le Transporteur fait également valoir que la règle du précédent ne s'applique pas aux tribunaux administratifs. Il apparaît donc loisible, pour la présente formation de régisseurs, de modifier, pour l'avenir, la règle de suivi établie par une autre formation de la Régie. Autrement, aucune règle précédemment fixée par la Régie pour l'établissement des tarifs, comme celles applicables à la répartition des coûts ou de la structure tarifaire, ne pourrait jamais être changée.

La Régie ne peut donner suite à la demande du Transporteur d'être relevé entièrement de certaines exigences contenues dans les décisions précitées.

Les exigences relatives à la justification des coûts réels dans les dossiers tarifaires ne peuvent être assimilées à une forme de suivi qui pourrait faire l'objet d'une modification par une autre formation. Ces exigences spécifiques ont été jugées nécessaires par les régisseurs chargés d'examiner les projets d'investissements en question, compte tenu de la preuve du Transporteur déposée au soutien de ses demandes. Ce type d'exigences ne peut faire l'objet d'une modification ou d'une annulation, sans passer par la voie d'une demande en révision sous l'article 37 de la Loi.

Cependant, la présente formation considère qu'elle peut statuer sur le respect des exigences pour les projets qui sont terminés et inclus dans la base de tarification. Au 31 décembre 2007, les projets autorisés dans les décisions D-2003-214 (Waskaganish) et D-2005-119 (Poste Arnaud) font partie de cette catégorie.

Concernant ces projets, le Transporteur confirme, au présent dossier, que la méthodologie appliquée est la même que celle présentée dans le projet Toulmoustou et acceptée dans la décision D-2008-019. La présente formation accepte la justification des coûts de HQÉ basée sur l'application du coût complet, telle qu'établie pour le projet Toulmoustou dans le dossier R-3640-2007. En conséquence, la Régie considère que le Transporteur s'est acquitté de son obligation à l'égard des exigences formulées par la Régie dans les décisions D-2003-214 et D-2005-119.

Pour les autres projets dont la mise en service n'était pas complétée au 31 décembre 2007, le Transporteur devra demander à la Régie la reconnaissance de leur caractère prudemment acquis et utile, au cas par cas, dans les dossiers tarifaires à venir.

6.2 ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION

Le Transporteur projette, pour l'année témoin 2009, une base de tarification selon la moyenne des 13 soldes de 16 217,3 M\$.

Comparée à la base de tarification de l'année autorisée 2008 établie à 16 018,1 M\$, la progression se chiffre à 199,2 M\$, soit 1,2 %. Par rapport à l'année historique 2007, l'augmentation de la base de tarification est de 1 234,3 M\$, soit 8,2 %.

Le tableau de la page suivante présente l'évolution de la base de tarification depuis 2007.

Tableau 9
Évolution de la base de tarification 2007-2009

(en millions de dollars)	2008	2007	2008	2009	Variation 2009 - 2008 autorisé		Variation 2009 - 2007	Variation 2009 - 2008
(moyenne des 13 soldes)	autorisé D-2008-019	année historique	année de base	année témoin	MS	%	année historique	année de base
Base de tarification								
Immobilisations corporelles en exploitation								
Postes	8 457,1	8 156,5	8 325,5	8 755,9	298,8	3,5%	7,3%	5,2%
Lignes	5 706,3	5 548,9	5 605,5	5 633,9	(72,4)	-1,3%	1,5%	0,5%
Autres actifs de réseau	239,5	170,1	267,4	284,9	45,4	19,0%	67,5%	6,5%
Actifs de soutien	284,5	301,3	308,8	312,1	27,6	9,7%	3,6%	1,1%
Télécommunications	611,5		535,8	634,3	22,8	3,7%		18,4%
Mises en exploitation réduites	(3,6)							
	15 295,3	14 176,8	15 043,1	15 621,1	325,8	2,1%	10,2%	3,8%
Actifs incorporels								
Servitudes	311,9	311,3	314,5	314,8	2,9	0,9%	1,1%	0,1%
Logiciels	75,1	71,1	60,7	55,1	(20,0)	-26,6%	-22,4%	-9,2%
Autres	2,1	3,0	2,2	1,3	(0,8)	-36,8%	-55,2%	-39,1%
Télécommunications	8,7							
	397,8	385,4	377,4	371,3	(26,5)	-6,7%	-3,7%	-1,6%
Dépenses non amorties et autres actifs								
Actif au titre des prestations constituées	135,1	151,5	137,6	167,6	32,5	24,0%	10,6%	21,8%
Passif au titre des prestations constituées	(102,5)	(88,6)	(97,2)	(106,9)	(4,4)	4,3%	20,6%	10,0%
Actifs réglementaires	88,8	125,4	113,4	20,5	(68,3)	-76,9%	-83,6%	-81,9%
Frais de développement et autres frais reportés	(38,9)	(20,0)	(72,5)	(94,2)	(55,3)	142,1%	370,3%	29,9%
Remboursement gouvernemental	73,7	83,8	73,7	62,8	(10,9)	-14,8%	-25,1%	-14,8%
	156,2	252,0	154,9	49,8	(106,4)	-68,1%	-80,2%	-67,8%
Fonds de roulement								
Encaisse réglementaire	59,0	58,1	58,3	59,5	0,5	0,9%	2,5%	2,0%
Matériaux, combustibles et fournitures	109,8	110,8	113,1	115,6	5,8	5,3%	4,4%	2,2%
	168,8	168,8	171,4	175,1	6,3	3,8%	3,7%	2,2%
Total	16 018,1	14 983,0	15 746,8	16 217,3	199,2	1,2%	8,2%	3,0%

Tableau établi à partir des pièces B-1-HQT-7, document 2, pages 2 et 3; B-1-HQT-7, document 3, pages 2 et 3; B-1-HQT-7, document 4, pages 2 et 3 et du dossier R-3640-2007, pièce B-50-HQT-7, document 4, pages 2 et 3, révisée le 22 février 2008.

La Régie approuve, aux fins de la détermination du revenu requis du Transporteur et de ses tarifs, la base de tarification projetée pour l'année témoin 2009, sous réserve des ajustements à apporter, compte tenu des dispositions incluses dans la présente décision. Elle demande au Transporteur de mettre à jour les données de sa base de tarification et de les déposer pour approbation à la Régie au plus tard le 13 mars 2009 à 12 h.

6.3 IMMOBILISATIONS CORPORELLES EN EXPLOITATION

Les immobilisations corporelles en exploitation totalisent 15 621,1 M\$ pour l'année témoin 2009, soit une hausse de 444,3 M\$ par rapport à l'année historique 2007. Par rapport à l'année autorisée 2008, la hausse est de 325,8 M\$. Selon le Transporteur, cette croissance s'explique principalement par l'augmentation des investissements liés à la croissance de la demande afin de répondre aux nouveaux besoins des clients du Transporteur.

Un montant de 72,8 M\$ a été transféré à la rubrique Actifs réglementaires. Ce solde représente des nouvelles radiations prévues en 2009, dont une radiation ponctuelle de 50 M\$ résultant du retrait de certaines installations du poste Des Cantons.

En suivi de la décision D-2006-76²², le Transporteur inscrit à la base de tarification les montants de 17,9 M\$, 28,0 M\$ et 50,2 M\$ respectivement pour les années 2007, 2008 et 2009. Il s'agit des contributions à recevoir à la suite des demandes de déplacements et de modifications d'actifs du réseau de transport par des tiers.

La Régie constate que les mises en exploitation réelles de l'année 2007 ont été inférieures de plus de 200 M\$ à celles utilisées pour établir le tarif de l'année 2007.

Questionné à ce sujet, le Transporteur mentionne qu'une partie des reports s'explique par les décisions des promoteurs de retarder la mise en service de leurs projets. Il mentionne, de plus, qu'il a pris des mesures concrètes afin d'améliorer l'acuité de ses prévisions pour éviter qu'une telle situation ne se reproduise. Un comité de coordination avec HQÉ a été mis en place. Ce comité a, notamment, pour mandat d'assurer un suivi serré des projets ainsi que le respect des dates de mises en service des divers projets en cours de réalisation²³. De plus, le Transporteur a adapté sa stratégie d'acquisition aux fins d'éviter des délais de livraison d'équipements spécialisés.

La Régie prend note de la création d'un comité pour assurer le suivi des projets et le respect des dates de mise en service. Cependant, au-delà des mandats confiés au comité, plusieurs autres facteurs peuvent influencer sur la justesse des prévisions. Le Transporteur demeure tributaire, dans certains cas, des décisions prises par les promoteurs de projets quant aux dates de mise en service commerciale.

De plus, la Régie s'interroge sur la fiabilité des projections des mises en exploitation annuelles et des projections de la base de tarification soumises pour établir le tarif.

²² Dossier R-3594-2005, page 6.

²³ Pièce B-9-HQT-13, document I, page 71.

En 2001, 2005, 2007, et 2008 (année de base), la Régie constate que la base de tarification réelle (ou estimée) s'est avérée inférieure de 217 M\$ par année, en moyenne, par rapport aux montants projetés de la base de tarification de l'année autorisée. La Régie est préoccupée par l'ampleur et le caractère répétitif des écarts observés pour ces années, considérant que la base de tarification, au global, a augmenté d'environ 260 M\$ par an, entre 2001 et 2008.

Ainsi, la Régie demande au Transporteur d'examiner sa méthodologie de projection et d'identifier, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, les modifications qui pourraient être apportées afin d'améliorer l'acuité de ses projections.

Pour le présent dossier, aux fins d'établir un tarif juste et raisonnable, la Régie juge nécessaire d'ajuster, globalement, la projection de la base de tarification en 2009 (moyenne des 13 soldes) d'un montant de 100 M\$, ce qui a pour effet de réduire le revenu requis d'environ 7,6 M\$.

6.4 ACTIFS INCORPORELS

Les actifs incorporels nets représentent 2,3 % de la base de tarification et se composent des rubriques Servitudes, Logiciels et Autres. Pour l'année témoin projetée 2009, ils sont évalués à 371,3 M\$, en baisse de 26,5 M\$ ou 6,7 % par rapport au montant autorisé de 2008. Par rapport aux valeurs historiques de 2007, la baisse est de 14,1 M\$ ou 3,7 %.

6.5 DÉPENSES NON AMORTIES ET AUTRES ACTIFS

Les dépenses non amorties et autres actifs totalisent 49,8 M\$ en 2009, en baisse de 106,4 M\$, soit 68,1 %, par rapport au montant autorisé de 2008. Par rapport aux valeurs historiques de 2007, la baisse est de 202,2 M\$ ou 80,2 %. Le nouveau traitement des coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels, applicable à compter de 2009, tel que proposé par le Transporteur, explique en grande partie la baisse enregistrée à cette rubrique.

De plus, au cours de la période 2007-2009, la rubrique Actif au titre des prestations constituées (ATPC) connaît une hausse attribuable, d'une part, au congé de cotisations de l'employeur applicable à l'exercice 2007 et, d'autre part, au fait qu'Hydro-Québec recommence à cotiser dès 2008.

6.6 FONDS DE ROULEMENT RÉGLEMENTAIRE

Le fonds de roulement réglementaire du Transporteur est constitué de deux éléments principaux, soit l'encaisse réglementaire et les stocks de matériaux, combustibles et fournitures. Pour l'année témoin projetée 2009, il est évalué à 175,1 M\$, soit une hausse de 6,3 M\$ par rapport au montant autorisé de 2008.

6.7 AUTORISATIONS RELATIVES AUX MISES EN EXPLOITATION

Le Transporteur fournit un historique de la réalisation de projets de plus de 25 M\$ antérieurement autorisés. Pour la période 2007-2009, les montants des mises en exploitation sont inférieurs de 656,4 M\$ à ceux autorisés par la Régie en vertu de l'article 73 de la Loi.

Le Transporteur présente également les tableaux des autorisations accordées par la Régie, relativement aux additions de plus de 5 M\$ à la base de tarification pour les années 2007 à 2009, ainsi qu'un suivi de leurs valeurs autorisées.

La Régie reconnaît les montants demandés par le Transporteur pour les mises en exploitation de l'année témoin 2009, sous réserve de sa décision concernant la base de tarification.

6.8 MODIFICATIONS AUX DURÉES DE VIE UTILE

Dans sa décision D-2002-95, la Régie a approuvé la règle comptable applicable selon laquelle les durées de vie des immobilisations sont déterminées selon un plan quinquennal.

En 2007, en vertu du plan quinquennal 2004-2008 de révision des durées de vie utile des immobilisations, le Transporteur a réduit la durée de vie utile de la catégorie Jeux de barres de 50 à 40 années. Selon le Transporteur, l'impact tarifaire de cette modification représente une hausse du revenu requis de 3,5 M\$, soit 0,12% du coût du service du Transporteur.

Toutefois, le Transporteur ne prévoit aucune modification de durées de vie utile pour l'année 2008.

Dans sa décision D-2008-019, la Régie précise :

« La Régie demande au Transporteur de faire le point dans son prochain dossier tarifaire sur l'application de la convention relative à la révision de la durée de vie des immobilisations et de présenter le nouveau plan quinquennal, incluant les opinions d'experts à l'appui des modifications proposées.

La Régie demande d'être informée de toute révision ad hoc apportée aux durées de vie des immobilisations au fil des ans.

Enfin, la Régie demande au Transporteur de préciser, le cas échéant, les diverses exigences en matière environnementale qui ont un impact sur la durée de vie des immobilisations. »²⁴

Pour donner suite à la demande de la Régie, le Transporteur l'informe des orientations contenues au Manuel des pratiques et conventions comptables d'Hydro-Québec (MPCC) relatives à la révision de la durée de vie des immobilisations. Le Transporteur présente, par ailleurs, le nouveau plan quinquennal 2009-2013 et souligne qu'aucune modification des durées de vie utile n'est prévue pour 2009.

Enfin, pour faire suite à l'intervention du GRAME lors d'un dossier antérieur, faisant état d'un projet de réglementation sur les biphényles polychlorés (BPC) et de son impact présumé sur les durées de vie des équipements contaminés, le Transporteur est d'avis qu'il n'y aurait aucun impact sur la durée de vie utile de ces équipements. En effet, les échéances de fin d'utilisation prescrites par le projet de règlement excèdent la durée de vie restante de la majorité des équipements dont les huiles seraient contaminées aux BPC. Les équipements contaminés seront totalement amortis lors des échéances de fin d'utilisation prévues au projet de règlement. Pour les équipements dépassant la date d'échéance, un programme de remplacement des huiles contaminées pourra être mis en place pour ces équipements.

Le Transporteur mentionne qu'il n'a pas de passif lié à la mise hors service d'immobilisations en ce qui concerne les postes de départ, car cela nécessiterait la cessation permanente des activités. En ce qui concerne les lignes de transport, le Transporteur estime que la durée de vie n'est pas déterminable. Le Transporteur n'a donc pas comptabilisé de passif à cet égard.

²⁴ Pages 75 et 76.

Le GRAME recommande une réévaluation de la durée de vie utile des équipements contenant des BPC et se situant à moins de 100 mètres d'un lieu sensible, de même que leur retrait avant le 31 décembre 2009. Il demande, pour le prochain dossier tarifaire, le dépôt d'un rapport d'expert qui évaluerait la durée de vie utile des équipements acquis avant 1977 et des équipements scellés de petit volume d'huile, en tenant compte des critères utilisés par les manufacturiers et en y ajoutant un facteur de risque pour la présence de BPC.

Le GRAME souhaite déterminer l'ampleur des obligations qui seront attribuables à la mise hors service des immobilisations du Transporteur. Il demande à la Régie, entre autres, d'exiger que le Transporteur comptabilise ses obligations liées à la mise hors service d'immobilisations selon la méthode comptable 3110 de l'ICCA.

La Régie est d'avis qu'il appartient au Transporteur de proposer les sommes requises pour lui permettre d'assumer ses obligations en matière environnementale. En cours d'année, que ces sommes soient suffisantes ou non, le Transporteur est tenu de se conformer aux divers règlements en vigueur. La Régie est satisfaite de la preuve présentée par le Transporteur à cet égard.

De plus, la Régie est satisfaite des explications fournies par le Transporteur à l'effet qu'il n'y a pas de passif environnemental à comptabiliser pour 2009.

7. COÛT DU CAPITAL

Les principaux paramètres financiers utilisés pour le calcul du coût moyen pondéré du capital applicable à la base de tarification du Transporteur sont :

- La structure de capital présumée;
- Le taux de rendement sur l'avoir propre;
- Le coût de la dette.

7.1 STRUCTURE DE CAPITAL PRÉSUMÉE ET TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR PROPRE

La structure du capital présumée, proposée par le Transporteur est la même que celle approuvée par la Régie en 2008, soit 30 % de capitaux propres et 70 % de dette.

En ce qui concerne la détermination du taux de rendement sur l'avoir propre, le Transporteur propose :

- Le maintien de la méthode utilisée dans le dossier tarifaire 2008 pour évaluer le rendement sur l'avoir propre, soit la résultante de la somme du taux sans risque et de la prime de risque spécifique au Transporteur;
- De fixer un taux sans risque de 4,223 % selon les prévisions du Consensus Forecasts de mai 2008;
- Le maintien de la prime de risque spécifique au Transporteur approuvée par la Régie dans le dossier tarifaire 2008, soit un taux de 3,28 %.

Le taux de rendement sur l'avoir propre proposé pour 2009, selon ces paramètres, s'élève à 7,504 %. Après la mise à jour du taux sans risque basée sur la prévision du *Consensus Forecasts* de novembre 2008, le rendement sur l'avoir propre s'établit à 7,63 %²⁵.

La Régie accepte la proposition du Transporteur de maintenir la structure de capital présumée du Transporteur établie dans la décision D-2002-95. Elle accepte également le maintien de la méthodologie utilisée pour la mise à jour du taux de rendement sur l'avoir propre. En conséquence, la Régie autorise un taux de rendement sur l'avoir propre de 7,63 %.

7.2 COÛT DE LA DETTE

Dans le cadre de la présente demande tarifaire, le Transporteur, à l'instar de ses demandes précédentes, utilise le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec conformément aux décisions antérieures de la Régie.

L'estimateur du coût présumé de la dette du Transporteur est le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec, auquel sont apportés certains ajustements réglementaires définis dans la décision D-2004-47²⁶. Tout changement comptable qui affecte le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec affecte l'estimateur du coût de la dette du Transporteur.

Le Transporteur projette, pour l'année témoin 2009, un coût de la dette de 7,656 % comparativement à 7,842 % en 2008.

²⁵ Pièce B-61-HQT-8, document 2, page 6.

²⁶ Dossier R-3492-2002, Phase 2, pages 88 à 100.

Dans la décision D-2008-019, la Régie acceptait l'application, aux fins réglementaires, des nouvelles normes et pratiques comptables traitant de la comptabilisation et de l'évaluation des instruments financiers. La Régie demandait, pour le prochain dossier tarifaire, des explications détaillées de la modification à la définition du coût de la dette réglementaire, de manière à toujours bien traduire la définition fondamentale. Enfin, la Régie demandait au Transporteur, pour le prochain dossier tarifaire, de présenter l'effet des radiations de gains de change de 325 M\$ au dénominateur sur une ligne séparée ainsi qu'une annexe détaillant cet ajustement et les montants qui seront retranchés annuellement.

Par ailleurs, subséquemment au dépôt initial du présent dossier tarifaire, une correction a été apportée au calcul de la comptabilisation rétroactive de l'inefficacité des relations de couverture au 1^{er} janvier 2007.

La Régie considère que le Transporteur a satisfait aux exigences des suivis demandés.

COMPOSITION DU FINANCEMENT

Lors d'un financement, les choix effectués relativement à l'échéance du titre ou au type de taux utilisé, soit fixe ou variable, ont une influence sur la stabilité et le niveau moyen du coût de la dette de l'entreprise. Les principaux risques à considérer dans l'élaboration de la stratégie de financement sont :

- L'échéance de refinancement, c'est-à-dire la concentration des échéances qui peut exposer l'entreprise à un risque de refinancement;
- L'appariement entre la durée de vie des actifs et celle de la dette;
- Le taux d'intérêt.

Compte tenu de ces divers risques et de la conjoncture qui prévalait, Hydro-Québec proposait, lors du dépôt du dossier tarifaire 2004 du Distributeur, la composition cible suivante pour son financement :

- Obligations à taux variable : 20 %;
- Obligations à taux fixe (terme initial de 5 ans) : 25 %;
- Obligations à taux fixe (terme initial de 30 ans ou plus) : 55 %.

À cette époque, la structure de taux d'intérêt entrevue pour les divers instruments de financement s'avérait cohérente avec celle habituellement observée sur de longues périodes, soit un taux des obligations d'Hydro-Québec à long terme nettement supérieur au taux à 5 ans et au taux des acceptations bancaires à 3 mois. Ce contexte favorisait la composition diversifiée du financement entre les divers types d'instruments.

Hydro-Québec mentionnait que la composition cible préconisée ne constituait pas une règle inflexible ni universelle, puisqu'il existe périodiquement des contraintes ou opportunités de marché qui justifient de s'en écarter.

Ainsi, compte tenu des perspectives 2008 et 2009 relatives aux taux d'intérêt, notamment le faible niveau du taux des obligations à taux fixe de 30 ans en termes absolus et par rapport au taux des obligations à taux fixe de 5 ans, Hydro-Québec conserve la même composition pour les nouvelles émissions que celle proposée dans le dossier tarifaire précédent, soit 80 % en obligations à taux fixe de 30 ans et 20 % en obligations à taux variable.

La Régie prend note des orientations retenues pour 2009 en matière de composition cible pour les nouvelles émissions de dette.

En conclusion, la Régie retient un coût de la dette du Transporteur pour l'année témoin 2009 de 7,656 %.

7.3 TAUX DE RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION

Le Transporteur présente le calcul du coût moyen pondéré du capital applicable à sa base de tarification. Lors du dépôt du dossier, le taux proposé était de 7,61 %. À la suite de la mise à jour du taux de rendement de l'avoir propre, le taux proposé est de 7,648 %. Il en découle un taux de la dette de 7,656 % et un taux de l'avoir propre de 7,63 % selon une pondération de 70 % de capitaux empruntés et 30 % de capitaux propres.

La Régie autorise un taux de rendement sur la base de tarification de 7,648 %.

7.4 COÛT EN CAPITAL PROSPECTIF

Le Transporteur demande à la Régie l'approbation d'un taux moyen du coût en capital prospectif établi lors du dépôt du dossier à 5,743 %. À la suite de la mise à jour du taux de rendement de l'avoir propre, le coût en capital prospectif est de 5,781 %.

Ce taux correspond à la somme pondérée d'un taux de rendement sur l'avoir propre de 7,63 % et d'un coût prospectif de la dette de 4,988 %, tel que proposé par le Transporteur.

La Régie autorise un taux en capital prospectif de 5,781 %.

8. REVENU REQUIS

Pour l'année témoin 2009, le Transporteur projette un revenu requis de 2 875,7 M\$, en hausse de 143,0 M\$, soit 5,2 %, par rapport à l'année autorisée 2008. Par rapport à l'année historique 2007, l'augmentation est de 200,4 M\$, soit 7,5 %.

Tableau 10
Évolution du revenu requis 2007-2009

(en millions de dollars)

	2008	2007	2008	2009	Variation 2009 - 2008 autorisé		Variation 2009 - 2007 année historique	Variation 2009 - 2008 année de base
	autorisé D-2008-019	année historique	année de base	année témoin	MS	%	%	%
Revenus requis								
Rendement sur la base de tarification								
Coût des capitaux empruntés	879,3	877,9	864,4	869,1	(10,2)	-1,2%	-1,0%	0,5%
Coût des capitaux propres	377,1	279,7	370,7	365,1	(12,0)	-3,2%	30,5%	-1,5%
Base de tarification (moyenne 13 mois)	16 018,1	14 983,0	15 746,9	16 217,3	199,2	1,2%	8,2%	3,0%
Coût moyen pondéré du capital	7,843%	7,726%	7,843%	7,610%				
Coût de la dette	7,842%	8,370%	7,842%	7,656%				
Taux de rendement sur les capitaux propres	7,847%	6,224%	7,847%	7,504%				
Total	1 256,4	1 157,6	1 235,1	1 234,2	(22,2)	-1,8%	6,6%	-0,1%
Dépenses nécessaires à la prestation du service								
Charges nettes d'exploitation								
Charges brutes directes		514,3	497,3	528,2			2,7%	6,2%
Charges de services partagés		373,5	293,8	295,3			-20,9%	0,3%
Coûts capitalisés	(116,9)	(113,6)	(106,7)	(109,3)	7,6	-6,5%	-3,8%	2,4%
Facturation interne émise		(40,6)	(34,2)	(34,9)			-14,0%	2,0%
	660,1	733,6	650,2	679,3	19,2	2,9%	-7,4%	4,5%
Autres charges								
Achats services de transport	20,0	19,8	20,0	20,0	-	0,0%	1,0%	0,0%
Achats d'électricité	6,3	6,5	6,6	7,1	0,8	12,7%	9,2%	7,6%
Amortissement	659,0	569,1	650,7	816,1	157,1	23,8%	43,4%	25,4%
Taxes	146,3	162,2	145,6	129,6	(16,7)	-11,4%	-20,1%	-11,0%
Autres revenus de facturation interne	(42,6)	-	(41,9)	(41,7)	0,9	-2,1%	-	-0,5%
	789,0	757,6	781,0	931,1	142,1	18,0%	22,9%	19,2%
Frais corporatifs	34,4	35,6	36,6	37,4	3,0	8,7%	5,1%	2,2%
Intérêts reliés au remboursement gouvernemental	(5,2)	(5,9)	(5,2)	(4,4)	0,8	-15,4%	-25,4%	-15,4%
Facturation externe	(2,0)	(3,2)	(1,9)	(1,9)	0,1	-5,0%	-40,6%	0,0%
Total	1 476,3	1 517,7	1 460,7	1 641,5	165,2	11,2%	8,2%	12,4%
Grand Total	2 732,7	2 675,3	2 695,8	2 875,7	143,0	5,2%	7,5%	6,7%

Le revenu requis 2009 doit être ajusté en fonction des diverses décisions rendues par la Régie dans les sections précédentes. Au total, le revenu requis demandé est réduit d'un montant estimé à 51,5 MS, incluant l'ajustement, à la baisse, de la base de tarification et celui, à la hausse, du taux de rendement applicable.

La Régie demande au Transporteur de mettre à jour et de déposer, pour approbation, les données relatives au revenu requis, en tenant compte des dispositions de la présente décision, au plus tard le 13 mars 2009 à 12 h.

9. PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

Le Transporteur présente la méthode de planification du réseau de transport en décrivant notamment les principes directeurs de la conception du réseau ainsi que sa démarche de planification. Il décrit également l'évolution de son réseau en précisant, entre autres, l'évolution et l'utilisation des interconnexions.

Le Transporteur présente également une prévision des investissements en transport et des mises en service planifiées sur un horizon de 10 ans, soit de 2009 à 2018, par catégorie d'investissements.

Le Transporteur prévoit, dans la rubrique des investissements ne générant pas de revenus additionnels, un projet intitulé Comité Warren Réseaux Régionaux. Ce projet appartient à la catégorie des investissements en Amélioration de la qualité. Le Transporteur prévoit des investissements de 95,6 M\$ échelonnés jusqu'à 2018, pour ce projet.

Le Transporteur mentionne que les investissements reliés au projet Comité Warren Réseaux Régionaux ne sont pas couverts par un décret. Il planifie une enveloppe de 10 M\$/an dans le cadre du projet pour les besoins de Sécurisation qui ne seront pas rencontrés par le biais d'autres investissements (croissance ou pérennité). Cette enveloppe est présentée à titre indicatif puisque le Transporteur n'a pas encore complété les études (Plans d'évolution) qui lui permettront d'identifier les projets spécifiques. Ces études seront complétées au cours de l'année 2009. Par la suite, le Transporteur présentera à la Régie les demandes d'autorisation des investissements correspondant à ces projets spécifiques, soit comme projets dont le montant est égal ou supérieur à 25 M\$, ou moins de 25 M\$, le cas échéant.

Questionné par la Régie sur le lien entre le projet Sécurisation de 375 M\$ pour les réseaux régionaux présenté dans le dossier R-3592-2005 et le projet Comité Warren Réseaux Régionaux de 95,6 M\$, le Transporteur soumet qu'un important exercice d'intégration des besoins de croissance et de pérennité sur plus de 15 ans est présentement en cours. De l'avis du Transporteur, cet exercice permet de réduire et réorienter les investissements de 375 M\$ annoncés en 2005 sous le dénominatif Sécurisation. Quant aux interventions présentées sous le dénominatif Comité Warren Réseaux Régionaux, elles permettront d'intervenir sur des

sections des réseaux régionaux pour lesquelles aucune intervention avec un déclencheur relié aux besoins de croissance ou de pérennité n'aura permis de sécurisation.

Considérant que les Plans d'évolution permettant de préciser les interventions au montant de 95,6 M\$ ne seront complétés qu'au cours de 2009, la Régie demande au Transporteur de lui faire rapport, dans le prochain dossier d'autorisation des investissements inférieurs à 25 M\$, des développements reliés à l'ensemble des projets de sécurisation du Comité Warren Réseaux Régionaux, en précisant :

- Les projets spécifiques identifiés par les Plans d'évolution ainsi que les budgets correspondants;
- L'approche envisagée par le Transporteur concernant le dépôt devant la Régie des demandes d'autorisation relatives à ces projets;
- L'identification des projets réalisés afin de satisfaire les besoins en croissance et pérennité et qui permettent de « *sécuriser des portions du réseau* » en lien avec le projet Sécurisation identifié en 2005.

10. COMMERCIALISATION

10.1 PRÉVISION DES BESOINS DES SERVICES DE TRANSPORT

La méthodologie de détermination des besoins du Transporteur repose fondamentalement sur l'utilisation des prévisions faites par les clients, lorsque disponibles. Cependant, en audience, il a été établi que le Transporteur recevait d'Hydro-Québec dans ses activités de production (le Producteur) et du Distributeur les prévisions en MW et qu'il évaluait, par la suite, le facteur d'utilisation lorsque requis²⁷.

Le Transporteur utilise la prévision 2009 pour la pointe de la charge locale établie par le Distributeur. En ce qui concerne les besoins de point à point de long terme, le Transporteur se base sur les conventions en vigueur en 2009 ainsi que sur deux demandes de services de 1 262 MW chacune formulées par le Producteur et devant débiter en juillet 2009. En ce qui concerne les prévisions de besoins du service de point à point de court terme, le Transporteur utilise les prévisions transmises par le Distributeur et le Producteur. Pour les clients-tiers, la prévision du Transporteur est basée sur l'historique de réservations.

²⁷ NS, volume 3, pages 122 et 123.

Les besoins de la charge locale sont de 35 764 MW en 2009, en hausse de 0,17 % ou 59 MW par rapport à la pointe prévue pour l'année 2008.

Les réservations pour le service de point à point de long terme ont été de 591 MW au cours de 2008. La prévision pour l'année témoin 2009 s'établit à 2 308 MW. Cette prévision correspond à la moyenne mensuelle des réservations que le Transporteur prévoit être en vigueur en 2009.

Le Transporteur prévoit, pour le service de point à point de court terme en 2009, des réservations de l'ordre de 8,9 TWh comparativement à 18,8 TWh en 2008.

La prévision globale des besoins du service point à point, pour 2009, est de 20,6 TWh comparativement à 20,8 TWh en 2008. Les besoins des clients-tiers augmentent de 1,4 TWh tandis que ceux prévus pour le Producteur et le Distributeur sont en baisse de 1,0 TWh et 0,5 GWh respectivement.

La FCEI propose d'inclure une provision de 4 000 MW dans le calcul de la demande du Distributeur et d'utiliser cette nouvelle demande aux fins de la facturation. La demande de transport de 35 764 MW du Distributeur est « moyenne » et « normale » dans le sens où les aléas prévisionnels et les aléas climatiques n'y sont pas inclus. Tout en ne les incluant pas dans sa demande « moyenne » et « normale », le Distributeur demande au Transporteur de prévoir le transport nécessaire pour couvrir ces aléas et pour, le cas échéant, répondre à une demande de pointe extrême.

La FCEI propose également que le Distributeur puisse revendre les excédents du transport qu'il réserve auprès du Transporteur. La FCEI reconnaît qu'il s'agirait d'une modification au cadre réglementaire.

Selon un raisonnement similaire, S.É./AQLPA dépose un tableau indiquant que des besoins de réserve en puissance d'environ 4 000 MW s'ajoutent à la prévision de la demande de pointe du Distributeur.

L'expert de l'AQCIE-CIFQ apporte divers commentaires sur la proposition de la FCEI à l'effet d'augmenter les besoins du Distributeur d'une provision de 4 000 MW.

« Ms Desrochers is exactly correct that for many gas utilities, the demand allocators are based on a design-day demand, where the design-day demand reflects extreme weather conditions. The system is designed to meet some extreme load temperature, and that is how you develop the demand allocators in the cost allocation study. For good or for ill, in the jurisdictions where I have testified,

that tends not to be the case for electricity. The electric industry just tends to use normal weather demands when it develops the demand allocation factors. »²⁸

L'expert de l'AQCIE/CIFQ indique également que cette modification entraînerait une augmentation d'environ 23 M\$ des coûts imputés au Distributeur.

Le Transporteur, dans sa plaidoirie, fait valoir que ces propositions ne sont aucunement liées aux sujets identifiés par la Régie dans sa décision procédurale D-2008-116.

Le Transporteur indique, par ailleurs, que tout changement relatif aux 4 000 MW prévus pour les aléas aurait une incidence directe, notamment sur le montant de l'allocation maximale pour les ajouts au réseau de transport, actuellement fixé à 574 \$/kW, et qu'aucune analyse n'a été présentée par la FCEI à cet égard. Toujours selon le Transporteur, les 4 000 MW sont associés à des moyens exceptionnels et ne sont pas disponibles en tout temps. Ainsi, l'ajout de 4 000 MW à la prévision de la charge locale ne constituerait pas un service équivalent à un service de transport de point à point ferme long terme disponible en tout temps.

Le Transporteur appuie les commentaires de l'expert de l'AQCIE/CIFQ sur l'applicabilité, dans le domaine de l'électricité, de la proposition d'inclure les 4 000 MW à la demande de pointe du Distributeur et sur les impacts potentiels sur les coûts imputés au Distributeur. Le Transporteur fait également valoir que la FCEI n'a pas vérifié si sa proposition était conforme à des mesures similaires qui pourraient exister dans d'autres régimes de tarification de transport ou dans le tarif pro forma de la FERC.

Enfin, selon le Transporteur, la proposition présume que le Distributeur serait, en quelque sorte, propriétaire de la capacité de transport alors que cette capacité est plutôt disponible pour l'ensemble des clients du Transporteur. À preuve, dans le cas d'une situation exceptionnelle où cette capacité supplémentaire ne serait pas suffisante, le Transporteur verrait à réduire au prorata la capacité offerte à tous ses clients conformément aux Tarifs et conditions.

La Régie ne retient pas la proposition de la FCEI d'ajouter 4 000 MW à la prévision des besoins pour l'alimentation de la charge locale.

De façon évidente, les propositions formulées par la FCEI auraient potentiellement des répercussions importantes sur la répartition des coûts et la tarification qui n'ont pas été évaluées. De plus, elles soulèvent un questionnement quant à la compatibilité avec le pro

²⁸ NS, volume 6, page 177.

forma de FERC. La Régie constate également que la FCEI n'a présenté aucune comparaison avec les pratiques applicables au secteur de l'électricité dans d'autres juridictions.

La Régie considère que la preuve présentée est insuffisante pour l'amener à conclure qu'un examen en profondeur de la méthode d'établissement des besoins, de répartition des coûts et de la conception des tarifs est justifié.

La Régie accepte les prévisions des besoins pour le service d'alimentation de la charge locale, du service de point à point de long terme et du service de point à point de court terme pour l'année 2009 présentées par le Transporteur.

Tableau 11
Besoins en 2009

Services de transport	Besoins
Service d'alimentation de la charge locale	35 764 MW
Service de point à point de long terme	2 308 MW
Service de point à point de court terme	8,9 TWh

10.2 SUIVI DES ENGAGEMENTS POUR LES AJOUTS AU RÉSEAU ET POLITIQUE D'AJOUTS AU RÉSEAU

La Régie demandait dans la décision D-2008-030²⁹ que le Transporteur présente, à l'occasion d'un dossier tarifaire, un suivi des différents engagements et conventions d'achat de services de transport.

²⁹ Dossier R-3646-2007.

Par ailleurs, la Régie incluait dans les sujets à débattre dans la présente audience les diverses préoccupations concernant la politique d'ajouts au réseau qu'elle avait émises dans les décisions D-2007-141³⁰, D-2008-030³¹, D-2008-073³² relatives à certains dossiers d'investissement et dans la décision D-2008-019³³.

La Régie traitera de ces questions dans une décision ultérieure.

11. RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

Dans la décision D-2008-130, la Régie précisait les sujets à débattre :

« L'examen de ce thème portera sur l'application de la méthodologie de répartition des coûts retenue par la Régie dans la décision D-2006-66 et les sujets mentionnés dans les conclusions formulées par la Régie dans le dernier dossier tarifaire du Transporteur. Les sujets à débattre au présent dossier porteront ainsi sur :

- la conformité avec la méthodologie de répartition des coûts retenue par la Régie dans la décision D-2006-66;*
- la justification de l'hypothèse retenue par le Transporteur pour le facteur d'utilisation du service de point à point de long terme;*
- la répartition du coût de l'interconnexion avec l'Ontario;*
- le traitement du financement d'ajouts au réseau par des engagements d'achats donnant lieu à des achats de service de point à point de court terme. »*

11.1 CONFORMITÉ AVEC LA MÉTHODOLOGIE DE RÉPARTITION DES COÛTS RETENUE PAR LA RÉGIE DANS LA DÉCISION D-2006-66

Le Transporteur a effectué la répartition du coût de service en se fondant sur la moyenne des 13 soldes de la base de tarification. La méthode de répartition des coûts retenue comporte trois étapes : la répartition par fonction, la répartition par composante et la répartition par service.

³⁰ Dossier R-3631-2007.

³¹ Dossier R-3646-2007.

³² Dossier R-3656-2008.

³³ Dossier R-3640-2007.

La répartition par fonction ne soulève pas d'enjeu particulier. Le traitement des actifs de télécommunications en matière de répartition des coûts est le même que celui qui s'appliquait lorsque l'activité relevait des Services partagés. Tous ces éléments sont répartis entre les autres fonctions, au prorata des actifs spécifiques.

La répartition par composante requiert une prévision en énergie découlant des réservations du service de point à point de long terme. Ce sujet est discuté spécifiquement ci-après.

La répartition des coûts de puissance par service est basée sur la part de chaque service à la pointe coïncidente (1-PC) du réseau.

Le Transporteur utilise la moyenne annuelle des réservations mensuelles pour établir le niveau de réservation. Par exemple, une convention de service de 1 000 MW qui débiterait en juillet est considérée comme un besoin de 500 MW. Il a été établi que la PC globale prévue du réseau du Transporteur pour l'année 2009 surviendrait en décembre et que la part du service de point à point à la PC s'établirait à 3 609 MW.

Le niveau de réservation de point à point de long terme utilisé par le Transporteur est de 2 308 MW. Selon le Transporteur, les tarifs simulés en fonction des besoins de transport établis à 3 609 MW ne permettent pas la récupération de l'ensemble des revenus requis. En effet, même si la prévision du service de transport de point à point de long terme retenue pour l'établissement des tarifs est de 3 609 MW, les réservations des clients pour ce service ne sont pas de cette ampleur à chaque mois de l'année 2009. Il en découle donc des revenus moindres.

Par ailleurs, le Transporteur ajoute que l'utilisation de besoins de transport différents pour l'établissement des tarifs et pour la répartition du coût du service apporterait, assurément, des difficultés de cohérence et de comparaison, tout en complexifiant indûment ces exercices.

La Régie accepte la proposition du Transporteur. La Régie note que la proposition du Transporteur permet d'assurer l'adéquation entre les revenus à récupérer et les revenus requis. Cependant l'approche proposée ne représente pas une application stricte de la 1-PC en matière de répartition des coûts. Cette question pourra, au besoin, être réexaminée dans le cadre d'un débat en profondeur sur les méthodes de répartition des coûts et les critères de facturation.

Par ailleurs, la Régie note que le critère de facturation correspond, dans les faits, à l'application du concept de la 1-PC entre, d'une part, la pointe de la charge locale et, d'autre part, la moyenne annuelle des réservations mensuelles du service de point à point de long

terme. Cette approche ne correspond pas à une application stricte du critère de facturation 1-PC. Cette situation n'apparaît pas problématique tant et aussi longtemps que le critère de facturation retenu permet de récupérer de façon raisonnable les revenus requis par service.

11.2 JUSTIFICATION DE L'HYPOTHÈSE RETENUE PAR LE TRANSPORTEUR POUR LE FACTEUR D'UTILISATION DU SERVICE DE POINT À POINT DE LONG TERME

Le facteur de répartition puissance-énergie est basé, en partie, sur une estimation établie par le Transporteur du facteur d'utilisation des conventions de service de point à point du Producteur et des clients-tiers. Dans la décision D-2008-019, la Régie demandait au Transporteur de prendre les mesures requises pour conserver les informations concernant les capacités transitées par client, par interconnexion et par convention, d'ici à ce que les nouvelles fonctionnalités du système OASIS soient mises en exploitation. Elle lui demandait également de présenter, au prochain dossier tarifaire, une analyse basée sur ces données justifiant l'hypothèse retenue pour le facteur d'utilisation du service de point à point de long terme.

La Régie prend acte de l'assurance donnée par le Transporteur que le nouveau système OASIS qui sera implanté sous peu permettra de répondre aux besoins d'information requis.

11.3 TRAITEMENT DU FINANCEMENT D'AJOUTS AU RÉSEAU PAR DES ENGAGEMENTS D'ACHATS DONNANT LIEU À DES ACHATS DE SERVICE DE POINT À POINT DE COURT TERME (RACCORDEMENTS DES CENTRALES DE TYPE TOULNUSTOUC)

Dans sa décision D-2008-019, la Régie identifiait un enjeu relativement à la répartition des coûts de raccordement de certaines centrales :

« La répartition des coûts est faite sur la prémisse que les ajouts au réseau sont justifiés soit par la charge locale, soit par le service de point à point de long terme. Or, les engagements d'achat, qui s'élèvent à environ 80 M\$ en 2008, constituent des engagements à long terme qui ne donnent lieu actuellement qu'à des achats de service de point à point de court terme pour lesquels aucun coût de

service n'est alloué. La Régie s'interroge sur le traitement de cette approche de financement d'ajouts au réseau en lien avec la répartition du coût de service. »³⁴

En réponse à cette préoccupation, le Transporteur propose de créer une nouvelle sous-fonction dans la fonction Raccordements des clients, intitulée Raccordements de type Tournustouc. Les coûts de cette sous-fonction font, par la suite, l'objet d'une assignation spécifique au service de transport de point à point de long terme.

Les coûts associés à la fonction Raccordements de centrales autres que les centrales de type Tournustouc, continuent d'être répartis entre les services de la charge locale et le service de point à point de long terme en fonction d'un facteur reflétant la part de chacun de ces services dans la puissance à la pointe et dans l'énergie annuelle.

Cependant, aux fins de la répartition des coûts de la fonction Raccordements des centrales par service de transport, le Transporteur retire les besoins en transport en puissance et en énergie provenant des réservations HQT-CRT, HQT-DER et HQT-HIGH. Selon le Transporteur, ces besoins ne doivent pas être considérés dans l'établissement des facteurs de répartition de la fonction Raccordements des centrales alors que les coûts de raccordement sont déjà pris en compte dans la nouvelle sous-fonction Raccordement de type Tournustouc. Le même type de traitement est accordé à la fonction Réseau.

UC, par le témoignage de son expert, appuie la proposition d'assignation spécifique du Transporteur, dans la mesure où elle s'applique aux raccordements de centrales seulement. L'expert considère, en effet, que ces installations ne sont utiles qu'aux propriétaires des centrales. Par ailleurs, l'expert indique que ce raisonnement ne s'applique pas aux équipements de la fonction Réseau qui sont essentiellement partagés entre les divers services de transport.

L'expert de l'AQCI/CIFQ émet des doutes quant à la sagesse d'aller vers une assignation spécifique des installations de raccordement de centrales. Il est certes possible, à son avis d'assigner spécifiquement les coûts des centrales de type Tournustouc. Cependant, il se demande où s'arrêtera la réflexion sur l'assignation spécifique. Selon l'expert, il n'est pas possible d'assigner spécifiquement l'ensemble des centrales.

EBMI s'oppose à l'assignation spécifique en invoquant que le Transporteur n'a pas fourni d'information sur l'impact de sa proposition sur les tarifs. Selon l'intervenante les centrales ayant fait l'objet d'engagements servent également à la charge locale. EBMI apporte, de plus, un exemple montrant que, sous certaines hypothèses, le service point à point de long

³⁴ Dossier R-3640-2007, page 95.

terme paierait un coût moyen plus élevé que le coût moyen de service. Elle recommande que l'approche actuelle soit maintenue. Tout changement d'importance ne devrait se faire que dans une cause générique traitant à la fois des méthodes de répartition des coûts et des structures tarifaires.

La Régie a abordé la possibilité de maintenir l'approche actuelle en y apportant un ajustement au niveau des réservations de long terme utilisées pour calculer le facteur de répartition des coûts à la pointe du réseau. Un tel ajustement aurait pour objet de refléter le fait que, pour certains ajouts au réseau, le demandeur peut contracter un engagement d'achat composé, en tout ou en partie, de réservations de court terme, en lieu et place des réservations de long terme autrement exigées. Le Transporteur mentionne diverses difficultés reliées à l'ajout de la capacité des centrales de type Toulustouc à la prévision du service de transport de point à point de long terme présentée au dossier.

Dans la décision D-2002-95, la Régie précisait que le coût des équipements desservant des clients spécifiques devrait normalement être attribué directement aux clients concernés. Dans cette même décision, la Régie mentionnait que la reconnaissance d'une fonction Attribution directe aux coûts spécifiques, tels que ceux des raccordements aux clients spécifiques et aux clients du tarif L, était utile pour une allocation plus précise des ressources. Dans sa décision D-2006-66, la Régie confirmait cette orientation³⁵.

La Régie considère que les coûts de raccordement des centrales de type Toulustouc peuvent faire l'objet d'une assignation spécifique au service de point à point, cette approche visant à répondre à la préoccupation émise dans sa décision D-2008-019.

Selon la Régie, l'assignation directe des coûts peut être envisagée puisque les installations de raccordement de ces centrales ne peuvent être utilisées pour l'injection de puissance ou d'énergie que par les propriétaires des centrales en question.

La Régie retient également de la preuve du Transporteur qu'il est possible de déterminer, de façon objective, que ces centrales ont été raccordées spécifiquement aux fins d'effectuer des transactions de point à point. Si leur utilisation change dans le futur, le Transporteur a indiqué être en mesure d'attribuer les coûts au prorata de leur utilisation par le Distributeur. Par ailleurs, le Transporteur mentionne que, même si la catégorie Raccordements de type Toulustouc est « en voie de disparition », la même approche pourra être appliquée aux raccordements de centrales effectués en vertu de l'article 12A.2³⁶ des Tarifs et conditions.

³⁵ Dossier R-3549-2004, page 17.

³⁶ Pièce B-34-HQT-13, document 1.1, page 64, lignes 18 à 24.

Enfin, l'assignation spécifique de ces coûts est envisageable dans la mesure où il est possible d'apporter une correction satisfaisante aux facteurs de répartition utilisés pour allouer, entre le service pour l'alimentation de la charge locale et service de point à point de long terme, les coûts des autres raccordements de centrales.

Par contre, la Régie constate que les équipements de la fonction Réseau sont partagés entre les divers services de transport et considère qu'il n'est pas possible d'identifier des équipements qui ne serviraient qu'à l'un ou l'autre des services. L'assignation spécifique des coûts apparaît moins justifiée dans ces circonstances. Elle partage donc, à cet égard, les préoccupations émises par l'expert d'UC.

Pour ces motifs, la Régie accepte, au présent dossier, l'approche d'assignation spécifique des coûts de raccordement de la sous-fonction Raccordement des centrales de type Tournustouc, au montant de 38 M\$. Elle refuse l'assignation spécifique des coûts de la portion « réseau » des coûts de la sous-fonction Raccordement des centrales de type Tournustouc.

L'assignation spécifique des coûts de raccordement de certaines centrales implique une correction des facteurs de répartition utilisés pour allouer, entre le service pour l'alimentation de la charge locale et le service de point à point de long terme, les coûts des autres raccordements de centrales. Le Transporteur propose de retrancher, à cette fin, les réservations sur HQT-HIGH, HQT-NE et HQT-CRT au niveau de 374 MW et 2.3 TWh.

La correction envisagée pour la portion « raccordement de centrales » est jugée satisfaisante. Les coûts de raccordement des centrales de type Tournustouc et les réservations qui leur sont associées seront exclus de l'exercice de répartition des coûts reliés aux autres raccordements de centrales. Au besoin, le quantum de cette correction pourra faire l'objet de raffinements dans le futur.

Selon la Régie, l'approche retenue, bien que partielle, constitue une amélioration de la méthodologie de répartition des coûts en vigueur, visant à répondre à une problématique particulière. En restreignant l'assignation directe de coûts à la portion « raccordement de centrales », la Régie est consciente que la préoccupation qu'elle avait émise relativement à l'impact sur la répartition des coûts des engagements d'achat basés sur des réservations de court terme n'est pas résolue entièrement. Cette préoccupation pourra toutefois faire l'objet d'un suivi dans le prochain dossier tarifaire. La Régie note, à cet égard, que les réservations de point à point de long terme sont en forte croissance au cours de l'année 2009. La problématique liée au service de point à point de court terme pourrait donc être atténuée, au moins, de façon ponctuelle.

Enfin, la Régie ne retient pas, pour le prochain dossier tarifaire, les demandes d'UC de réexaminer les fondements de la méthode de répartition des coûts des lignes THT, de la boucle Montréal-Québec et de la ligne de 450 kV et d'attribution de coûts au service de point à point de court terme.

11.4 RÉPARTITION DU COÛT DE L'INTERCONNEXION AVEC L'ONTARIO

Dans sa décision D-2008-019, la Régie permettait que l'enjeu concernant la répartition des coûts de l'interconnexion avec l'Ontario soit examiné au présent dossier :

« Certains intervenants sont préoccupés par la croissance des coûts associés à l'augmentation des réservations à long terme, et plus particulièrement par ceux associés à la mise en service de la nouvelle interconnexion avec l'Ontario.

Les interconnexions existantes, tel qu'indiqué dans la décision D-2006-66, ont été développées bien avant l'ouverture des marchés et la séparation fonctionnelle. La nouvelle interconnexion avec l'Ontario a été développée selon un mode différent et pourrait recevoir, aux fins de la répartition des coûts, un traitement différent de celui des interconnexions existantes. Le Transporteur a d'ailleurs indiqué que ce sujet faisait déjà partie de ses réflexions. »

Au présent dossier, le Transporteur propose que la sous-fonction Ontario soit traitée comme les autres sous-fonctions de la fonction Interconnexions.

Il précise que les coûts de l'année 2009 sont associés à la mise en service du projet autorisé par le Décret 1450-2000 qui concerne la construction du poste d'interconnexion de l'Outaouais d'une capacité de 1 250 MW ainsi que de ses infrastructures connexes. Ce projet d'interconnexion consolidera davantage le réseau de transport, améliorera la fiabilité de l'alimentation électrique pour les diverses régions du Québec et permettra des échanges avec les réseaux voisins.

Il conclut que le rôle de cette interconnexion n'est pas différent de celui des autres interconnexions et que la méthode qu'il propose est conforme à la méthode approuvée par la Régie.

En vertu de la proposition du Transporteur, les coûts de cette interconnexion seraient répartis de la même manière que les coûts des autres interconnexions, soit en fonction des parts respectives du service pour l'alimentation de la charge locale et du service de point à point de long terme dans la puissance coïncidente et dans l'énergie totale.

L'expert du Transporteur fait valoir que, puisque l'interconnexion rapporte des revenus supérieurs aux coûts et qu'elle apporte une assurance à la charge locale en termes de fiabilité, l'allocation des coûts à la charge locale est raisonnable.

Le Transporteur, dans sa réplique, mentionne que sa proposition s'appuie sur la causalité des coûts qui découlent de la sécurisation de l'alimentation de la charge locale. À cet effet, l'ensemble des autres interconnexions existantes vise aussi à sécuriser la charge locale. Par conséquent, la répartition des coûts pour l'interconnexion Ontario devrait être la même que celle utilisée pour les autres interconnexions existantes.

L'ACEF de Québec préconise une approche basée sur le facteur d'utilisation ou sur les capacités réservées par les divers services.

L'AQCIÉ/CIFQ considère que l'interconnexion temporaire de 400 MW avec l'Ontario permettrait de répondre aux besoins de fiabilité identifiés à la suite du verglas de 1998³⁷.

Cet intervenant considère que le Transporteur n'a pas démontré, dans le présent dossier, que l'interconnexion de 1 250 MW apporte à la charge locale un avantage que ne lui conférerait pas l'interconnexion de 400 MW³⁸. Dans cette perspective, la part des coûts alloués à la charge locale devrait être de zéro. L'AQCIÉ/CIFQ propose, dans l'hypothèse où la Régie ne serait pas convaincue que l'utilité de l'interconnexion pour la charge locale est nulle, une allocation provisoire de 25 % pour la charge locale.

L'expert de l'AQCIÉ/CIFQ fait valoir une position contraire à celle de l'expert du Transporteur à l'effet que l'allocation des coûts est raisonnable du simple fait que les revenus de l'interconnexion sont supérieurs au coût de l'interconnexion.

« I don't think it is particularly relevant to the issue at hand, which is retail cost allocation. The retail cost allocation is an embedded cost analysis, and Dr. Orans is making an incremental cost argument. Neither HQT nor HQD uses incremental costs as a primary cost allocation or rate setting method. »

Il aborde la question du traitement des interconnexions du point de vue de la répartition des coûts.

« Unfortunately, cost allocation for an interconnection is not very simple, for two reasons. First, any individual interconnection may provide different kinds of

³⁷ NS, volume 7, pages 234 et 235.

³⁸ NS, volume 7, pages 237.

benefits to the transmission grid, and second, the types of benefits provided by an interconnection, from one interconnection, may actually be quite different than the benefits provided by another interconnection [...] »³⁹

La FCEI favorise une allocation des coûts en fonction de l'utilisation réelle des chemins HQT-ON et ON-HQT. L'intervenante indique que, dans ses exemples, chacun de ces chemins se voit imputer 50 % des coûts.

UC rejette l'approche du Transporteur, l'interconnexion avec l'Ontario ayant pour cause la demande et les besoins du Producteur. Pour UC, le motif qui, dans un premier temps, a justifié ce projet puis mené à sa réalisation est, sans contestation possible, de desservir le Producteur. Le fait que le Transporteur ait, dès 2003, exigé du Producteur qu'il garantisse les dépenses réalisées en témoigne clairement.

UC soumet que ce besoin du Producteur doit recevoir une considération beaucoup plus importante que le motif de sécurisation du réseau, présentement allégué par le Transporteur, qui était visé à la fin de l'année 2000, à la suite du verglas, par le Décret 1450-2000 concernant l'interconnexion de l'Ontario⁴⁰.

UC recommande de répartir les coûts de l'interconnexion avec l'Ontario de façon distincte de celle utilisée pour les interconnexions existantes, en se basant sur son utilisation respective par différentes catégories d'utilisateurs du réseau.

Selon l'expert de cette intervenante, l'évaluation de l'utilisation de l'interconnexion avec l'Ontario pourrait s'effectuer sur la base des données estimées. Ces dernières devraient, cependant, être fondées sur des éléments factuels, tels les conventions de service signées, les demandes de réservation, et les conditions de service. L'expert présente une analyse de la valeur en fiabilité pour 2009 et considère qu'une valeur de 0,16 M\$ correspondrait à l'utilisation espérée de l'interconnexion en mode import, pour faire face à un verglas, avec période de retour d'une fois par 30 ans. Le reste du coût de l'interconnexion serait alloué au service de point à point. La Régie pourrait réviser cette estimation, si nécessaire, dans l'avenir.

Aux fins de sa décision, la Régie ne peut faire abstraction des motifs qui ont présidé à l'adoption du Décret 1450-2000. Le fait que le début des travaux ait été reporté jusqu'à ce que les conditions propices à assurer la rentabilité de l'opération aient été réunies ne justifie

³⁹ NS, volume 6, page 165.

⁴⁰ Pièce C-2-8-UC- Argumentation, page 11.

pas, à lui seul, de faire abstraction de l'objectif initial. Cet objectif comportait, de façon manifeste, une composante fiabilité très importante, voire prédominante.

Selon la Régie, il s'agit donc d'installations dont le rôle est sensiblement identique à celui des autres interconnexions, soit permettre l'exportation et l'échange de puissance et d'énergie avec les réseaux voisins et assurer une plus grande fiabilité des approvisionnements à la charge locale.

Par ailleurs, la Régie ne retient pas les arguments selon lesquels le maintien de la méthode existante de répartition des coûts aurait pour effet de faire supporter par la charge locale la presque totalité des coûts de l'interconnexion. La méthode existante repose sur le calcul de facteurs de répartition, lesquels tiennent compte des nouvelles réservations de point à point de long terme associées à l'interconnexion avec l'Ontario. Ces facteurs de répartition s'appliquent non seulement aux coûts des interconnexions, mais également à l'ensemble des coûts communs aux deux services de transport ferme de long terme. En raison des nouvelles réservations découlant de la réalisation de l'interconnexion, le prorata de la charge locale dans les coûts des diverses fonctions et sous-fonctions à répartir se trouve sensiblement réduit. Globalement, les coûts additionnels alloués à la charge locale pour la sous-fonction Ontario sont donc compensés, en grande partie, par une diminution des coûts des autres sous-fonctions qui lui sont alloués.

La Régie retient la proposition du Transporteur à l'effet d'appliquer, aux coûts de l'interconnexion avec l'Ontario, le même traitement que celui applicable aux autres interconnexions.

11.5 INFORMATIONS À PRODUIRE AU PROCHAIN DOSSIER TARIFAIRE

La Régie prend note des tableaux présentés par le Transporteur montrant les revenus et les coûts par service de long terme après imputation des revenus de point à point de court terme⁴¹.

La Régie demande au Transporteur de présenter, à titre illustratif, en complément des tableaux usuels de répartition des coûts, un tableau montrant l'effet de l'imputation des revenus de point à point de court terme sur les coûts alloués à chaque service et les écarts qui en résultent avec les revenus de chaque service.

⁴¹ Pièce B-9-HQT-13, document 1, pages 108 et 109.

12. TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT

12.1 TARIFS DE TRANSPORT

Les tarifs des services de transport sont établis en tenant compte des revenus requis projetés pour l'année 2009 et de la prévision des besoins des services de transport de long terme et de court terme.

Les services de transport de long terme incluent le service de transport pour l'alimentation de la charge locale, le service de transport en réseau intégré et le service de transport de point à point de long terme. Les services de transport de court terme font référence aux services de transport de point à point mensuels ferme et non ferme, hebdomadaires ferme et non ferme, quotidiens ferme et non ferme et horaire non ferme.

Pour l'établissement des tarifs annuel, mensuels, hebdomadaires, quotidiens et horaire de l'année 2009, le Transporteur reconduit la méthode existante, approuvée par la Régie dans l'ensemble de ses décisions tarifaires depuis l'année 2001. Le niveau des tarifs de transport est établi de manière à percevoir l'ensemble des revenus requis en tenant compte des besoins de transport.

Le tableau suivant présente une comparaison entre les tarifs en vigueur pour l'année 2008 et ceux proposés pour l'année 2009, ainsi que le cavalier applicable à ces tarifs.

Tableau 12
Tarifs en vigueur et tarifs proposés

Service	Type	Unité	Tarifs en vigueur pour 2008	Tarifs proposés pour 2009
Annuel	ferme	\$/kW/an	70,82	73,32
Mensuel	ferme	\$/kW/mois	5,90	6,11
Mensuel	non ferme	\$/kW/mois	5,90	6,11
Hebdomadaire	ferme	\$/kW/semaine	1,36	1,41
Hebdomadaire	non ferme	\$/kW/semaine	1,36	1,41
Quotidien	ferme	\$/kW/jour	0,27	0,28
Quotidien	non ferme	\$/kW/jour	0,19	0,20
Horaire	non ferme	\$/kW/heure	8,08	8,37
Réseau intégré	ferme	\$	0,00	0,00
Charge locale	ferme	\$	2 528 628 100	2 622 216 480
Cavalier				
Point à point de long terme	ferme	\$/kW/an	-1,16	-0,10
Charge locale	ferme	\$	-41 417 800	-3 576 400

Le Transporteur propose, pour l'année témoin 2009, un tarif annuel de 73,32 \$/kW/an, soit une hausse de 3,5 % par rapport au tarif existant de 70,82 \$/kW/an, sans considération du cavalier. Cette hausse s'explique par l'évolution des revenus requis, qui est plus particulièrement attribuable à la modification du traitement comptable des coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels, événement ponctuel et non récurrent.

La facture du service de transport pour l'alimentation de la charge locale, pour l'année 2009, augmente de 3,7 % par rapport à celle de l'année 2008, sans tenir compte du cavalier. Cette augmentation s'explique par la croissance des besoins de transport de la charge locale et l'évolution du tarif annuel.

Le Transporteur présente, au tableau suivant, l'évolution, sur une base historique, du tarif annuel et de la facture de la charge locale, sans considération du cavalier.

Il en ressort qu'en dollars courants, le tarif annuel proposé pour l'année 2009 reflète une augmentation de moins de 1 % par rapport à celui de l'année 2001, alors qu'en dollars constants, il diminue de 15 % par rapport à celui de l'année 2001.

En ce qui concerne le service de transport pour l'alimentation de la charge locale, le prix unitaire est le même que celui du tarif annuel mais l'évolution de la facture intègre également la croissance de 13 % des besoins de transport de la charge locale entre 2001 et 2009, soit de 31 726 MW à 35 764 MW. En dollars courants, le montant de la facture de la charge locale reflète une augmentation de 13 % depuis l'année 2001. Cependant, en dollars constants, il présente une diminution de 5 % sur la même période.

Tableau 13
Évolution du tarif de point à point de long terme et de la
facture de la charge locale

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Indice des prix à la consommation (base 100 en 2001)	100,0	102,2	105,1	107,1	109,5	111,7	114,1	116,4	118,7
Tarif annuel (\$/kW/an)									
En dollars courants	72,91	72,91	72,91	72,91	72,90	72,90	70,82	70,82	73,32
En dollars constants de 2001	72,91	71,31	69,36	68,07	66,60	65,29	62,06	60,85	61,76
Facture de la charge locale (M\$)									
En dollars courants	2 313,0	2 313,0	2 313,0	2 313,0	2 483,0	2 483,0	2 539,7	2 528,6	2 622,2
En dollars constants de 2001	2 313,0	2 262,1	2 200,5	2 159,5	2 268,3	2 223,8	2 225,7	2 172,5	2 208,7

Compte tenu de la présente décision, le revenu requis projeté par le Transporteur diminue d'environ 51,5 M\$. Sur cette base, la Régie estime le tarif annuel 2009 à 72,00 \$/kW/an, soit une augmentation de 1,7 % par rapport au tarif annuel 2008. La Régie considère ce tarif juste et raisonnable.

12.2 TAUX DE PERTES DE TRANSPORT

Le Transporteur propose de maintenir le taux de pertes de transport à 5,2 % pour l'année 2009, compte tenu du faible écart entre le taux de pertes de transport en vigueur et celui effectivement observé.

Le Transporteur soumet que l'utilisation d'un taux de pertes électriques moyen constitue une méthode simple et efficace pour répartir entre tous les utilisateurs le fardeau des pertes électriques sur le réseau, en fonction de l'utilisation de chacun, et qu'il s'agit d'une méthode compatible avec la tarification des services de transport approuvée par la Régie.

Le tableau suivant fait état des pertes réelles de transport pour les années 2001 à 2007 et leur écart par rapport au taux moyen⁴².

Tableau 14
Taux de pertes de transport

Année	Taux de pertes	Écart par rapport à 5,2 %
2001	5,26 %	+ 0,0006
2002	5,13 %	- 0,0007
2003	5,37 %	+ 0,0017
2004	5,16 %	- 0,0004
2005	5,27 %	+ 0,0007
2006	5,26 %	+ 0,0006
2007	5,30 %	+ 0,0010

La Régie constate que le taux des pertes réelles s'est avéré plus élevé que le taux moyen de 5,2 % pour cinq des sept dernières années. Pour les cinq dernières années, le taux moyen est de 5,27 % tandis que pour les trois dernières années, il est de 5,28 %. Comme le taux de pertes est défini à une décimale près, le taux moyen, dans les deux cas, est plus près de 5,3 % que de 5,2 %.

⁴² Pièce B-1-HQT-10, document 2, page 10.

La Régie juge que l'application d'un taux moyen égal à la moyenne des trois dernières années réelles permettra de refléter la tendance récente des pertes sur le réseau. Le taux moyen se corrigera alors de lui-même. De plus, une période de 3 ans permet de ne pas trop s'éloigner de l'année témoin.

En conséquence, la Régie fixe le taux des pertes de transport à un taux égal à la moyenne des trois dernières années des pertes réelles. Les pertes réelles annuelles doivent être calculées à deux décimales. Le taux moyen est arrondi à une décimale.

Pour l'année témoin 2009, le facteur applicable de pertes de transport est donc de 5,3 % du débit horaire maximal tel que mesuré au(x) point(s) de livraison.

La Régie demande au Transporteur d'ajuster le texte des Tarifs et conditions en conséquence.

12.2.1 COMPTE D'ÉCART DES REVENUS DES SERVICES DE TRANSPORT DE POINT À POINT ET CAVALIER

Dans sa décision D-2007-08 relative à la demande tarifaire 2007 du Transporteur, la Régie a ordonné la création d'un compte d'écart sur les revenus des services de transport de point à point de long terme et de court terme du Transporteur.

Le Transporteur a créé, tel que demandé, le compte d'écart à partir de l'année 2007. Le compte d'écart cumule les écarts tant positifs que négatifs relatifs aux revenus des services de transport de point à point.

Le Transporteur constate que l'application du cavalier fixé par la Régie à la charge locale et aux réservations des clients du service de transport de point à point de long terme pour l'année 2008 implique qu'un montant de 42,1 M\$ devrait être remboursé par le Transporteur, soit 0,1 M\$ de plus que le montant retenu par la Régie pour l'établissement du cavalier. Le Transporteur présente, pour intégration au cavalier de l'année 2009, cet écart de 0,1 M\$.

Selon le Transporteur, si la Régie ne reconnaissait pas l'intégration de cet écart dans le cavalier de l'année 2009, il ne serait pas en mesure de disposer au complet du solde projeté du compte d'écart pour l'année 2008 et serait dans l'obligation d'y maintenir le montant de 0,1 M\$ pour disposition ultérieure. Il ajoute qu'une telle approche ne permettrait pas de

se rapprocher le plus possible de la bonne génération de clients, comme le souhaite la Régie⁴³.

Sur la base du solde projeté du compte d'écart, ainsi que de la prévision des besoins de transport à long terme, le Transporteur propose un cavalier de - 0,10 \$/kW/an pour le service de transport de point à point de long terme et de - 3 576 400 \$ pour le service de transport pour l'alimentation de la charge locale. Ce cavalier serait applicable du 1^{er} janvier au 31 décembre 2009.

La Régie est satisfaite des explications du Transporteur et accepte le solde du compte d'écart projeté par le Transporteur.

En conséquence, la Régie fixe, pour l'année 2009, le cavalier à - 0,10 \$/kW/an pour le service de transport de point à point de long terme et de - 3 576 400 \$ pour le service de transport pour l'alimentation de la charge locale.

12.3 TARIFICATION DES SERVICES COMPLÉMENTAIRES

Le Transporteur établit les tarifs des services complémentaires pour les services de transport de point à point conformément à la méthode approuvée par la Régie lors de ses décisions antérieures. Le niveau proposé de ces tarifs demeure inchangé.

La Régie accepte la proposition du Transporteur, sous réserve des dispositions incluses dans la présente décision relatives aux services de compensation d'écarts de réception et de livraison.

12.4 CONTRIBUTIONS POUR LES AJOUTS AU RÉSEAU

12.4.1 ALLOCATION MAXIMALE POUR LES AJOUTS AU RÉSEAU DE TRANSPORT

Le Transporteur propose de reconduire la méthode approuvée dans le dossier R-3401-98, relative à la détermination de l'allocation maximale du Transporteur pour les ajouts au réseau.

⁴³ Pièce B-34, HQT-13, document 1.1, pages 40 et 41.

Selon la méthode en vigueur, ce montant maximal correspond à la valeur actualisée du tarif de transport annuel sur une période de 20 ans, moins les frais d'entretien et d'exploitation, la taxe sur le capital et la taxe sur les services publics applicables. Tout excédent à ce montant maximal est assumé par le client des services de transport pour lequel l'ajout au réseau est réalisé.

Le Transporteur propose de réviser le montant existant de 574 \$/kW. En tenant compte des tarifs proposés et des nouvelles valeurs, le montant de l'allocation maximale mis à jour est de 636 \$/kW.

La Régie accepte la proposition du Transporteur de maintenir la méthode d'établissement de l'allocation maximale pour les ajouts au réseau. Le montant proposé de 636 \$/kW devra être ajusté en tenant compte des dispositions de la présente décision.

12.4.2 CONTRIBUTION MAXIMALE POUR LES POSTES DE DÉPART

Dans la décision D-2008-036 rendue dans le dossier R-3626-2007, la Régie a accepté la proposition du Transporteur de hausser le niveau de la contribution actuelle en fonction de l'évolution observée du coût des principales composantes des postes de départ depuis 2001. La Régie a aussi fixé, sur cette base, la contribution maximale pour les années 2007 et 2008⁴⁴. Dans cette même décision, la Régie a souligné l'importance de mettre à jour la contribution maximale sur une base régulière :

« Enfin, la Régie partage l'avis des intervenants sur l'importance de mettre à jour la Contribution, sur une base régulière. Un examen de l'évolution des coûts sous-jacents doit être effectué et les données devront être rendues disponibles dans le cadre des dossiers tarifaires du Transporteur. »⁴⁵

Dans la décision procédurale D-2008-116, la Régie a indiqué :

« Tout débat de fond portant sur la méthode d'établissement de la contribution maximale du Transporteur pour les postes de départ ne nécessitant qu'un seul palier de transformation est exclu de la présente audience. »⁴⁶

⁴⁴ Décision D-2008-36, dossier R-3626-2007, pages 35 et 36.

⁴⁵ Décision D-2008-36, dossier R-3626-2007, page 13.

⁴⁶ Dossier R-3669-2008, page 6.

Le Transporteur propose d'utiliser l'Indice des prix à la construction dans les services d'électricité (IPCSE) de Statistique Canada⁴⁷. Selon lui, cette proposition, simple d'application, permet de refléter l'évolution de ces coûts sur la base de données objectives et vérifiables, tel que le souhaite la Régie.

Le Transporteur produit les données publiées de l'IPCSE de 2001 à 2007, pour les sous-stations ou postes de départ. Cet indice montre que le coût des postes de départ a augmenté de 10,5 % de 2001 à 2007, soit 3,6 % de moins que l'IPC sur la même période. Après application d'une augmentation estimée de 4,5 % en 2008 et en 2009, soit l'augmentation annuelle la plus importante enregistrée au cours des années précédentes, il en résulte une augmentation cumulative de 20,7 % des coûts de 2001 à 2009. Sur cette base, le Transporteur propose de maintenir les contributions maximales fixées pour le 1^{er} janvier 2008 dans la décision D-2008-036. Enfin, dans sa réplique, le Transporteur ajoute qu'il est en accord avec le principe d'indexation automatique de tous les maximums à partir de l'indice IPCSE uniquement.

Le Transporteur dépose la mise à jour de l'indice du coût des principales composantes utilisé dans le cadre du dossier R-3626-2007 et ayant servi à établir la contribution maximale aux coûts des postes de départ. Il met à jour cet indice de 2001 à 2007 et projette une augmentation annuelle de 3,7 % pour les années 2008 et 2009. Il en résulte une augmentation cumulative de 35,3 % des coûts de 2001 à 2009.

Selon S.É./AQLPA, le Transporteur remet en question les indices d'inflation employés au dossier R-3626-2007 pour les remplacer par un facteur d'indexation, soit l'indice relatif aux sous-stations de l'IPCSE de Statistique Canada. Selon l'intervenant, cet aspect de la décision D-2008-036 ne pouvait être remis en question au présent dossier. L'intervenant propose de continuer d'appliquer, en 2009, les indices d'inflation du dossier R-3626-2007 aux maxima existants.

S.É./AQLPA propose, de plus, d'inclure une clause d'indexation annuelle automatique de tous les maxima cités pour les remboursements de coûts de postes de départ. Cette proposition ferait en sorte que les soumissionnaires retenus lors d'un futur appel d'offres du Distributeur pourront bénéficier de cette indexation au moment de la construction de leurs postes de départ, puisque l'indexation des maxima remboursables aura déjà été prévue dans les Tarifs et conditions le jour de la clôture de cet appel d'offres.

Selon la Régie, le présent dossier n'avait pas pour objet de modifier la méthodologie retenue dans la décision D-2008-036. La Régie constate que la proposition du Transporteur, dans le

⁴⁷ Pièce B-1-HQT-12, document 2, page 8.

présent dossier, s'appuie sur l'indice IPCSE de Statistique Canada et non plus sur les indices et la structure de coûts approuvés dans la décision D-2008-036.

De plus, le Transporteur effectue la mise à jour des contributions maximales en appliquant le nouvel indice annuel IPSCE aux montants de la contribution maximale de 2001. La Régie considère qu'en procédant de la sorte, le Transporteur propose de refaire l'exercice effectué dans le dossier R-3626-2007. Selon la Régie, le point de départ de la mise à jour recherchée doit être le montant fixé pour l'année 2008 dans la décision D-2008-036.

La Régie juge que l'approche proposée par le Transporteur n'est pas compatible avec l'esprit de la décision D-2008-036.

Par ailleurs, le Transporteur n'a pas convaincu la Régie de l'opportunité de changer l'indice de référence utilisé pour mettre à jour la contribution maximale existante.

En conséquence, la Régie effectue une mise à jour de la contribution maximale pour 2009 en utilisant le même indice que celui retenu dans la décision D-2008-036.

La Régie retient, pour 2009, les valeurs présentées par le Transporteur à la pièce B-34-HQT-13, document 1.1, page 63, sauf pour ce qui est des centrales de plus de 250 MW.

Pour ces dernières, la Régie rappelle le passage suivant contenu dans sa décision D-2008-036 :

« La Régie ne juge cependant pas nécessaire d'augmenter la Contribution pour toutes les centrales. L'examen des coûts de certains postes de départ montre que le niveau de la Contribution est généralement suffisant pour couvrir les coûts des postes de départ pour les centrales de taille importante. »

Selon la Régie, aucun élément nouveau de contexte ne justifie un changement dans l'approche de gel des contributions applicables à ce groupe de centrales. La Régie conclut que les montants correspondants doivent demeurer inchangés.

Ainsi, la Régie autorise, pour les postes de départ, les contributions suivantes :

Tableau 15
Contributions maximales du Transporteur
pour les postes de départ

	Centrales de moins de 250 MW		Centrales de 250 MW et plus	
Tension nominale	Centrales n'appartenant pas à Hydro-Québec	Centrales appartenant à Hydro-Québec	Centrales n'appartenant pas à Hydro-Québec	Centrales appartenant à Hydro-Québec
Moins de 44 kV	47 \$/kW	40 \$/kW	35 \$/kW	30 \$/kW
Entre 44 et 120 kV	74 \$/kW	64 \$/kW	55 \$/kW	48 \$/kW
Plus de 120 kV	128 \$/kW	111 \$/kW	95 \$/kW	83 \$/kW

La Régie demande au Transporteur de mettre à jour le texte de Tarifs et conditions afin de refléter ces nouvelles contributions maximales.

Par ailleurs, la Régie ne retient pas la proposition de S.É./AQLPA d'établir, dans le texte de l'Appendice J, une clause d'indexation automatique des contributions. Elle maintient plutôt l'approche de la décision D-2008-036.

12.4.3 CONTRIBUTION MAXIMALE DANS LE CAS D'UNE DOUBLE TRANSFORMATION

Dans sa décision D-2006-66, la Régie accepte la proposition du Transporteur de doubler le plafond de contribution maximale pour les postes de départ pour la production éolienne. Elle mentionne qu'elle reverra tant l'opportunité d'un double plafond que le niveau de ce plafond⁴⁸.

⁴⁸ Dossier R-3549-2004, Phase 2, pages 42 et 43.

Dans la décision D-2008-036, la Régie indique :

« En ce qui concerne les cas où plus d'un palier de transformation est requis, la Régie comprend que le Transporteur entend parfaire ses connaissances relativement aux coûts des projets éoliens d'ici au printemps 2008. La Régie demande, en conséquence, au Transporteur de faire rapport sur les conclusions de son analyse et de sa réflexion en la matière dans son prochain dossier tarifaire. »⁴⁹

Le Transporteur fournit une estimation des coûts du poste de transformation et du réseau collecteur des projets retenus dans les deux appels d'offres du Distributeur concernant la filière éolienne. Dans l'appel d'offres A/O 2003-05, les coûts unitaires moyens sont de 83 \$/kW pour le poste de transformation et de 96 \$/kW pour le réseau collecteur, pour un total de 179 \$/kW pour l'ensemble du poste de départ. Pour les projets retenus dans l'appel d'offres A/O 2005-03, ces coûts sont respectivement de 85 \$/kW, 185 \$/kW, pour un total de 270 \$/kW.

Le Transporteur indique que l'analyse des estimations du coût moyen des réseaux collecteurs et des postes de transformation des soumissions retenues de l'A/O 2005-03 montre que le coût moyen des projets retenus, soit 270 \$/kW, est plus du double des contributions maximales actuelles du Transporteur pour un seul palier de transformation. Compte tenu des études ayant mené à l'établissement des plafonds actuels, de l'évolution observée de l'IPCSE et de la complexité relative de l'ensemble du réseau versus les seuls postes de départ, il n'apparaît pas approprié au Transporteur d'accroître, à ce moment-ci, les plafonds actuels, puisque le coût des postes de départ occupe déjà près de 40 % du coût total des ajouts au réseau.

En conséquence, la proposition du Transporteur est de maintenir l'approche en vigueur, soit de doubler la contribution maximale afférente au poste de transformation et ce, pour chaque palier de tension de raccordement au réseau.

S.É./AQLPA présente une évaluation technicoéconomique d'un réseau collecteur typique et fournit une valeur réaliste de 113 \$/kW. L'intervenant indique qu'il ne s'agit pas d'une valeur maximum mais plutôt d'une valeur moyenne sans contrainte topologique. Les contraintes de localisation dues à la topologie et aux exigences des autorités et communautés accroîtraient ce coût unitaire, sans qu'il n'y ait surdimensionnement. Selon l'intervenant le coût unitaire de 185 \$/kW de l'appel d'offres A/O 2005-03 n'apparaît pas déraisonnable

⁴⁹ Dossier R-3626-2007, page 13.

pour servir de coût moyen pour ces réseaux collecteurs et, a fortiori, de coût maximal remboursable.

La Régie constate que la preuve du Transporteur montre, dans le cas de l'éolien, une évolution du coût du réseau collecteur très différente de celle du poste de transformation et un coût total du poste de départ nettement supérieur au double de la contribution maximale.

La Régie comprend également que, contrairement aux équipements du poste de transformation, la tension des lignes du réseau collecteur, habituellement de 34 kV, ne dépend pas du niveau de tension de raccordement au réseau de Transporteur.

Étant donné ces différences notables, la Régie juge approprié d'établir une contribution maximale distincte pour le réseau collecteur.

Pour le poste de transformation, la contribution maximale applicable sera celle établie dans la section précédente.

Concernant les cas de double transformation, la Régie juge opportun de maintenir le principe d'un plafonnement de la contribution maximale. Cependant, elle ne partage pas la préoccupation du Transporteur quant au maintien de la proportion du coût du poste de départ dans l'allocation maximale du Transporteur pour les ajouts au réseau.

La Régie retient, comme base de référence pour établir la contribution afférente au réseau collecteur, les données des appels d'offres A/O 2003-05, exprimées en dollars de 2003, et celles de l'appel d'offres A/O 2005-03, exprimées en dollars de 2007.

Le montant de la contribution maximale du Transporteur retenue par la Régie pour le réseau collecteur correspond à la moyenne des coûts unitaires moyens de ces deux appels d'offres, exprimés en dollars de 2009. Pour ce faire, la Régie utilise l'indice du coût des composantes principales. Le coût unitaire moyen ainsi obtenu est de 161 \$/kW en excluant les frais d'entretien et de maintenance de 15 % et de 185 \$/kW en incluant ces frais.

En conséquence, la Régie ordonne au Transporteur de mettre à jour le texte de Tarifs et conditions afin de refléter une contribution maximale distincte pour le réseau collecteur de 161 \$/kW pour les centrales appartenant à Hydro-Québec et de 185 \$/kW pour les centrales n'appartenant pas à Hydro-Québec.

12.5 MODIFICATIONS AU TEXTE DES TARIFS ET CONDITIONS

À la demande de la Régie, le Transporteur présente séparément les modifications proposées aux Tarifs et conditions découlant des ordonnances 890 et 890A de la FERC. Ces modifications seront examinées lors de la Phase 2 du présent dossier.

Les autres propositions concernent, notamment, des modifications d'ordre tarifaire aux Annexes 4 et 5 et des modifications à l'Appendice J. La Régie accepte les modifications proposées à la pièce B-4-HQT-12, document 5, révisée, sous réserve de ce qui suit.

12.5.1 SERVICE DE COMPENSATION D'ÉCART DE RÉCEPTION (ANNEXE 4 DES TARIFS ET CONDITIONS)

Le Transporteur propose de remplacer le texte actuel de l'Annexe 4 des Tarifs et conditions par un nouveau texte inspiré de l'ordonnance 890 de la FERC. Les principales différences entre les deux libellés se rapportent à :

- La localisation de la source;
- Les centrales assujetties;
- Les obligations du Transporteur;
- Les options du client;
- La tarification;
- L'introduction du cas particulier d'une source intermittente.

Le Transporteur explique que le service complémentaire de compensation d'écart de réception permet d'absorber ou de fournir, selon le cas, tout écart entre les quantités d'électricité reçues et les quantités d'électricité programmées. La tarification permet de compenser adéquatement le fournisseur du service et de fournir un incitatif approprié pour que les clients de service de transport minimisent en tout temps les écarts dont ils sont la cause.

Le Transporteur rappelle que le service complémentaire concernant les écarts de réception ne s'applique actuellement qu'à des livraisons dans sa zone de réglage et, qu'en conséquence, il n'y a pas d'écart de réception présentement appliqué selon les Tarifs et conditions en vigueur. Cependant, selon la proposition, les écarts s'appliquent également

aux livraisons à l'extérieur de la zone de réglage du Transporteur, en conformité avec l'ordonnance 890 de la FERC.

Selon le Transporteur, la problématique rencontrée est similaire à celle décrite par la FERC.

Centrales assujetties

En ce qui a trait aux centrales assujetties, le Transporteur propose que le service s'applique aux alternateurs synchronisés avec son réseau, alors que le texte de l'ordonnance 890 ne vise que les centrales localisées dans la zone de réglage du Transporteur.

Le Transporteur précise que cette différence ne touche que les centrales localisées en Ontario lorsqu'elles sont synchronisées à son réseau.

Le Transporteur produit l'extrait d'un document montrant que l'Independent Electricity System Operator (IESO) en Ontario n'a pas d'objection à l'application des services d'écarts de livraison et de réception proposés.

Le 3 décembre 2008, OPG dépose à la Régie ses observations concernant les services complémentaires d'écarts de réception et de livraison. Elle s'oppose à la proposition d'étendre l'application de ces services aux centrales synchronisées au réseau du Transporteur. Elle mentionne qu'il doit suivre les instructions de l'IESO et que celui-ci peut, en tout temps, demander de modifier le mode d'exploitation d'une centrale synchronisée sur le réseau du Transporteur.

EBMI est d'avis qu'à titre de réseau voisin, elle ne devrait pas être assujettie à l'application du service proposé. En effet, elle indique que c'est plutôt le mécanisme prévu pour l'énergie « inadvertante » qui devrait s'appliquer dans sa situation. Elle souligne, à cet effet, que, sur les marchés de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Angleterre et de New York, le service de compensation d'écart de réception ne s'applique pas au service de transport « wheel-through ».

Selon le Transporteur, le service de compensation d'écart de réception s'applique à EBMI lorsqu'elle effectue des transactions de point à point, car le Transporteur peut identifier les heures où EBMI est la seule à transmettre un programme à l'entrée de son réseau. Par contre, pour les heures où plus d'un client effectuent une réservation au point d'entrée, EBMI serait traitée comme réseau voisin et les écarts seraient considérés comme de l'énergie « inadvertante ».

La Régie comprend que la proposition du Transporteur a pour effet d'appliquer le service de compensation d'écart de réception aux centrales qui sont dans sa zone de contrôle et aux centrales, hors de sa zone de contrôle, qui sont synchronisées à son réseau. La Régie considère que ce sujet n'a pas été traité de façon assez approfondie pour lui permettre d'accepter, au présent dossier, les modifications proposées par le Transporteur.

En ce qui concerne EBMI, le Transporteur est en mesure de distinguer les circonstances où celle-ci doit être traitée comme un client du service de point à point du Transporteur de celles où elle doit être traitée comme un réseau voisin. La Régie est d'avis que tous les clients du service de transport doivent être soumis aux mêmes modalités relativement au service complémentaire de compensation d'écarts de réception, lorsqu'applicables. Ainsi, les modalités s'appliquent à EBMI lorsque le Transporteur est en mesure de déterminer qu'elle est responsable de l'écart observé.

Tarification des écarts de réception

Le Transporteur propose l'application d'une structure tarifaire de même nature que celle proposée par la FERC, soit une tarification à trois paliers. Le premier palier est identique à celui actuellement en vigueur. Il correspond à un coût de fourniture de 7,5 cents/kWh majoré de 50 % pour l'électricité fournie par le Transporteur et diminué de 50 % pour l'électricité reçue par le Transporteur, soit 11,25 cents/kWh et 3,75 cents/kWh respectivement. Les deuxième et troisième paliers prévoient une majoration ou une diminution de ces valeurs de 10 % et 25 % respectivement.

Selon le Transporteur, il n'est pas requis d'établir un tarif basé sur des prix horaires de l'électricité sur les réseaux voisins parce que cette approche demanderait de structurer et de maintenir une imposante base de données à cet effet. Le faible nombre de cas où des écarts de réception surgissent ne justifient pas la mise en place d'une méthode complexe.

Le Transporteur ajoute qu'il lui sera possible de proposer de nouveaux tarifs s'il s'avère qu'il y a des abus.

Par ailleurs, le Transporteur mentionne que le Producteur doit toujours être prêt à absorber les écarts de réception. Il est donc normal que celui-ci reçoive la totalité des revenus découlant de l'application des tarifs.

Enfin, le Transporteur propose de ne pas appliquer les frais additionnels prévus pour le troisième palier dans le cas d'une ressource intermittente, cette dernière étant définie comme

un groupe de production d'électricité qui ne peut faire l'objet d'une répartition, qui ne peut emmagasiner sa source de carburant et qui, par conséquent, ne peut réagir aux variations de la charge du réseau ni aux contraintes liées à la sécurité du transport.

L'expert du RNCREQ mentionne que les textes proposés pour les Annexes 4 et 5 reproduisent presque mot pour mot une grande partie du texte *pro forma* de la FERC. Il ajoute que l'Annexe 4 proposée par le Transporteur exclut toutefois les paragraphes précisant le mode de calcul des coûts incrémentiel et décrémental.

Il souligne que, selon l'ordonnance 890A, rien n'empêche la Régie d'approuver une méthode alternative qui reflèterait la situation particulière du Transporteur.

En ce qui concerne le coût de ce service, cet expert note que l'aspect punitif ou dissuasif est plus important dans la proposition du Transporteur que dans le texte de la FERC. En argumentation, le RNCREQ précise que la proposition du Transporteur élimine la notion de « bande morte » sans pénalité, puisque la pénalité de 50 % est toujours appliquée. Ceci contredit également le principe d'exclusion des fournisseurs d'énergie intermittente des dispositions punitives.

Lors de l'audience, cet expert présente une courbe des prix *Day Ahead Market* (DAM) NYISO (*New York Independent System Operator*) en \$/MWh classés pour les années 2005 et 2006. Il conclut que le prix atteint rarement les valeurs proposées par le Transporteur comme coût incrémentiel.

Cet expert est d'avis que les valeurs proposées par le Transporteur pour le coût incrémentiel et le coût décrémental ne correspondent pas à la définition donnée par la FERC. Selon lui, la FERC insiste sur la nécessité d'une méthodologie transparente pour fixer les coûts incrémentiel et décrémental. L'absence d'une telle méthodologie est une lacune majeure dans la proposition du Transporteur.

Dans son argumentation, le RNCREQ propose de fixer provisoirement ces valeurs à 7,5 cents/kWh et recommande à la Régie de demander au Transporteur d'élaborer une proposition d'indicateurs pour les coûts incrémentiels et décrémentiels, en fonction des marchés externes au Québec. De plus, il est d'avis que les producteurs d'énergie intermittente devraient être exemptés de la troisième tranche punitive.

Enfin, le RNCREQ s'oppose à la proposition de verser les revenus de pénalité au Producteur. Le RNCREQ considère que le transfert total du tarif au Producteur constitue un transfert non autorisé d'argent d'une compagnie réglementée vers son affilié non

réglementé. Selon l'intervenant, cette approche va à l'encontre des principes fondamentaux de la séparation fonctionnelle. Lorsque la partie du tarif qui correspond à une pénalité est retenue par le Transporteur, les sommes peuvent être retournées aux clients du Transporteur.

Pour sa part, EBMI mentionne que l'objectif est d'avoir un tarif juste et de s'assurer que les mesures dissuasives sont correctes et adéquates. À cet effet, elle rejette la proposition de tarif et de structure tarifaire présentée par le Transporteur. L'intervenante rappelle que le prix de 7,5 cents/kWh était le prix d'approvisionnement des achats de court terme du Distributeur au cours de l'année 2005 et que le Transporteur n'a pas justifié que ce prix soit toujours valable. De plus, un prix fixe comme celui proposé peut créer des opportunités d'arbitrage en achat ou en vente, selon les prix réels de marché.

EBMI mentionne également que, dans la structure proposée, il n'y a pas de « bande morte » où le tarif représenterait 100 % du coût incrémentiel ou décrémental. Selon l'ordonnance 890 de la FERC, il n'y a pas de pénalité à appliquer pour cette bande.

Selon l'intervenante, le coût décrémental ou incrémentiel devrait être le dernier mégawatt acheté ou vendu sur les marchés limitrophes du Québec, soit le marché de New York, celui de la Nouvelle-Angleterre et celui de l'Ontario. Elle suggère d'utiliser une formule de prix qui utilise les indices de marché. Les prix de marché sont faciles à obtenir et sont accessibles à l'ensemble des participants. Ainsi, selon elle, on peut se servir des prix horaires dans les trois marchés adjacents, y soustraire ou additionner les frais de transport selon la direction du flux de l'électricité, pour obtenir la valeur marginale de l'électron au Québec. Ceci correspond à ce qu'on appelle un « proxy » extérieur à la région pour établir ce que la FERC appelle le coût incrémentiel⁵⁰.

L'intervenante suggère la création d'un groupe de travail pour encadrer le développement d'un mécanisme permettant d'établir la valeur marginale de l'électricité au Québec en vue d'avoir des tarifs justes et raisonnables.

En ce qui concerne les revenus de pénalités, EBMI souligne que les ordonnances 890 et 890A indiquent clairement que ces revenus sont redistribués à la base tarifaire⁵¹.

Enfin, EBMI fait valoir que le service de compensation d'écart de réception et les pénalités qui y sont prévues devraient s'appliquer au Producteur. Elle indique que des réservations devraient être faites entre le point HQT et chacune des centrales qui alimentent la charge locale. Ainsi, il serait possible de déterminer si chaque centrale du Producteur a livré

⁵⁰ NS, volume 6, page 73.

⁵¹ NS, volume 6, page 81.

l'électricité programmée. Dans une telle situation, le Producteur serait traité comme l'ensemble des clients du Transporteur. La situation actuelle, qui permet au Producteur de faire fonctionner n'importe quelle centrale sans pénalité, procure un avantage pour le Producteur qui constitue de la discrimination indue⁵².

En réponse, le Transporteur mentionne que le service ne trouve pas application pour le Producteur car c'est ce dernier qui fournit le service de compensation des écarts de réception et de livraison dans la zone de réglage du Transporteur. Il ne peut donc pas lui-même provoquer de tels écarts.

Selon la Régie, les objectifs du service de transport sont, notamment, de permettre un accès ouvert et non discriminatoire à tous les clients et d'assurer un service de qualité et fiable aux usagers, tout en maintenant une tarification juste et raisonnable.

Les mêmes objectifs prévalent dans le cas du service de compensation d'écart de réception. Les modalités de ce service doivent, en conséquence, permettre un traitement équitable de toutes les parties concernées, lorsque des écarts de réception sont observés. Ces écarts sont déterminés par la différence entre les quantités d'électricité reçues et les quantités programmées.

En ce qui a trait à la tarification du service, la Régie se prononçait ainsi, dans sa décision D-2006-66 :

« La Régie est d'avis que le prix de 7,5 ¢/kWh constitue une approximation raisonnable du coût de l'énergie et assure une compensation adéquate du fournisseur de service tant en cas de livraison supérieure à la programmation qu'en cas de livraison qui lui est inférieure. De même, l'usage de l'estimé d'un prix de marché de 7,5 ¢/kWh plutôt que 2,79 ¢/kWh, jumelé à une majoration ou une réduction symétrique de 50 %, est mieux à même de compenser la valeur de l'énergie et de rencontrer l'objectif de dissuasion poursuivi par ce service du point de vue du Transporteur. En conséquence, la Régie fixe à 7,5 ¢/kWh le prix de l'énergie et à 50 % la majoration et le crédit, ces deux éléments étant liés l'un à l'autre. »⁵³

Dans le présent dossier, la Régie est d'avis que la proposition du Transporteur d'utiliser un prix de 11,25 ¢/kWh ou 3,75 ¢/kWh, selon le cas, au premier palier du service de compensation d'écart, majoré ou diminué de 10 % au deuxième palier et de 25 % au

⁵² NS, volume 6, pages 81 et 82.

⁵³ Dossier R-3549-2004, Phase 2, page 33.

troisième palier, comporte une double pénalité, puisque le premier palier contient déjà une composante dissuasive.

Bien que sensible à la préoccupation du Transporteur d'offrir un service comparable à celui prévu par la FERC dans les ordonnances 890 et 890A, la Régie doit s'assurer, tout en respectant les particularités du marché québécois, que l'effet dissuasif de cette proposition n'est pas indu ni excessif, tout en maintenant un traitement équitable, à la fois pour le fournisseur du service et pour le client qui y est assujéti.

Quant à la détermination du prix du premier palier, la Régie partage l'avis d'EBMI à l'effet qu'un prix fixe comme celui proposé par le Transporteur peut créer des opportunités d'arbitrage en achat ou vente, selon les prix réels du marché. La Régie croit que cela pourrait inciter à un comportement contraire à celui recherché.

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

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

La Régie ne retient pas la proposition d'EBMI de créer un groupe de travail pour encadrer le développement d'un mécanisme permettant d'établir la valeur marginale de l'électricité au Québec. **La Régie demande au Transporteur de déposer pour examen, dans le cadre de la Phase 2 du présent dossier, une proposition quant aux modalités d'application et d'implantation de l'approche retenue.**

Les nouvelles modalités de ce service entreront en vigueur à une date ultérieure qui sera fixée par la Régie au terme de la Phase 2. Entretemps, les modalités existantes du service continueront de s'appliquer.

La Régie accepte la proposition du Transporteur d'accorder un traitement particulier pour la production d'une ressource intermittente et, en conséquence, accepte d'exempter cette dernière de l'application du troisième niveau de prix.

La Régie est d'avis que les revenus résultant des pénalités doivent être conservés par le Transporteur. Comme le Transporteur est celui qui gère ce service, il est normal qu'il en garde les revenus pour remise ultérieure aux clients par le biais d'un compte d'écart.

Enfin, quant à l'enjeu soulevé par EBMI relatif à l'application, aux transactions de point à point du Producteur, du service de compensation d'écart de réception et des pénalités qui y sont prévues, la Régie comprend, de la preuve au dossier, qu'en tant que seul fournisseur du Transporteur pour ce service, le Producteur est appelé à compenser, en temps réel, tout déséquilibre sur le réseau de ce dernier et qu'il ne peut, en conséquence, créer de tels écarts.

12.5.2 SERVICES DE COMPENSATION D'ÉCART DE LIVRAISON (ANNEXE 5 DES TARIFS ET CONDITIONS)

Concernant le service d'écart de livraison, la Régie demande au Transporteur d'apporter à sa proposition les ajustements de concordance nécessaires pour refléter la décision rendue concernant le service d'écart de réception.

12.5.3 AJOUT À L'APPENDICE J SECTION A

Le Transporteur propose de modifier la section A de l'Appendice J de la façon suivante :

« Tout ajout au réseau de transport requis pour satisfaire les besoins du service de transport en vertu des Parties II, III et IV des présentes, incluant les raccordements de centrale auxquels réfère l'article 12A, sera payé par le Transporteur et intégré à sa base de tarification aux fins du recouvrement de ses coûts via les tarifs de transport prévus aux présentes, si cet ajout est jugé prudemment acquis et utile par la Régie dans le cadre d'un dossier tarifaire et s'il est conforme aux dispositions de la présente appendice J des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec. Une analyse économique des solutions retenues, tenant compte du coût global incluant les équipements et les pertes électriques, permet de choisir les ajouts au réseau requis. Les ajouts au réseau incluent également toute étude d'avant-projet lorsqu'une telle étude est requise pour réaliser un ajout au réseau. »

Il mentionne que ce nouveau texte sert à préciser que le coût des équipements et des pertes électriques est considéré pour les ajouts. De plus, selon le Transporteur, la modification proposée est pleinement compatible avec le libellé que l'on retrouve à l'Appendice D concernant la méthodologie pour exécuter une étude d'impact sur le réseau.

La Régie accepte la modification proposée par le Transporteur.

13. RÉTROACTIVITÉ DES TARIFS

Le 12 décembre 2008, le Transporteur dépose une requête interlocutoire afin que les tarifs existants du service de transport, incluant ceux des services complémentaires, soient déclarés provisoires à compter du 1^{er} janvier 2009. Il dépose également des amendements à sa demande principale qu'il juge nécessaires afin que l'application des tarifs fixés subséquemment au 1^{er} janvier 2009 puisse être rétroactive.

Dans sa décision D-2008-158 rendue le 23 décembre 2008 dans le présent dossier, la Régie accueille la requête interlocutoire du Transporteur et déclare provisoires les tarifs existants à compter du 1^{er} janvier 2009, incluant les tarifs des services complémentaires. Cependant, la Régie ne juge pas opportun de rendre provisoire l'ensemble des dispositions des conditions des services de transport dont, notamment, le montant de la contribution maximale du Transporteur au coût des postes de départ et le montant de l'allocation maximale du Transporteur dans le cas des ajouts au réseau.

La Régie accepte, sur une base exceptionnelle, l'application rétroactive des tarifs des services de transport et du taux de pertes ainsi que ceux des services complémentaires. En ce qui concerne les services de compensation d'écarts de réception et de livraison, les textes en vigueur continuent de s'appliquer jusqu'à ce que la Régie rende sa décision, à l'issue de la Phase 2, sur le texte des nouvelles modalités de ces services retenues.

Par ailleurs, la Régie juge nécessaire de réitérer sa préoccupation relativement au délai de traitement d'un dossier tarifaire⁵⁴. La Régie rappelle que, selon le Guide de dépôt du Transporteur, une demande doit être déposée au plus tard le 1^{er} juin afin de permettre l'examen et l'entrée en vigueur des tarifs en temps opportun pour le début de l'année tarifaire.

Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande amendée du Transporteur;

⁵⁴ Décision D-2006-66, dossier R-3649-2004, page 50.

MAINTIENT pour le Transporteur une structure de capital présumée comportant 70 % de capitaux empruntés et 30 % de capitaux propres;

AUTORISE un coût moyen pondéré du capital applicable à la base de tarification du Transporteur de l'ordre de 7,648 % qui tient compte d'un taux de rendement de 7,630 % sur les capitaux propres;

ÉTABLIT le coût moyen pondéré du capital prospectif du Transporteur à 5,781 %;

RECONNAÎT les méthodes d'établissement du coût du service qui ont été utilisées par Hydro-Québec aux fins de la présente demande du Transporteur, sujet à leur modification, substitution ou ajustement par décision expresse de la Régie;

DEMANDE au Transporteur de mettre à jour les données de sa base de tarification et de les déposer pour approbation à la Régie au plus tard le **13 mars 2009 à 12 h**;

DEMANDE au Transporteur de mettre à jour et de déposer, au plus tard le **13 mars 2009 à 12 h**, les données afférentes au calcul des revenus requis et des tarifs des services de transport, en tenant compte de la présente décision;

ACCUEILLE la demande du Transporteur d'appliquer les tarifs des services de transport, incluant les tarifs des services complémentaires existants, à compter du 1^{er} janvier 2009;

APPROUVE partiellement les modifications proposées aux Conditions des services de transport, tel que précisé dans la présente décision;

DEMANDE au Transporteur de déposer pour approbation, dans le cadre de la Phase 2, une version amendée des Annexes 4 et 5 des Tarifs et conditions reflétant la présente décision;

DEMANDE au Transporteur de déposer, au plus tard le **13 mars 2009 à 12 h**, un nouveau texte des Tarifs et conditions reflétant les décisions énoncées dans les diverses sections de la présente décision, ainsi qu'une version anglaise de ce document;

REFUSE la demande du Transporteur d'être relevé de l'application des éléments de certaines décisions antérieures de la Régie lui ordonnant de fournir des informations fondées sur des données réelles, relativement aux ajouts à la base de tarification de l'année témoin projetée;

RÉSERVE sa décision concernant le suivi des engagements pour les ajouts au réseau et les sujets afférents à la politique d'ajouts au réseau;

DEMANDE au Transporteur de se conformer à l'ensemble des autres éléments décisionnels contenus dans la présente décision.

Richard Carrier
Régisseur

Lucie Gervais
Régisseur

Jean-François Viau
Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M^c Denis Falardeau;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M^c Sébastien Leblond;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^c Pierre Pelletier;
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI) représentée par M^c Paule Hamelin et M^c Pierre Legault;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^c André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^c Geneviève Paquet;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^c Stéphanie Lussier;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^c Annie Gariépy;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^c Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^c Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^c Steve Cadrin.

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2010-053	P-110-1565 P-110-1597 P-110-1678	11 mai 2010
------------	--	-------------

PRÉSENTS :

Jean-Paul Théorêt
Richard Lassonde
Marc Turgeon
Régisseurs

Newfoundland and Labrador Hydro
Demanderesse

et

Hydro-Québec
Défenderesse

Décision

*Plaintes déposées en vertu de l'article 86 de la Loi sur la
Régie de l'énergie*

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE	4
1. INTRODUCTION.....	7
2. CONTEXTE HISTORIQUE	7
3. LES PLAINTES	9
4. LA PROCÉDURE.....	9
5. LES FAITS	10
6. PLAINTÉ P-110-1565.....	15
6.1 Position de NLH.....	15
6.2 Position d'HQT	27
6.3 Réplique de NLH.....	47
6.4 Opinion de la Régie.....	50
7. PLAINTÉ P-110-1597.....	71
7.1 Position de NLH.....	71
7.2 Position d'HQT	80
7.3 Réplique de NLH.....	87
7.4 Opinion de la Régie.....	88
8. PLAINTÉ P-110-1678.....	104
8.1 Position de NLH.....	104
8.2 Position d'HQT	112
8.3 Réplique de NLH.....	120
8.4 Opinion de la Régie.....	121
DISPOSITIF	127

LEXIQUE

AC	<i>Alternating Current</i> ou courant alternatif
ATC	<i>Available Transfer Capability</i> ou capacité de transport disponible
Centrale CF	Centrale hydro-électrique de Churchill Falls au Labrador
CF(L)Co	<i>Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited</i>
Contrat GWAC	<i>Churchill Falls Guaranteed Winter Availability Contract</i>
CRT	<i>Cedars Rapids Transmission Co.</i> ou Société de transmission électrique de Cedars Rapids limitée
DC	<i>Direct Current</i> ou courant continu
ETC	<i>Existing Transmission Commitments</i> ou service de transport engagé
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
HQD ou Distributeur	Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité
HQM	Hydro-Québec Marketing
HQP	Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité
HQT	Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i> ou courant continu à haute tension
IESO	<i>Independent Electricity System Operator</i>
ISO	<i>Independent System Operator</i>
Lignes de CF	Les lignes 7051, 7052 et 7053
NAESB	<i>North American Energy Standards Board</i>
NATC	<i>Non-Recallable Available Transfer Capability</i> ou capacité garantie disponible
NB	Nouveau-Brunswick

NE	New England
NERC	<i>North American Electric Reliability Corporation</i>
NLH	Newfoundland and Labrador Hydro
NPCC	<i>Northeast Power Coordinating Council</i>
NY	New York
OASIS	<i>Open Access Same-Time Information System</i> ou Système d'information et de réservation de capacité de transport
OATT	<i>Open Access Transmission Tariff</i>
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
PPPC	Perte de production en première contingence
QCRD	Québec-ressource désignée
RATC	<i>Recallable Available Transfer Capability</i> ou capacité non garantie disponible
Régie	Régie de l'énergie
TRM	<i>Transmission Reliability Margin</i> ou marge de fiabilité
TTC	<i>Total Transfer Capability</i> ou capacité totale
USA	<i>United States of America</i> ou États-Unis d'Amérique

1. INTRODUCTION

[1] Newfoundland and Labrador Hydro (NLH), la demanderesse, est une personne morale de droit public entièrement détenue par Nalcor Energy, laquelle est détenue par le gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador. Les opérations de NLH s'étendent de la production au transport et à la distribution d'électricité sur le territoire de Terre-Neuve et du Labrador¹.

[2] La défenderesse, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (HQT) est, depuis mai 1997, la division d'Hydro-Québec responsable du transport de l'électricité au Québec. Les tarifs et les conditions auxquels HQT transporte l'électricité sont fixés par la Régie de l'énergie (la Régie).

[3] À l'occasion d'une demande de NLH pour obtenir un service de transport d'électricité sur le réseau d'HQT, un différend s'est développé entre les parties qui a mené au dépôt de cinq plaintes : P-110-1565, P-110-1566, P-110-1597, P-110-1678 et P-110-1692. La plainte P-110-1566 a été rejetée² au stade de sa recevabilité et la plainte P-110-1692 a été retirée par NLH lors de l'audience orale des trois autres plaintes en janvier et février 2010.

[4] La présente décision porte donc sur les plaintes P-110-1565, P-110-1597 et P-110-1678.

[5] Avant d'aborder chacune de ces plaintes, il y a lieu de préciser le contexte historique dans lequel s'inscrit ce différend, l'objet de chaque plainte et la procédure suivie devant la Régie.

2. CONTEXTE HISTORIQUE

[6] Le 12 mai 1969, la *Commission Hydro-Électrique du Québec*, aujourd'hui Hydro-Québec, et *Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited* (CF(L)Co) ont conclu un contrat (le Power Contract) visant, notamment, la construction et l'exploitation de la centrale hydro-électrique de Churchill Falls au Labrador (la Centrale CF) et la vente par CF(L) Co et l'achat par Hydro-Québec de la presque totalité de la puissance et de

¹ *Hydro Corporation Act*, 2007, S.N.L. 2007, c. H-17.

² Décision D-2009-025.

l'énergie produite par la Centrale CF pour une durée initiale de 40 ans, prolongée automatiquement pour une durée additionnelle de 25 ans à l'expiration de la durée initiale, le 31 août 2016. Le Power Contract arrivera donc à échéance en 2041.

[7] CF(L)Co est propriétaire de la Centrale CF. Les actionnaires de CF(L)Co sont NLH et Hydro-Québec, à hauteur respectivement de 65,8 % et 34,2 %.

[8] Les lignes 7051, 7052 et 7053 (les Lignes de CF) raccordent la Centrale CF au réseau d'HQT au niveau du poste Montagnais. Les Lignes de CF à 735 kV sont exploitées en mode unidirectionnel. La Centrale CF est synchrone avec le réseau de transport d'HQT.

[9] La capacité de la Centrale CF est d'environ 5 500 MW.

[10] Historiquement, la puissance livrée en provenance de la Centrale CF et utilisée aux fins de l'alimentation de la charge locale du Québec a été de 5 202 MW, soit la capacité correspondant à la limite de stabilité transitoire des lignes 735 kV en cause. Le transit moyen, calculé sur la base de données réelles enregistrées de 1983 à 2007, est de 5 156 MW, avec un transit maximum enregistré de 5 224 MW.

[11] L'électricité produite à la Centrale CF fait partie de l'ensemble des ressources d'approvisionnement d'Hydro-Québec depuis le 6 décembre 1971, date des premières livraisons, et permet aujourd'hui à Hydro-Québec d'assumer une partie importante de ses obligations de livrer les 165 TWh d'électricité patrimoniale.

[12] Le gouvernement de Terre-Neuve et Labrador et sa filiale NLH planifient le développement des ressources hydrauliques du Bas-Churchill et la construction des centrales Gull Island et Muskrat Falls à plus de 200 km à l'est et en aval de la Centrale CF. La mise en service de ces centrales est prévue pour les 31 décembre 2014 (Gull Island) et 31 décembre 2017 (Muskrat Falls).

[13] Les centrales projetées sont présentement conçues pour livrer une puissance de 2 264 MW (Gull Island) et de 824 MW (Muskrat Falls), dont 2 824 MW transiteraient sur le réseau d'HQT en empruntant, entre autres, les Lignes de CF.

[14] Le 19 janvier 2006, NLH a soumis à HQT une demande de service de transport ferme de point à point pour une durée de 30 ans en vue d'exporter au Québec, en Ontario, au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Angleterre et à New York l'électricité produite par les futures centrales du Bas-Churchill. Cette demande prend le rang 101 sur le Système

d'information et de réservation de capacité de transport ou l'*Open Access Same-Time Information System* (OASIS) (la Première demande).

3. LES PLAINTES

[15] La plainte P-110-1565 porte sur un désaccord entre les parties sur la capacité de transport disponible (acronyme anglais *Available Transfer Capability* ou ATC) sur les Lignes de CF pour transporter l'électricité produite par les futures centrales du Bas-Churchill à partir de 2015. Cette plainte a été amendée, notamment le 31 octobre 2008 pour contester, entre autres, le statut de la Centrale CF comme ressource désignée d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (HQD ou le Distributeur) et faire déterminer par la Régie qui, d'HQD ou de NLH, a la priorité d'utilisation des Lignes de CF.

[16] La plainte P-110-1597 est reliée à la première et porte sur la question de savoir si l'étude d'impact sur le réseau effectuée par HQT a été réalisée conformément aux Tarifs et conditions de service de transport d'Hydro-Québec (les Tarifs et conditions) et si le délai de 45 jours prévu à l'article 19.3 des Tarifs et conditions a été appliqué conformément à cet article des Tarifs et conditions.

[17] La plainte P-110-1678 est reliée à la plainte P-110-1597 et découle de la même décision d'HQT de refuser de fournir à NLH, dans le cadre de la Première demande, les services demandés par cette dernière le 24 janvier 2008 et sur la question de savoir si NLH peut utiliser le point HQT comme point de livraison et de réception de l'électricité pour les livraisons au Québec. Cette plainte soulève également la question de savoir si l'omission de considérer, dans l'étude d'impact, le chemin HQT-LAW pour les transactions de passage vers l'Ontario est conforme à l'article 19.3 des Tarifs et conditions.

4. LA PROCÉDURE

[18] La démarche des parties, depuis le dépôt de la première plainte en janvier 2008 jusqu'à l'audience orale par la Régie de trois des cinq plaintes en janvier et février 2010, a

nécessité 13 décisions interlocutoires de la Régie pour disposer de différentes questions préliminaires ou d'ordre procédural.

[19] D'abord, les plaintes P-110-1565 et P-110-1566, déposées le 11 janvier 2008, ont été suivies par d'autres plaintes découlant toutes de décisions d'HQT reliées aux demandes de service de NLH pour le transport d'électricité à partir de la Centrale CF : la plainte P-110-1597 en avril 2008, la plainte P-110-1678 en octobre 2008, l'amendement aux plaintes P-110-1565, P-110-1566 et P-110-1597 en octobre 2008 et la plainte P-110-1692 en novembre 2008.

[20] Ces plaintes et leurs amendements ont amené HQT à présenter, en décembre 2008, des demandes en déclinatoire. La Régie a entendu les parties en février 2009 sur ces questions et rendu ses décisions en mars 2009 sur ces requêtes d'HQT.

[21] Dans sa décision D-2009-025, la Régie a accueilli la requête d'HQT relative à la plainte P-110-1566 et cessé d'examiner cette plainte.

[22] L'audience orale des plaintes a débuté le 19 janvier 2010 et s'est terminée le 12 février 2010, date à laquelle la Régie a pris le dossier en délibéré.

5. LES FAITS

[23] La Première demande de NLH est soumise à HQT le 19 janvier 2006. Elle comprend cinq options spécifiques de livraisons d'énergie à des niveaux de puissance précis pour le Québec, l'Ontario, la Nouvelle-Angleterre, le Nouveau-Brunswick et New York en provenance des futures centrales du Bas-Churchill et présentées dans le tableau suivant³ :

³ Pièce NLH-1, annexe 1, dossier P-110-1565.

Points de réception et de livraison

Option	Points de réception	Capacité	Points de livraison (incluant les pertes)	Énergie	Lien	Date de début du service	Durée du service
1	Lignes 7051, 7052, 7053, Montagnais	1 200 MW	ON : 711 MW NE : 95 MW QC : 332 MW	4,0 TWh 0,5 TWh 1,8 TWh	HVDC	2015	30 ans Idem Idem
2	Idem	1 600 MW	ON : 948 MW NE : 95 MW QC : 474 MW	5,2 TWh 0,5 TWh 2,7 TWh	HVDC	2015	30 ans Idem Idem
3	Idem	2 000 MW	ON : 948 MW QC : 474 MW NE : 95 MW NB : 190 MW NY : 190 MW	5,2 TWh 2,7 TWh 0,5 TWh 1,0 TWh 1,0 TWh	HVDC	2015	30 ans Idem Idem Idem Idem
4	Idem	2 500 MW	ON : 1 422 MW QC : 474 MW NE : 95 MW NB : 284 MW NY : 95 MW	7,9 TWh 2,7 TWh 0,5 TWh 1,6 TWh 0,5 TWh	HVDC	2015 2018 2015	30 ans Idem Idem Idem Idem
5	Idem	2 824 MW	ON : 895 MW QC : 1 001 MW QC : 781 MW	4,9 TWh 5,5 TWh 4,4 TWh	HVDC	2015 2015 2018	30 ans Idem Idem

ON : Ontario

NE : Nouvelle-Angleterre

QC : Québec

NB : Nouveau-Brunswick

NY : New York

HVDC : High Voltage Direct Current (courant continu à haute tension)

[24] Le 20 février 2006, HQT confirme à NLH qu'elle devra procéder à une étude d'impact pour donner suite à la Première demande.

[25] Le 27 février 2006, HQT informe NLH qu'aux fins de l'étude d'impact, elle utilisera les études antérieures ayant trait à la puissance et l'énergie produites par les futures centrales du Bas-Churchill. HQT indique également que la demande de transport vers l'Ontario requiert l'étude d'une nouvelle interconnexion à courant continu (acronyme anglais *Direct Current* ou DC), en plus de l'interconnexion DC qui est déjà à l'étude, et souligne qu'il s'agit d'une étude majeure impliquant les autorités ontariennes impliquées. HQT mentionne également que les équipements des interconnexions HQT-NB, HQT-NE et HQT-MASS sont en service depuis plusieurs années. L'étude d'impact déterminera leur durée de vie restante et si l'ajout de nouveaux équipements est requis.

[26] Une convention d'étude d'impact est signée par les parties le 7 mars 2006. Elle prévoit que, pour chacune des cinq options, un rapport d'étude d'impact sera produit et que le rapport final sera constitué des cinq rapports distincts qui seront livrés à NLH. Les différents rapports constituant l'étude d'impact ont été transmis à NLH du 4 décembre 2006 au 11 décembre 2007.

[27] Entre les mois de février et décembre 2006, HQT formule plusieurs demandes de clarification, notamment sur l'option 5 de la Première demande et les livraisons vers l'Ontario.

[28] Le 2 juin 2006, HQT informe NLH que le service de transport demandé pour un maximum de 1 422 MW vers l'Ontario pourrait être assuré par plusieurs chemins existants ou futurs :

- HQT étudiera avec l'entité à être désignée par NLH tous les chemins directs entre le Québec et l'Ontario (*all the direct paths between Quebec and Ontario*);
- Deux autres chemins, HQT-CRT et MATI-MAHO impliquant respectivement les réseaux voisins du CRT (*Cedars Rapids Transmission Co.* ou Société de transmission électrique de Cedars Rapids limitée) et de Brookfield Power, pourraient aussi être envisagés.

[29] Le 28 juillet 2006, NLH adresse à l'*Independent Electricity System Operator* (IESO) de l'Ontario une demande d'évaluation d'impact du transport de l'électricité provenant des centrales du Bas-Churchill sur les installations de transport à la frontière Québec-Ontario.

[30] Le 4 décembre 2006, HQT remet à NLH son rapport préliminaire d'étude d'impact de l'option 5. Ce rapport présente la solution retenue par HQT sur la base de certaines hypothèses, en l'absence d'informations spécifiques pour sa finalisation. Ces hypothèses portent, notamment, sur la livraison de 895 MW en Ontario où, en l'absence de données précises sur l'emplacement de l'interconnexion de la part de NLH ou de l'IESO, une charge équivalente a été simulée au poste Chénier.

[31] Le 13 février 2007, HQT remet à NLH son rapport complémentaire d'étude d'impact de l'option 1 sur deux scénarios additionnels requis par cette dernière pour le raccordement du poste de Gull Island. De plus, HQT informe NLH que l'étude d'impact sera considérée finale à la remise du cinquième et dernier rapport et que les rapports transmis au préalable ne seront pas mis à jour à la date de remise du dernier rapport complétant l'étude d'impact.

[32] Le 22 mars 2007, Hydro-One dépose le rapport préliminaire de l'évaluation d'impact (*Concept Phase Study*) de l'interconnexion Québec-Ontario. Cette étude conclut que l'intégration en Ontario de 700 MW à 1 500 MW additionnels en provenance du réseau d'HQT à chacun des points d'interconnexion Hawthorne TS, St-Lawrence TS ou Chat-Falls TS requiert la construction d'une nouvelle interconnexion et des renforcements au réseau de transport en Ontario.

[33] Le 14 mai 2007, NLH écrit à HQT pour remettre en cause l'ATC sur les Lignes de CF, soutenant qu'il est sous-évalué de 450 MW.

[34] Le 21 juin 2007, HQT répond à la lettre du 14 mai 2007 de NLH et indique que l'ATC a été calculé sur la base des mesures réelles des transits de pointe en provenance de la Centrale CF au cours des années et non en fonction des données du Power Contract entre CF(L)Co et Hydro-Québec.

[35] Le 26 juillet 2007, HQT remet à NLH le rapport préliminaire d'étude d'impact sur l'option 3 de la Première demande, avec hypothèses sous-jacentes.

[36] Le 26 septembre 2007, HQT remet à NLH le rapport préliminaire d'étude d'impact sur l'option 4 de la Première demande, avec hypothèses sous-jacentes.

[37] Le 12 octobre 2007, NLH dépose une plainte auprès d'HQT alléguant la sous-évaluation de l'ATC sur l'interconnexion LAB-HQT et le fait que l'information sur l'ATC n'a pas été affichée sur OASIS.

[38] Le 11 décembre 2007⁴, HQT répond à la plainte de NLH en indiquant que les Lignes de CF sont utilisées aux fins d'assurer les livraisons en provenance de la Centrale CF pour l'alimentation de la charge locale au Québec en tant que ressource désignée, conformément à la partie IV des Tarifs et conditions et qu'aucun affichage sur OASIS n'est requis lorsqu'il s'agit d'une ressource désignée.

[39] Le 11 décembre 2007, HQT transmet également à NLH le rapport de l'option 2 de la Première demande et le rapport complémentaire sur les interconnexions avec l'état de New York, la Nouvelle-Angleterre et le Nouveau-Brunswick. HQT indique que la production de ces deux rapports complète l'étude d'impact relative à la Première demande.

⁴ Pièce NLH-12, dossier P-110-1565.

[40] Dans une deuxième lettre du 11 décembre 2007⁵, HQT précise que, pour l'étude d'avant-projet (*Facilities Study*), NLH devra fournir, comme condition préalable à la signature d'une convention d'avant-projet, certaines informations sur le choix de l'option retenue, sur l'interconnexion avec l'Ontario et d'autres données concernant les livraisons au Québec. HQT précise également que l'information relative à l'interconnexion Québec-Ontario et celle ayant trait aux clients des livraisons au Québec est requise conformément à l'article 17.2 des Tarifs et conditions et ajoute que, faute par NLH de fournir ces informations dans les 45 jours de cette lettre, la Première demande sera réputée résiliée et retirée.

[41] Le 11 janvier 2008, NLH dépose une plainte auprès de la Régie portant sur le désaccord entre les parties découlant, entre autres, de la décision du 11 décembre 2007 d'HQT.

[42] Dans une lettre du 24 janvier 2008, NLH formule une plainte auprès d'HQT relativement à l'imposition du délai de 45 jours prescrit à l'article 19.3 des Tarifs et conditions. Elle indique également qu'elle est prête à entreprendre des négociations en vue de signer une convention de service de transport pour exporter certaines quantités d'énergie vers le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Angleterre et New York et qu'elle est disposée à convenir d'une entente de 20 ou 30 ans si HQT est en mesure de lui confirmer les travaux requis pour augmenter la durée de vie des équipements.

[43] Dans la même lettre, NLH soutient également que l'étude d'impact qui lui a été remise le 11 décembre 2007 n'est pas complète. NLH considère, entre autres, qu'HQT doit compléter l'étude d'impact afin de décrire tous les scénarios possibles d'interconnexion Québec-Ontario. En ce qui a trait aux livraisons au Québec, NLH indique à HQT que le point de livraison à considérer est le point HQT. Les receveurs seront des clients des marchés de gros qui participent au marché de gros du Québec. Pour les fins de l'étude d'impact, NLH demande à HQT de considérer que les livraisons en aval du point HQT seront assurées par un service de transport de point à point non ferme. Elle réitère également son intention de signer une convention d'avant-projet dans les meilleurs délais.

[44] Le 20 mars 2008, HQT répond à la lettre du 24 janvier 2008 de NLH et lui communique sa décision sur la plainte de NLH concernant le délai de 45 jours au-delà duquel la Première demande sera réputée retirée.

⁵ Pièce NLH-11, dossier P-110-1597.

[45] Cette lettre indique la position d'HQT sur les sujets suivants : l'étude d'impact de la Première demande est complétée, le service de transport ne peut être fourni en parties ou en sections, l'étude d'impact n'avait pas à porter sur des interconnexions autres que du type DC en ce qui a trait à l'interconnexion Québec-Ontario, puisque la demande initiale de NLH faisait référence uniquement à des liens DC, le point HQT ne peut être utilisé par NLH en ce qui a trait aux livraisons au Québec et une convention d'avant-projet ne peut être conclue sans les informations demandées le 11 décembre 2007.

[46] Cette décision du 20 mars 2008 d'HQT a été suivie du dépôt de la plainte P-110-1597 portant sur la demande d'exportation du 24 janvier 2008.

[47] Le 31 octobre 2008, NLH a déposé la plainte P-110-1678 relative au différend contenu dans sa lettre adressée à HQT du 4 août 2008.

[48] Les plaintes P-110-1565 et P-110-1597 ont été amendées le 31 octobre 2008. La plainte P-110-1565 a été réamendée le 29 avril 2009.

6. PLAINTES P-110-1565

6.1 POSITION DE NLH

[49] Dans cette première plainte, NLH soumet qu'HQT a mal déterminé l'ATC sur les Lignes de CF dans le cadre de l'étude d'impact qu'elle a effectuée pour donner suite à la Première demande.

[50] NLH aurait obtenu une priorité de premier rang sur les Lignes de CF, puisque la Centrale CF et le Power Contract ne seraient pas une ressource correctement désignée du Distributeur.

[51] NLH plaide subsidiairement que, même si la Centrale CF et le Power Contract devaient être considérés comme une ressource désignée du Distributeur, l'ATC sur les Lignes de CF serait sous-évalué.

[52] NLH souligne l'importance de la détermination de l'ATC sur les Lignes de CF en raison de l'impact de cette donnée sur le niveau d'investissements requis pour donner suite à la Première demande.

6.1.1 PREMIER ARGUMENT DE NLH : LA CENTRALE CF ET LE POWER CONTRACT NE SONT PAS DES RESSOURCES DÉSIGNÉES DU DISTRIBUTEUR ET HYDRO-QUÉBEC N'A PAS DE PRIORITÉ POUR LE SERVICE DE TRANSPORT SUR LES LIGNES DE CF

[53] NLH considère qu'en date du 19 janvier 2006, date de la Première demande, le chemin LAB-HQT existait et qu'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (HQP) ou HQD n'avait fait aucune réservation sur ce chemin ni signé de convention de service avec HQT pour son utilisation. NLH infère donc de cette situation que l'ATC sur le chemin LAB-HQT était à ce moment égal à la capacité totale des Lignes de CF, soit 5 200 MW.

[54] Selon NLH, une réservation ou une convention de service était requise, puisque la Centrale CF n'est pas une ressource désignée conformément aux dispositions des articles 1.40.1 et 38.1 des Tarifs et conditions.

[55] Au soutien de cet argument, NLH soumet que, sur la base de l'historique de l'utilisation du réseau de transport d'HQT depuis l'ouverture des marchés de gros de l'électricité en mars 1997, le gouvernement du Québec a approuvé le Règlement numéro 659⁶ adopté par Hydro-Québec. Ce règlement visait à établir les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité au réseau d'Hydro-Québec dans le contexte de la demande d'Hydro-Québec déposée devant la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) pour obtenir un statut de négociant sur le marché de gros d'électricité aux États-Unis d'Amérique (USA). La demande d'Hydro-Québec auprès de la FERC était accompagnée du Règlement numéro 659 calqué sur le tarif pro-forma [*Open Access Transmission Tariff* (OATT)] adopté par la FERC aux USA.

⁶ Décret n° 276-97, 1997 G.O. II, page 1248.

[56] Entre 1997 et 2001, NLH souligne que des conventions de service sont intervenues entre les parties alors désignées comme suit : TransÉnergie, une division d'Hydro-Québec, et Hydro-Québec groupe services énergétiques.

[57] La pièce NLH-13⁷ montre qu'Hydro-Québec groupe services énergétiques désignait la charge en réseau et les ressources du réseau en indiquant dans sa correspondance avec TransÉnergie que ces informations étaient « *déjà en votre possession* ».

[58] NLH conclut de cette situation historique que dès 1997, le chemin LAB-HQT aurait dû être affiché sur OASIS.

[59] En 2000, la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁸ (LRÉ) a été modifiée, de même que la *Loi sur Hydro-Québec*⁹ (LHQ), pour donner à Hydro-Québec la responsabilité de fournir l'électricité patrimoniale aux conditions prévues au *Décret 1277-2001 concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale*¹⁰ du 24 octobre 2001 (le Décret patrimonial). Dans le contexte de la séparation fonctionnelle des activités d'Hydro-Québec, la fourniture de l'électricité patrimoniale incombait, en fait, à HQT.

[60] En 2002, dans le contexte de la première audience tarifaire d'HQT, la Régie a demandé à HQT (décision D-2002-95¹¹) de modifier le texte du Règlement numéro 659 pour y inclure une nouvelle section IV portant sur les conditions d'alimentation de la charge locale.

[61] NLH réfère à certains passages de cette décision qui montreraient que les centrales n'étaient pas nommément désignées pour la desserte de la charge locale.

[62] NLH consacre plusieurs paragraphes de son argumentation écrite à l'analyse des concepts de *ressources du Distributeur* et *ressources désignées du Distributeur* à la lumière des faits, des textes des dispositions des Tarifs et conditions et des décisions de la Régie.

⁷ Pièce HQT-4, document 3.4, conventions de transport antérieures à 2000, dossier R-3401-98.

⁸ L.R.Q., c. R-6.01.

⁹ L.R.Q., c. H-5.

¹⁰ (2001) 133 G.O. II, 7705.

¹¹ Dossier R-3401-98.

[63] NLH appuie son argumentation sur le texte des Tarifs et conditions adopté par la décision D-2007-34, le 30 mars 2007, texte en vigueur lors du dépôt de la plainte P-110-1565, dont les articles suivants :

« 1.40.1 Ressource du Distributeur : Toute ressource désignée par le Distributeur au sens des présentes applicable au service de transport pour l'alimentation de la charge locale, incluant l'électricité patrimoniale tel que prévu à la Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.Q., c.R-6.01) et toute autre ressource du Distributeur. Une ressource du Distributeur peut être un contrat, une centrale, un programme commercial, un engagement ou une obligation de vente, incluant ceux en provenance d'une interconnexion, ou toute autre ressource énergétique pouvant servir à combler les besoins de la charge locale. Une ressource peut être alimentée par plusieurs équipements de production. Les ressources du Distributeur ne comprennent pas une ressource, ou une partie de ressource, visée par un engagement de vente à un tiers ou ne pouvant autrement répondre aux besoins de charge locale du Distributeur, sur une base non interruptible. » [NLH souligne]

« 38 Ressources du Distributeur

38.1 Désignation des ressources du Distributeur : Les ressources du Distributeur comprennent toute la production achetée par le Distributeur qui est désignée comme devant alimenter la charge locale en vertu des présentes. Les ressources du Distributeur ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge autre que la charge locale ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible. Les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1er janvier 2001 font partie des ressources du Distributeur tant que le Distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire au Transporteur. » [NLH souligne]

[64] Selon NLH, l'article 1.40.1 des Tarifs et conditions distingue les ressources du Distributeur et les ressources désignées du Distributeur.

[65] Pour NLH, c'est par le processus de désignation qu'une ressource du Distributeur deviendrait ressource désignée du Distributeur. Les ressources du Distributeur formeraient donc le bassin dans lequel se retrouvent toutes les ressources désignables. Inversement, toutes les ressources désignées du Distributeur sont forcément des ressources du Distributeur.

[66] NLH interprète l'article 38.1 *in fine* des Tarifs et conditions comme ne référant pas à la *désignation* mais seulement à la notion de *ressource du Distributeur* :

« [...] Les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1er janvier 2001 font partie des ressources du Distributeur tant que le Distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire au Transporteur. »
[NLH souligne]

[67] Pour NLH, une ressource du Distributeur n'est pas automatiquement une *ressource désignée*. La désignation découlerait d'un acte positif qui ne peut se présumer. Ainsi, NLH n'accepte pas la prétention d'HQT voulant que la transmission du Plan des charges et des ressources par HQD à HQT constitue une désignation de ressources.

[68] NLH soumet également que l'article 38.1 *in fine* des Tarifs et conditions doit être lu avec l'article 36.2 :

« 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. »

[69] NLH conclut de cette analyse que le Distributeur doit désigner les ressources qui sont disponibles *sous le contrôle d'HQT* pour alimenter sa charge locale. Ainsi, les unités pouvant servir à alimenter la charge locale en 2001 devaient être sous le contrôle d'HQT.

[70] NLH appuie également son argumentation sur le fait que, lors de l'audience orale de la première demande tarifaire d'HQT et de la décision D-2002-286¹² par laquelle la Régie a approuvé le texte de Tarifs et conditions, il aurait été dit et accepté par la Régie que les centrales n'étaient pas désignées. NLH appuie son argumentation sur le passage suivant de cette décision :

¹² Dossier R-3401-98, pages 15 et 16.

« Le transporteur a inclus une définition des ressources du distributeur à la demande de la Régie exprimée en audience, car la Régie trouve nécessaire de définir ce concept auquel il est souvent fait référence dans la partie IV.

La Régie accepte la définition contenue dans l'article 1.40.1 pour les fins du présent dossier. Elle n'a pas été saisie de conséquences réelles à court terme.

Quant à un conflit possible entre l'article 1.40.1 et les articles 37.1 et 38.1, la Régie estime que ce point pourrait être soulevé, si nécessaire, lors d'une prochaine cause tarifaire.

La Régie comprend, du témoignage du transporteur, que la production achetée par le distributeur, en vertu du décret relatif à l'électricité patrimoniale, est une ressource désignée, contrairement aux centrales pouvant fournir cette électricité.

La Régie reconnaît que, pour l'exploitation en temps réel de son réseau, le transporteur doit connaître les centrales et les contrats d'importation qui satisfont la demande du distributeur et les besoins de ses autres clients, incluant les contrats à l'exportation, mais cela n'implique pas nécessairement que ces centrales doivent être désignées comme ressources du distributeur.

Une liste des centrales est fournie au transporteur pour qu'il sache d'où va provenir l'électricité demandée par le distributeur. La Régie considère que, conformément au souci de transparence contenu dans sa décision D-2002-95, le transporteur doit rendre disponible, sur demande d'un client, l'information en sa possession relative aux ressources désignées par le distributeur.

Pour les fins du présent dossier, la Régie accepte l'article 1.40.1, tel que proposé par le transporteur dans son texte refondu du 20 novembre 2002.

La Régie accepte l'article 38.1, tel que soumis dans le texte refondu des « Tarifs et conditions ». Elle demande au transporteur de rendre disponible, sur demande d'un client, l'information relative aux ressources désignées qu'il a en sa possession. » [NLH souligne]

[71] NLH infère de ce passage de la décision D-2002-286 que la Régie se serait clairement prononcée sur ce qu'est une *ressource du Distributeur* et une *ressource désignée du Distributeur*. La Régie aurait ainsi indiqué que la production achetée par HQD auprès d'HQP, en vertu du Décret patrimonial, est une ressource désignée, contrairement aux centrales pouvant fournir cette électricité.

[72] La Régie aurait également reconnu que, pour l'exploitation en temps réel de son réseau, HQT doit connaître les centrales et les contrats d'importation qui satisfont la demande d'HQD et les besoins de ses autres clients. L'identification des centrales et des

contrats n'impliqueraient pas nécessairement, selon NLH, que ces centrales doivent être désignées comme ressources du Distributeur.

[73] NLH résume comme suit son interprétation des articles 1.40.1, 37.1 et 38.1 des Tarifs et conditions :

« Les règles de la désignation sont donc les suivantes :

1. On ne peut désigner que les ressources du Distributeur, c'est-à-dire des centrales faisant l'objet de la présomption de l'article 38.1 ou des ressources appartenant ou ayant un lien de droit direct avec le Distributeur. Il peut s'agir d'un contrat, une centrale, un programme commercial, un engagement ou une obligation de vente, incluant ceux en provenance d'une interconnexion, ou toute autre ressource énergétique pouvant servir à combler les besoins de la charge locale.

2. On ne peut pas désigner une ressource ou une partie d'une ressource du Distributeur lorsque celle-ci sert aussi à fournir de l'électricité à des tiers.

3. On ne peut désigner que les ressources ou une partie d'une ressource sous le contrôle du Transporteur en vertu de l'article 36.2 du Règlement. Ainsi, le Distributeur ne peut que désigner des ressources qui sont sous le contrôle du Transporteur. »

[74] Selon NLH, ni la Centrale CF ni le Power Contract ne sont des ressources du Distributeur et, par conséquent, ne peuvent être désignés.

[75] La Centrale CF ne serait pas une ressource du Distributeur au sens des Tarifs et conditions parce qu'elle n'appartient pas à HQD et qu'une partie de la production de cette centrale est utilisée par d'autres clients qu'HQD.

[76] Selon NLH, si HQD a effectivement désigné la Centrale CF, il s'ensuivrait que Hydro-Québec Marketing (HQM) ou HQP ne pourrait utiliser cette ressource pour exporter de l'électricité vers d'autres marchés, tel que le stipule l'article 1.40.1 des Tarifs et conditions.

[77] NLH soumet également des arguments de droit constitutionnel voulant qu'une interprétation ou une application des Tarifs et conditions qui permettrait à HQD de désigner la Centrale CF comme une de ses ressources équivaldrait à donner illégalement une portée extraterritoriale aux Tarifs et conditions, cette centrale n'étant pas située au Québec.

[78] NLH cite plusieurs auteurs au soutien de sa position voulant que la LRE, la LHQ et les règlements ou tarifs et conditions en découlant n'ont pas une portée extraterritoriale, que la désignation ne peut avoir pour cible un ouvrage qui n'est pas situé dans la province de Québec et que les Tarifs et conditions ne peuvent être interprétés et appliqués d'une façon inconstitutionnelle et extraterritoriale.

[79] Selon NLH, c'est le contrat patrimonial qui est désigné. Elle s'appuie, à cet égard, sur l'article 38.1 des Tarifs et conditions :

« 38 Ressources du Distributeur

38.1 Désignation des ressources du Distributeur : Les ressources du Distributeur comprennent toute la production achetée par le Distributeur qui est désignée comme devant alimenter la charge locale en vertu des présentes. [...] » [NLH souligne]

[80] À cet égard, NLH réfère de nouveau la Régie à des témoignages rendus en 2002 lors de l'audience publique ayant mené à l'adoption du texte des Tarifs et conditions et à la décision D-2002-286 par laquelle la Régie aurait reconnu que l'électricité patrimoniale était une ressource désignée, contrairement aux centrales pouvant fournir cette électricité.

[81] NLH conclut que seule l'électricité patrimoniale est désignée et que l'identification des centrales de production qui permettent de satisfaire la demande du Distributeur ne constitue pas une désignation au sens des Tarifs et conditions.

[82] Elle prétend que le fait de « *ne pas pouvoir vendre à des tiers une ressource désignée* » expliquerait pourquoi aucune centrale fournissant l'électricité patrimoniale n'est nommément désignée.

[83] Finalement, sur cette question, NLH soumet qu'HQD ne possède pas de centrale et n'a que des contrats d'approvisionnement, dont le contrat patrimonial, et que seuls ces contrats peuvent être considérés comme des ressources désignées.

6.1.2 DEUXIÈME ARGUMENT DE NLH : MÊME SI HYDRO-QUÉBEC AVAIT UNE PRIORITÉ POUR LE SERVICE DE TRANSPORT SUR LES LIGNES DE CF, ELLE AURAIT PERDU CETTE PRIORITÉ, FAUTE PAR HQP D'AVOIR RÉSERVÉ LA CAPACITÉ DEPUIS LA SÉPARATION FONCTIONNELLE D'HYDRO-QUÉBEC

[84] NLH aborde la question de la réservation du transport sur les Lignes de CF parce qu'elle considère que, depuis 2000, il y a plus d'un utilisateur sur ces lignes, dont NLH depuis la Première demande, HQP et HQD, qu'il ne s'agit donc pas d'un lien interne de raccordement, comme le prétend HQT, mais d'un chemin devant être affiché sur OASIS et que la règle de la priorité de réservation s'applique.

[85] Pour établir qu'il y aurait plus d'un utilisateur des Lignes de CF, NLH réfère à la séparation fonctionnelle intervenue en 2000 entre HQP et HQD et infère de cela qu'il y a lieu de considérer qu'HQD et HQP sont des utilisateurs des Lignes de CF, ce qui en ferait un chemin devant être affiché sur OASIS. De plus, selon NLH, la séparation fonctionnelle ferait en sorte qu'HQP est l'acheteur en vertu du Power Contract.

[86] NLH conteste donc la prétention d'HQT voulant que les Lignes de CF aient été un lien de raccordement interne jusqu'au 1^{er} avril 2009, date de l'ouverture du chemin LAB-HQT.

[87] Sur un chemin, la règle de la priorité (premier arrivé, premier servi) de l'article 13.2 de la Partie II des Tarifs et conditions s'applique et le chemin doit faire l'objet d'un affichage sur OASIS.

[88] NLH soumet que la Centrale CF n'est pas dans la zone de réglage d'HQT et bien que le Labrador ne soit pas une zone de réglage reconnue par la *North American Electric Reliability Corporation* (NERC), ce territoire n'est pas *de facto* annexé à la zone de réglage du Québec.

[89] NLH ajoute que si ce chemin avait vraiment été un lien de raccordement interne, cela ne vaudrait que pour la période pendant laquelle l'énergie transitant sur cette ligne était acheminée pour servir un seul client. Ainsi, en vertu des Tarifs et conditions et de l'article 37.6 du *Code of Federal Regulations*, la qualification de « lien de raccordement interne » tombe lorsque plus d'un client demande d'utiliser les lignes.

[90] NLH conclut que le lien LAB-HQT n'est pas un lien de raccordement interne et que, selon les règles applicables, ce chemin aurait dû être affiché sur OASIS comme accessible aux clients d'HQT, au moins depuis 2004.

[91] NLH s'attarde ensuite à faire un lien entre la priorité d'accès au transport sur les Lignes de CF, ou sur ce que NLH considère un chemin, et la contrepartie au Power Contract.

[92] Selon NLH, depuis la séparation fonctionnelle, il serait devenu pertinent de se demander qui est la contrepartie actuelle au Power Contract avec CF(L)Co. : Hydro-Québec, HQP ou HQD.

[93] NLH s'appuie sur la décision D-2007-121¹³ de la Régie au soutien de sa prétention voulant que, depuis la séparation fonctionnelle d'Hydro-Québec, on doit voir comme contrepartie au Power Contract, une division d'Hydro-Québec.

[94] Donc, selon NLH, la Régie doit déterminer qui, d'HQP ou HQD, est le cocontractant de CF(L)Co depuis la séparation fonctionnelle, afin d'être en mesure d'apprécier, par la suite, les droits de NLH, HQP et HQD sur les Lignes de CF.

[95] D'après NLH, la seule façon pour HQD de faire valoir sa priorité de transport sur ces lignes serait d'invoquer le fait que le Power Contract inclut, à la fois, des dispositions relatives à l'approvisionnement et au service de transport.

[96] NLH soumet que depuis la séparation fonctionnelle d'Hydro-Québec en 2001, Hydro-Québec ne serait plus un *load serving entity* et elle ne pourrait plus bénéficier du *Service de transport en réseau intégré* en vertu de la Partie III des Tarifs et conditions, car seuls les réseaux municipaux et la Coopérative-de-Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville peuvent utiliser ce service.

[97] Selon NLH, la modification de la LRÉ en juin 2000 et l'adoption par la Régie, en 2002, de la partie IV des Tarifs et conditions applicable spécifiquement à la charge locale, n'aurait pas enlevé aux composantes d'Hydro-Québec (HQP ou HQD) l'obligation de poser des gestes positifs, comme l'ensemble des participants au marché de gros de l'électricité, eu égard aux réservations de capacité de transport de l'électricité.

[98] Ainsi, HQP aurait dû réserver en mode import point à point à partir de 2001 pour importer la production achetée de CF(L)Co et la preuve révélerait qu'elle ne l'a pas fait.

¹³ Dossier P-110-1490.

[99] Comme HQP n'a pas acheté ce type de service de transport d'HQT, la Première demande de NLH aurait priorité sur celle d'HQD datée du 31 mars 2009, en vertu de la règle du premier arrivé, premier servi, édictée à l'article 13.2 des Tarifs et conditions :

« 13.2 Priorité de réservation : Le service de transport ferme à long terme de point à point est offert selon le principe du premier arrivé, premier servi, c'est-à-dire dans l'ordre chronologique de réservation du service par chaque client du service de transport. [...] »

[100] NLH réfère la Régie à la pièce NLH-20 (*Screen shot of TTC (Total Transfer Capability ou capacité totale), NATC (Non-Recallable Available Transfer Capability ou capacité garantie disponible) and RATC (Recallable Available Transfer Capability ou capacité non garantie disponible) posted for LAB-HQT path on March 31, 2009*) pour montrer et s'étonner qu'une inscription a rapidement été faite pour refléter la détention de la capacité de transport ferme par HQD et indiquer qu'il n'y avait pas de capacité ferme disponible sur le chemin LAB-HQT.

[101] Finalement, selon NLH, qu'HQP ou HQD soit la contrepartie de CF(L)Co au Power Contract, NLH aurait une priorité de 2 824 MW sur ces lignes.

6.1.3 TROISIÈME ARGUMENT DE NLH : SUBSIDIAIREMENT, MÊME SI LA RÉGIE DÉCIDAIT QU'HQP OU HQD A UNE PRIORITÉ POUR LE SERVICE DE TRANSPORT SUR LES LIGNES DE CF, L'ATC N'AURAIT PAS ÉTÉ CORRECTEMENT ÉTABLI, PUISQU'IL DOIT ÊTRE FONCTION DES ENGAGEMENTS CONTRACTUELS FERMES DES CONTRATS ENTRE HYDRO-QUÉBEC ET CF(L)CO

[102] Selon NLH, l'ATC sur les Lignes de CF aurait dû être établi sur la base des obligations contractuelles fermes au Power Contract.

[103] Elle s'appuie, entre autres, sur le témoignage de l'expert Robert Sinclair qui, bien qu'il accepte l'idée que les droits de transport des ressources alimentant la charge locale puissent être basés sur l'usage historique du réseau, précise cependant qu'ils doivent être reliés au transport ferme sur le réseau (*commensurate with the firmness of the transmission flows*).

[104] NLH et son expert Sinclair font donc la distinction entre *historical firm usage* et *historical non-firm usage*. NLH soumet donc qu'il faut considérer les flots historiques fermes et, pour ce faire, il est nécessaire de s'en remettre aux contrats à la base de ces flots.

[105] Le Power Contract prévoit les quantités maximum auxquelles Hydro-Québec a droit en hiver et en été, soit un maximum de 4 382,6 MW par heure pendant les mois d'octobre, novembre, décembre, janvier, février, mars, avril et mai de chaque année, et un maximum de 4 163,5 MW par heure pendant les mois de juin, juillet, août et septembre de chaque année.

[106] Le même contrat prévoit la possibilité de ventes supplémentaires au-delà de ces niveaux de capacité en mégawatts indiqués au paragraphe précédent, mais ces ventes supplémentaires sont faites si, et seulement si, CF(L)Co décide qu'elle a la flexibilité disponible pour ce faire. C'est ce qui explique, selon NLH, que des ventes supplémentaires aient été réalisées au-delà des puissances mentionnées au contrat. Ces ventes additionnelles ne sauraient cependant, en aucun cas, être assimilées à des ventes de capacité ferme.

[107] NLH réfère également au contrat « *Churchill Falls Guaranteed Winter Availability Contract* » (le contrat GWAC) conclu en 1998 entre Hydro-Québec et CF(L)Co.

[108] Selon NLH, ce contrat permet à Hydro-Québec d'acheter de la capacité ou de l'énergie additionnelle, en autant qu'elle soit disponible. Le contrat GWAC ne crée qu'une obligation conditionnelle ou suspensive pour CF(L)Co et les quantités d'énergie prévues à ce contrat ne sauraient être considérées comme de l'énergie ou de la capacité ferme mise à la disposition d'Hydro-Québec.

[109] Puisque le contrat GWAC ne prévoit pas de livraisons fermes, NLH conclut qu'HQT ne peut tenir compte que d'un maximum de 4 083 MW en hiver et 3 863 MW en été pour établir l'ATC sur les Lignes de CF ou le chemin LAB-HQT, comme le désigne NLH. Il s'ensuivrait, considérant la capacité totale de ces lignes, que l'ATC sur ces lignes serait de 1 120 MW en hiver et 1 339 MW en été, si l'ATC était établi conformément aux dispositions de l'Appendice C des Tarifs et conditions.

6.2 POSITION D'HQT

6.2.1 ÉNONCÉ INTRODUCTIF

[110] Dans un énoncé introductif, HQT traite d'abord du rôle de la Régie en matière de plaintes et attire son attention sur certains éléments contextuels pertinents à l'analyse des plaintes de NLH.

Rôle de la Régie en matière de plaintes

[111] Se référant aux articles 98 et 101 de la LRE, HQT souligne que, dans le cadre de l'examen d'une plainte, la Régie vérifie si l'application des Tarifs et conditions a été suivie par HQT et, en cas de défaut, ordonne des mesures qu'elle détermine concernant l'application de ces Tarifs et conditions dans le délai qu'elle fixe.

« 98. Lorsque la Régie examine la plainte, elle vérifie si l'application des tarifs et des conditions de transport ou de distribution d'électricité ou l'application des tarifs et des conditions de fourniture, de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel a été suivie par le transporteur d'électricité ou le distributeur.

101. Lorsque la Régie considère la plainte fondée, elle ordonne au transporteur d'électricité ou au distributeur d'appliquer, dans le délai qu'elle fixe, les mesures qu'elle détermine concernant l'application des tarifs et des conditions; elle peut également en établir la date d'application. » [HQT souligne]

[112] Dans le cadre de l'examen des plaintes de NLH, HQT soumet que la Régie doit se replacer à l'époque pertinente où HQT a pris des décisions portant sur le traitement de la Première demande et voir si HQT a appliqué correctement les Tarifs et conditions. Selon HQT, la Régie ne serait pas liée par les conclusions des plaintes, puisqu'elle peut déterminer les mesures concernant l'application des Tarifs et conditions, comme le prévoit l'article 101 de la LRE.

[113] NLH a le fardeau de démontrer l'existence d'une contravention aux Tarifs et conditions en identifiant les dispositions des Tarifs et conditions qui n'auraient pas été correctement appliquées dans le traitement de la Première demande et de faire la preuve des faits au soutien de cette contravention. À cet égard, HQT réfère la Régie, entre autres, à sa décision D-2008-136¹⁴.

¹⁴ Dossiers P-110-1565, 1566 et 1597.

[114] HQT soumet que la Régie, dans son évaluation de la preuve, doit tenir compte de la crédibilité et de la force probante des témoins entendus, notamment du témoignage de l'expert Sinclair. Selon HQT, l'expertise de ce témoin et la force probante de son témoignage sur certains sujets seraient faibles, notamment sur les questions suivantes : le point HQT comme *trading hub*, *an ideal location*, la Centrale CF en tant que *compelling candidate for redispatch*, des opinions d'ordre juridique voulant qu'une centrale, source d'électricité patrimoniale, ne puisse être une ressource désignée du Distributeur ou sur les droits contractuels d'HQP et CF(L)Co.

[115] HQT souligne que, dans le cadre de l'examen de ces plaintes, la Régie n'est pas appelée à statuer sur des droits contractuels entre Hydro-Québec et CF(L)Co, puisque ces parties ne sont pas devant elle. S'appuyant sur la décision D-2009-061¹⁵, HQT rappelle que l'examen d'une plainte n'est pas une commission d'enquête sur les faits et gestes d'HQT et que les allégations et les éléments de preuve qui se rapportent à une décision d'HQT ou à une situation qui ne fait pas l'objet d'une plainte sont non pertinents et inadmissibles en preuve, dans la mesure où ils ne permettent pas à la Régie d'apprécier si ces décisions contrevenaient ou non aux Tarifs et conditions au moment où elles ont été prises.

[116] HQT souligne le fait que NLH est progressivement passée de plaintes portant sur certaines violations spécifiques des Tarifs et conditions dans le traitement de la Première demande à un procès de la conduite générale d'HQT, en l'absence de griefs et de conclusions spécifiques.

[117] Toujours au niveau du rôle de la Régie en matière de plainte, HQT rappelle la jurisprudence constante de la Régie voulant qu'on ne puisse ajouter aux Tarifs et conditions dans le cadre d'une plainte¹⁶. Ainsi, NLH ne peut, sous prétexte d'une plainte relative à l'application des Tarifs et conditions, rechercher une modification ou une interprétation des Tarifs et conditions qui, par sa nature ou ses effets, en constitue une modification.

¹⁵ Dossier P-110-1565.

¹⁶ Décision D-2009-026, dossier P-110-1597, page 10.

[118] Finalement, HQT, s'appuyant sur les décisions D-2008-059¹⁷, D-2009-025¹⁸ et D-98-18¹⁹ de la Régie, soumet que NLH ne peut, dans le cadre d'une plainte, rechercher un remède ou une mesure purement théorique ou uniquement déclaratoire. Plus spécifiquement, HQT conclut que la Régie ne devrait pas intervenir à l'égard des questions soulevées par NLH qui sont purement théoriques ou qui recherchent uniquement une déclaration de la Régie quant à l'interprétation des Tarifs et conditions.

Éléments contextuels pertinents à l'analyse des plaintes

[119] S'appuyant sur le témoignage du représentant de NLH, le témoin Gilbert Bennett, HQT souligne qu'il y a lieu de se demander si le dépôt de plaintes et la formulation de certains griefs ou remèdes ne découlent pas d'insatisfactions de NLH de ne pas pouvoir utiliser le processus tarifaire d'études d'impact à des fins purement exploratoires pour mener ses propres analyses coûts/bénéfices et définir son projet de développement hydro-électrique du Bas-Churchill.

[120] Les extraits suivants du témoignage de monsieur Bennett indiqueraient que les insatisfactions de NLH seraient sans aucun rapport avec de réelles violations des Tarifs et conditions mais témoigneraient plutôt d'une mauvaise lecture de l'objet ou de la portée des études d'impact et d'attentes non fondées entretenues par NLH :

« A. [...] Five different options varying in total capacity from 1100 up to 2824 megawatts were put forward in the service application as a means to organize a study of the range of different capacities. The intent was to understand the incremental impacts that the range of different service requests would have on the system, and the incremental cost associated with the different upgrades that might be required to accommodate the different capacity requirements. So that a cost benefit analysis could be performed by NLH.

[...]

On March 7, 2006, a system impact study agreement was executed. A schedule for completion of the study of the different options was included. The results of the studies were received during a period commencing in late 2006 and ending in late 2007. Contrary to our expectations, these studies did not provide us with the information that we require to move forward with our transmission service request, and we do not believe that the studies are complete. The results of the system study did not reveal any significant variation in the extent of upgrades required to accommodate the range of transmission service capacity studied.

¹⁷ Dossier P-110-1544.

¹⁸ Dossier P-110-1566.

¹⁹ Dossier R-3396-98.

Regardless of whether 1100 or 2824 megawatts of service is required, the upgrades to the HQT system were the same. [...]

A. [...] What's important for us in this part of the study is understanding whether there were any break points, or in other words, how much capacity might be made available for a given amount of upgrade. That's why this study is organized in varying capacity levels, so that we can see the magnitude of the investment that's associated with each of the capacities.

[...]

Q. So you mentioned bottlenecks; you talked earlier on of breaking point, so I understand you want to understand the inflection point of where – what would cost – what all of those upgrade costs, depending on those information.

A. Right. There's two fundamental questions: one, how much capacity might be available to meet our service request. Secondly, once you undertake an upgrade, how much capacity would be made available for use.

We are trying to optimize the amount of capacity that we would receive for the investment in upgrades that might be required²⁰. »

[121] Selon HQT, ce témoignage indique que :

« NLH considèrerait la réalisation d'études d'impact, non pas comme un processus permettant au Transporteur de définir « le projet d'expansion du réseau de transport le moins coûteux » au sens de l'Appendice D des Tarifs et conditions, mais bien comme une démarche exploratoire à options et recombinaisons multiples lui permettant de colliger de l'information utile à des fins financières pour préciser commercialement son projet de développement hydroélectrique du Bas Churchill. »

[122] NLH aurait donc pris ses propres attentes pour des obligations d'HQT et a confondu ses insatisfactions avec des contraventions aux Tarifs et conditions.

[123] De plus, selon HQT, la preuve montre que la démarche de NLH, au niveau de la Première demande et des plaintes, serait exploratoire et destinée à obtenir des conseils ou directives de la Régie ou de négociier (*make a deal*), sans égard aux règles applicables.

[124] HQT soumet que ces éléments contextuels sont pertinents à l'appréciation de la preuve et des arguments de NLH.

²⁰ Notes sténographiques (NS) du 19 janvier 2010, volume 1, pages 104, 105, 129 et 134.

6.2.2 ÉNONCÉ SPÉCIFIQUE À LA PLAINTÉ P-110-1565

[125] HQT identifie cinq griefs qui lui sont adressés dans cette plainte :

Premier grief : HQT a agi en violation des articles 13.2 et 36.3 des Tarifs et conditions, considérant son défaut de reconnaître à NLH, à la suite du dépôt de la Première demande, un droit de transport (Partie II des Tarifs et conditions) sur les Lignes de CF prioritaire au droit de transport d'HQD en vertu de la Partie IV des Tarifs et conditions aux fins d'alimenter la charge locale;

Deuxième grief : HQT a agi en violation de l'article 4 des Tarifs et conditions, considérant son défaut (i) d'afficher sur OASIS l'ATC sur les Lignes de CF avant le 1^{er} avril 2009, (ii) d'afficher sur OASIS le chemin LAB-HQT avant le 1^{er} avril 2009 et (iii) d'afficher sur OASIS des informations précises et compréhensibles pour tous les usagers relativement au chemin LAB-HQT et des références aux plaintes de NLH quant aux droits existants sur le chemin LAB-HQT;

Troisième grief : HQT a agi en violation des articles 15.2 et 17.5 des Tarifs et conditions et de l'Appendice C, considérant (i) son défaut de déterminer l'ATC sur les Lignes de CF avant le 1^{er} avril 2009, (ii) l'utilisation d'une méthodologie inadéquate pour évaluer l'ATC sur les Lignes de CF jusqu'au 1^{er} avril 2009, ayant pour effet de sous-évaluer l'ATC et (iii) l'utilisation d'une méthodologie inadéquate pour évaluer l'ATC disponible sur le chemin LAB-HQT depuis son ouverture le 1^{er} avril 2009;

Quatrième grief : HQT a agi en violation des articles 4 et 17 des Tarifs et conditions, considérant le délai d'affichage injustifié de la Première demande, déclarée complète le 20 janvier 2006, soit un délai de 12 jours;

Cinquième grief : HQT a agi en violation des articles 17 et 19 des Tarifs et conditions, considérant la commission d'erreurs dans la préparation de l'étude d'impact de la Première demande.

[126] HQT souligne que le quatrième grief semble avoir été abandonné. Quant au cinquième grief, elle en traite dans le cadre de la plainte P-110-1597.

[127] Traitant du premier grief (le défaut d'avoir reconnu à NLH un droit de transport prioritaire à celui d'HQD sur les Lignes de CF), HQT relate les faits pertinents aux paragraphes 4 à 37 de son *Énoncé de positions et argumentation* (argumentation écrite). À l'audience orale, HQT a particulièrement attiré l'attention de la Régie sur les faits suivants²¹ :

- La lettre du 14 mai 2007 de NLH²² où elle dénonce une sous-évaluation de l'ATC à hauteur de 450 MW;
- La lettre d'HQT du 11 décembre 2007²³, soit la décision d'HQT à l'origine de la plainte et portant sur le fait que la Centrale CF soit une centrale désignée, qu'HQT soit assujettie à la partie IV des Tarifs et conditions aux fins de l'alimentation de la charge locale et, qu'en conséquence, aucun ATC n'avait été établi ou affiché;
- Le dépôt de la plainte devant la Régie le 11 janvier 2008 et les modifications apportées à cette plainte, neuf mois plus tard, le 31 octobre 2008;
- Le 31 octobre 2008, NLH produit le rapport de son expert Sinclair, dépose une troisième demande de service de transport et apporte des amendements majeurs à sa plainte;
- En date du 31 octobre 2008, NLH conteste le statut de la Centrale CF comme ressource désignée et prend la position que ses droits de transport en vertu de la partie II des Tarifs et conditions en date du 19 janvier 2006 sont des droits de transport antérieurs et prioritaires à tout droit de transport que pourrait invoquer HQD en vertu de la partie IV des Tarifs et conditions. NLH ne limite pas sa contestation, comme à l'origine, à une question de sous-évaluation à hauteur de 450 MW de l'ATC sur les Lignes de CF.

[128] HQT souligne que l'amendement apporté à la plainte en date du 31 octobre 2008 change complètement cette plainte et que le cœur de la question est maintenant de savoir si la Centrale CF est une ressource désignée d'HQD.

[129] Aux paragraphes 38 à 57 de son argumentation écrite, HQT aborde d'abord cette question d'une façon générale pour réfuter la prétention de NLH et de son expert Sinclair voulant que la Centrale CF ne soit pas une ressource désignée d'HQD.

²¹ NS, 10 février 2010, volume 16, pages 82 à 86.

²² Pièce NLH-9, dossier P-110-1565.

²³ Pièce NLH-12, dossier P-110-1565.

[130] Selon HQT, il y a trois façons de désigner une ressource :

- En vertu de l'article 38.1 des Tarifs et conditions (« *les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1^{er} janvier 2001 font partie des ressources du Distributeur tant que le Distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire au Transporteur* »). HQT fait remarquer que, même si le mot *désignée* n'est pas utilisé dans cet extrait de l'article 38.1 des Tarifs et conditions, il va de soi que ces centrales sont des ressources désignées du Distributeur, puisque cette disposition est sous le titre « Désignation des ressources du Distributeur »;
- Par l'envoi d'un avis suivant l'article 38.2 des Tarifs et conditions pour la désignation d'une nouvelle ressource;
- Par l'effet de la LHQ, du Décret patrimonial et de la LRÉ qui font en sorte que les centrales sources de l'électricité patrimoniale sont, comme l'électricité patrimoniale, des ressources désignées²⁴.

[131] Selon HQT, les centrales sources de l'électricité patrimoniale correspondent, à quelques mégawatts près, aux centrales qui servaient à alimenter la charge locale au 1^{er} janvier 2001. Il y a donc adéquation au niveau de ces centrales en 2001 : elles sont les centrales qui alimentent la charge locale et les centrales sources de l'électricité patrimoniale²⁵.

[132] Pour HQT, la Centrale CF est désignée nommément, depuis au moins 2001, en vertu de l'article 37.1 des Tarifs et conditions comme ressource du Distributeur aux fins de l'alimentation de la charge locale et également comme une ressource du Distributeur aux fins de l'approvisionnement de l'électricité patrimoniale²⁶.

[133] À cet égard, HQT s'appuie sur le témoignage de monsieur Daniel Mongeon, chef, programmation et optimisation, direction approvisionnement en électricité d'HQD. Ce dernier a expliqué qu'il envoyait chaque année à HQT une lettre de désignation où la Centrale CF est spécifiquement indiquée. Cette lettre de désignation réfère au plan des ressources et des charges²⁷. Une lettre semblable est envoyée par HQD à HQT depuis au moins 2001²⁸.

²⁴ NS, 10 février 2010, volume 16, pages 88 et 89.

²⁵ NS, 10 février 2010, volume 16, page 90.

²⁶ NS, 10 février 2010, volume 16, pages 94 à 96.

²⁷ Pièce NLH-38, dossier P-110-1565.

²⁸ Pièce NLH-39, dossier P-110-1565.

[134] Cette façon de désigner les ressources d'HQT serait conforme aux dispositions de l'article 37.1 des Tarifs et conditions où sont indiquées les informations requises annuellement du Distributeur, dont « *une description [...] des ressources du Distributeur (actuelles et prévues sur 10 ans), devant inclure dans le cas de chaque ressource : la taille du groupe et la puissance provenant de ce groupe qui doit être désignée en tant que ressource du Distributeur, [...] incluant les centrales servant à la livraison de l'électricité patrimoniale [...]* »²⁹.

[135] HQT souligne que le témoignage de monsieur Mongeon d'HQD est corroboré par celui de monsieur Sylvain Clermont, ingénieur, chef réseaux voisins, direction commercialisation, d'HQT, et que cette preuve ne peut être ignorée³⁰.

[136] Selon HQT, le texte de l'article 38.1 *in fine* des Tarifs et conditions pose les deux questions suivantes : est-ce que la Centrale CF pouvait servir à alimenter la charge locale au 1^{er} janvier 2001 et est-ce que cet article opère la désignation de ces centrales par l'effet des Tarifs et conditions sans qu'il n'y ait d'autre acte de désignation que l'approbation par la Régie de ce texte³¹?

[137] Sur la question de fait portant sur l'utilisation de l'électricité en provenance de la Centrale CF, HQT souligne la preuve non contredite et admise par NLH³² voulant que cette centrale serve à alimenter une part importante de la charge locale du Québec.

[138] HQT cite des extraits³³ du témoignage de monsieur Louis-Omer Rioux, directeur Contrôle des mouvements d'énergie d'HQT, qui peuvent se résumer comme suit :

- L'électricité en provenance de la Centrale CF est traitée comme une ressource désignée qui sert à l'alimentation de la charge locale;
- Cette ressource est incluse au plan des ressources chaque jour et 365 jours par année;
- La Centrale CF alimente une part importante de la charge locale, soit 5 000 MW sur un total de 36 000 MW;
- Si le réseau était privé de cette charge à long terme, il faudrait modifier le réseau. À court terme, pour maintenir la fiabilité du réseau sans la charge de la Centrale CF, il faudrait importer de l'électricité ou faire du délestage;

²⁹ NS, 10 février 2010, volume 16, pages 93 et 94.

³⁰ NS, 10 février 2010, volume 16, page 96.

³¹ NS, 10 février 2010, volume 16, page 97.

³² NS, 10 février 2010, volume 16, page 103.

³³ NS, 10 février 2010, volume 16, pages 98 à 102.

- HQT a toujours eu accès, sauf en cas de panne, à l'électricité de la Centrale CF, à hauteur de la puissance demandée.

[139] HQT réfute l'argument de NLH voulant que la Centrale CF ne puisse être une ressource désignée du Distributeur parce que cette électricité pourrait faire l'objet d'une vente à des tiers.

[140] HQT soumet d'abord qu'il n'y a aucune preuve à l'effet que l'électricité de la Centrale CF fasse l'objet de vente à des tiers. Au contraire, selon le témoignage de monsieur Rioux, l'électricité de cette centrale a toujours servi à la charge locale. De plus, même si l'électricité de cette centrale était vendue à des tiers, cela ne changerait pas son statut de centrale désignée du Distributeur. À cet égard, HQT réfère à une décision de la FERC où il est écrit :

« It was not the Commission's intent to prohibit the network customer from engaging in non-firm sales from idle designated network resources. We find that the non-firm operation of network resources will not affect the availability of such resources on a firm basis because such non-firm uses are subject to interruption³⁴. »

[141] Selon HQT, l'article 38.1 *in fine* des Tarifs et conditions pose également une question de droit : est-ce que cet article opère la désignation de ces centrales par l'effet des Tarifs et conditions sans qu'il n'y ait d'autre acte de désignation que l'approbation par la Régie de ce texte?

[142] HQT souligne d'abord que l'expert Sinclair n'a pas procédé à l'étude des textes avant de conclure, sur la base de ce que ses procureurs lui ont dit, que la Centrale CF ne pouvait être désignée.

[143] HQT rappelle l'évolution des articles 1.40.1, 37.1 et 38.1 des Tarifs et conditions depuis la décision D-2002-95³⁵.

[144] L'évolution de ces textes commence par la demande de la Régie que la desserte de la charge locale fasse l'objet d'une nouvelle partie IV des Tarifs et conditions. HQT cite, notamment, l'extrait suivant de cette décision :

³⁴ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1565, page 22, paragraphe 97.

³⁵ NS, 10 février 2010, volume 16, pages 108 à 116; énoncé de faits historiques et juridiques, paragraphes 57 à 79.

« Afin de refléter adéquatement les distinctions de cette nature, la Régie demande au transporteur de préciser dans les « Tarifs et conditions » les conditions relatives à la desserte de la charge locale lorsque les ressources utilisées font partie de l'électricité patrimoniale et celles applicables lorsque des ressources ne faisant pas partie de l'électricité patrimoniale sont utilisées. Il serait également approprié de préciser, en fournissant les références pertinentes, que les coûts des services complémentaires pour le volume d'électricité patrimoniale de 165 TWh/an sont inclus dans le tarif moyen de fourniture de 2,79 ¢/kWh et que, par conséquent, le distributeur n'a pas à les payer³⁶. » [HQT souligne]

[145] Selon HQT, la Régie a fait un lien évident entre les centrales sources de l'électricité patrimoniale et l'électricité patrimoniale³⁷.

[146] HQT réfère aux modifications apportées à l'article 1.40.1 des Tarifs et conditions au niveau de la définition de « ressource du Distributeur » les 25 juin et 18 octobre 2002 et aux modifications de concordance apportées à l'article 38.1 des Tarifs et conditions qui portent sur la « Désignation des ressources du Distributeur ».

[147] HQT résume l'évolution des textes en indiquant que l'article 1.40.1 est devenu un article qui énumère des ressources alors que l'article 38.1 est l'article qui désigne les ressources du Distributeur³⁸. Ainsi, l'article 38.1 traite des centrales qui font partie des ressources du Distributeur.

[148] Selon HQT, les articles 1.40.1 et 38.1 indiquent l'intention d'assurer deux choses : que l'électricité patrimoniale est une ressource et que les centrales sources de cette ressource sont celles qui étaient là au moment de l'adoption, par le législateur, du principe de l'électricité patrimoniale en 2001³⁹.

[149] HQT cite l'article 37.1 des Tarifs et conditions comme une illustration de cette intention. Cet article dit bien que le plan des ressources du Distributeur doit indiquer « la taille du groupe et la puissance provenant de ce groupe qui doit être désignée en tant que ressource du Distributeur, incluant les centrales servant à la livraison de l'électricité patrimoniale [...] ». Il n'y aurait aucun doute, selon HQT, que les centrales servant à l'électricité patrimoniale réfèrent aux ressources du groupe qui sont désignées⁴⁰.

³⁶ Décision D-2002-95, dossier R-3401-98, pages 336 et 337.

³⁷ NS, 10 février 2010, volume 16, page 109.

³⁸ NS, 10 février 2010, volume 16, pages 111 et 112.

³⁹ NS, 10 février 2010, volume 16, pages 111 et 112.

⁴⁰ NS, 10 février 2010, volume 16, pages 112 et 113.

[150] HQT réfute également la thèse de NLH selon laquelle l'électricité patrimoniale pourrait être désignée, sans désignation des centrales⁴¹.

[151] HQT rappelle que l'article 22 de la LHQ oblige Hydro-Québec à assurer un approvisionnement patrimonial fiable et sécuritaire. Hydro-Québec ne peut livrer aux Québécois 165 térawattheures d'électricité si elle n'a pas les droits de transport correspondants. Pour avoir ces droits de transport prioritaire (partie IV des Tarifs et conditions), il faut savoir d'où vient l'électricité. Pour savoir d'où vient l'électricité, il faut désigner les centrales⁴².

[152] L'argument de NLH voulant qu'on ne puisse désigner une centrale en soi serait par ailleurs contredit par le texte même de l'article 1.40.1 des Tarifs et conditions tel qu'approuvé par la Régie, où le mot « centrale » apparaît précisément.

[153] Quant à l'argument de NLH voulant que l'article 38.1 *in fine* ne comprend pas le mot « désigné » et que cet article ne ferait que référer à des ressources « désignables », HQT précise que cette disposition se retrouve à un article des Tarifs et conditions intitulé « Désignation des ressources du Distributeur ».

[154] De plus, HQT souligne que d'autres dispositions du même article 38.1 n'utilisent pas le mot « désigné » mais réfèrent clairement aux ressources désignées du Distributeur. Ainsi en est-il de cet extrait de l'article 38.1 :

« Les ressources du Distributeur ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge autre que la charge locale [...] sur une base non interruptible. »

[155] Selon HQT, il n'y aurait aucun doute que cette disposition vise des ressources désignées et indique qu'une ressource ne peut être désignée s'il y a un engagement de vente à des tiers sur une base non interruptible⁴³.

[156] HQT réfute également l'argument de NLH voulant que le Distributeur ne puisse désigner une centrale dont il n'est pas propriétaire. HQT rappelle qu'à l'exception des centrales en réseau autonome, HQD n'est propriétaire d'aucune centrale du parc de production d'Hydro-Québec. Selon cet argument de NLH, le Distributeur ne pourrait désigner aucune centrale, puisqu'il n'en est pas propriétaire.

⁴¹ NS, 10 février 2010, volume 16, pages 113 à 116.

⁴² NS, 10 février 2010, volume 16, pages 114 à 116.

⁴³ NS, 10 février 2010, volume 16, pages 121 et 122.

[157] De plus, le texte de l'article 38.2 des Tarifs et conditions suggère que le propriétaire d'une ressource désignée puisse être une autre entité que le Distributeur⁴⁴.

[158] HQT ajoute que si le concept de propriété existe à l'article 30.1 de la partie III des Tarifs et conditions, ce concept est exclu de la partie IV des Tarifs et conditions. La Régie a implicitement rejeté un tel argument dans sa décision D-2002-286 puisqu'elle n'y a pas retenu l'argument du Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec voulant qu'on retrouve à l'article 38 le concept de possession ou propriété. La Régie a approuvé le texte de l'article 38.1 sans aucune référence à la propriété ou la possession des centrales.

[159] HQT traite ensuite du témoignage de l'expert Sinclair, selon lequel, la Centrale CF ne peut être une ressource désignée du Distributeur. L'expert Sinclair s'appuie sur l'extrait suivant de la décision D-2002-286 qu'il reprend dans son rapport :

« La Régie comprend, du témoignage du transporteur, que la production achetée par le distributeur, en vertu du décret relatif à l'électricité patrimoniale, est une ressource désignée, contrairement aux centrales pouvant fournir cette électricité⁴⁵. »

[160] HQT souligne que l'expert Sinclair n'a pas lu le Décret patrimonial ni la totalité du témoignage de monsieur Roberge auquel il réfère dans son rapport. L'expert Sinclair n'aurait pas suivi l'évolution des textes des articles 1.40.1 et 38.1 des Tarifs et conditions ni lu la LHQ ou la LRÉ avant d'affirmer dans son rapport que la Centrale CF ne pouvait être une ressource désignée⁴⁶.

[161] Selon HQT, l'extrait de la décision D-2002-286 cité par l'expert Sinclair ne saurait être un précédent appuyant la thèse de NLH voulant que l'électricité patrimoniale puisse être désignée mais pas les centrales pouvant fournir cette électricité. D'abord, la Régie dans sa décision D-2002-286 n'a fait que mentionner sa compréhension du témoignage de monsieur Roberge mais n'a pas retenu ce témoignage dans sa décision, puisqu'elle a accepté les textes soumis par HQT, soit les articles 1.40.1 et 38.1. De plus, la Régie a mentionné dans cette décision qu'advenant un conflit entre l'article 1.40.1 et les articles 37.1 et 38.1, ce point pourrait être soulevé, si nécessaire, lors d'une prochaine cause tarifaire⁴⁷.

⁴⁴ NS, 10 février 2010, volume 16, pages 127 à 129.

⁴⁵ Décision D-2002-286, dossier R-3401-98, page 15.

⁴⁶ NS, 10 février 2010, volume 16, pages 133 et 134.

⁴⁷ NS, 10 février 2010, volume 16, pages 134 et 135.

[162] Donc, selon HQT, ce qui compte dans cette décision D-2002-286, ce n'est pas ce qu'un témoin aurait dit ou ce que la Régie aurait compris de ce témoignage mais ce qu'elle a décidé relativement au texte des articles 1.40.1 et 38.1⁴⁸.

[163] HQT aborde ensuite⁴⁹ l'argument constitutionnel soumis par NLH. HQT souligne d'abord que cet argument n'apparaît pas aux procédures et qu'aucun avis n'a été donné au procureur général du Québec, contrairement à ce que requis lorsqu'un argument constitutionnel est soumis.

[164] HQT soutient par ailleurs que le seul effet de la désignation de la Centrale CF, une centrale située à l'extérieur du territoire du Québec, est d'accorder des droits prioritaires sur le réseau d'HQT situé au Québec suivant la partie IV des Tarifs et conditions. Il n'y aurait donc pas d'effet extraterritorial inconstitutionnel du fait de la désignation de cette centrale comme ressource du Distributeur.

[165] HQT aborde un autre argument de NLH basé sur le texte de l'article 36.2 des Tarifs et conditions, stipulant ce qui suit :

« Le Distributeur doit désigner les ressources qui sont disponibles, sous le contrôle du Transporteur. »

[166] Selon NLH, la Centrale CF n'est pas une centrale qui peut être désignée parce qu'elle n'est pas sous le contrôle d'HQT. Cette dernière soumet que cet argument de NLH n'est pas compatible avec la preuve au dossier.

[167] HQT réfère à cet effet au témoignage de monsieur Rioux d'HQT⁵⁰ qui porte, entre autres, sur le fait que la Centrale CF est considérée comme une ressource désignée et est traitée quotidiennement comme telle, que cette centrale fait partie de la zone de réglage du Québec et est considérée *on system* et que HQT a accès à l'électricité de la Centrale CF pour alimenter la charge locale en tout temps, à hauteur de la puissance qu'elle demande. Sur le plan des opérations, monsieur Rioux explique qu'il est convenu entre les parties que la direction, la programmation, le contrôle sécurité et le *balancing authority* sont toutes des fonctions assumées par HQT.

⁴⁸ NS, 10 février 2010, volume 16, page 139.

⁴⁹ NS, 10 février 2010, volume 16, pages 141 à 143.

⁵⁰ NS, 5 février 2010, volume 14, pages 101 et 102 et 117 à 121.

[168] HQT conclut donc que la Centrale CF est *de facto* sous le contrôle d'HQT pour des raisons convenues, acceptées et parfaitement assumées depuis toujours⁵¹.

[169] En ce qui a trait à la question de la priorité de transport⁵², HQT réfère à l'article 13.2 des Tarifs et conditions où il est clairement indiqué que les clients de la charge locale ont la priorité numéro 1.

[170] La question est donc de savoir qui, d'Hydro-Québec ou de NLH, a des droits prioritaires. Pour soutenir ses prétentions voulant que ses droits soient prioritaires à ceux d'Hydro-Québec en date du 19 janvier 2006, NLH doit démontrer qu'Hydro-Québec n'a aucun droit de transport prioritaire sur les Lignes de CF, en dépit de l'usage qu'elle fait de ces lignes depuis 40 ans aux fins de l'alimentation de la charge locale⁵³.

[171] Selon HQT, un tel argument ne tient pas. Lorsqu'HQD alimente la charge locale, l'électricité qui transite sur un chemin bénéficie d'un droit de transport prioritaire en vertu de cette partie IV des Tarifs et conditions, sans qu'il soit nécessaire de signer de convention de service et de payer des frais tarifés autres que ceux annuellement déterminés par la Régie⁵⁴.

[172] HQD a donc des droits de transport sur les Lignes de CF antérieurs au 19 janvier 2006 et à hauteur des mesures de transit réelles sur ces lignes depuis des décennies. L'ouverture du chemin LAB-HQT n'a pas changé cela.

[173] HQT réfute comme non pertinents⁵⁵ les arguments de NLH basés sur le Power Contract. Selon HQT, la stratégie de NLH d'introduire ce contrat n'a rien à voir avec l'application de la partie IV des Tarifs et conditions. La question devant la Régie est plutôt de savoir si HQT a violé les Tarifs et conditions. Pour ce faire, la Régie doit se mettre à la place d'HQT et, ce faisant, conclure qu'HQT n'est pas au fait des modalités des contrats entre Hydro-Québec et CF(L)Co. HQT connaît plutôt la puissance et l'énergie transportées sur les Lignes de CF aux fins de l'alimentation de la charge locale à partir d'une centrale désignée.

⁵¹ NS, 10 février 2010, volume 16, page 152.

⁵² NS, 10 février 2010, volume 16, page 153 et suivantes.

⁵³ NS, 10 février 2010, volume 16, page 154.

⁵⁴ NS, 10 février 2010, volume 16, page 155.

⁵⁵ NS, 10 février 2010, volume 16, pages 161 à 164.

[174] HQT rappelle que l'inscription affichée sur OASIS le 30 mars 2009 à la suite de l'ouverture du chemin LAB-HQT n'est pas une réservation mais une information qu'il devenait nécessaire d'afficher en relation avec ce nouveau chemin⁵⁶. HQT réitère qu'en vertu de la partie IV des Tarifs et conditions, HQD n'a pas à faire de réservation pour bénéficier de sa priorité de transport pour la desserte de la charge locale.

[175] L'inscription Québec-ressource désignée (QCRD) du 30 mars 2009 informait donc les usagers d'OASIS que, à compter du 1^{er} avril 2009, 4 885 MW transitaient sur ce chemin en provenance d'une centrale désignée pour alimenter la charge locale⁵⁷.

[176] Cette inscription, selon HQT, ne faisait que préserver des droits d'Hydro-Québec exercés depuis 40 ans.

[177] HQT souligne que la préservation des droits acquis pour la desserte de la charge locale est tout à fait conforme aux décisions de la FERC, de l'aveu même des experts Robert Sinclair et Philip Hanser. L'expert Hanser réfère plus particulièrement au passage suivant de l'Ordonnance n° 888 de la FERC :

« The transmission provider may reserve in its calculation of ATC transmission capacity necessary to accommodate native load growth reasonably forecasted in its planning horizon [...] »⁵⁸.

[178] À cet égard, HQT cite les extraits suivants des rapports des experts Hanser et Sinclair :

Rapport de P.Q. Hanser, décembre 2008, paragraphe 43, pièce HQT-30 :

« To prevent native load customers from being harmed, FERC has determined that the native load customers of vertically-integrated utilities should have access to the same generation sources that they had access to prior to the implementation of open access. »

⁵⁶ NS, 10 février 2010, volume 16, page 165 et suivantes.

⁵⁷ NS, 10 février 2010, volume 16, page 165.

⁵⁸ Ordonnance n° 888, page 323.

Rapport de R.A. Sinclair, octobre 2008, page 17, pièce NLH-12-C, onglet 70 :

« The Heritage Pool is similar to the native-load arrangement typically established under pro-forma OATTs in the U.S. Because the native load customers have paid for the generation and transmission facilities prior to open access, it is fair that their demands are met from the existing facilities. What is different in the case of HQD is the status of the resources deployed by HQP to meet the Heritage Pool requirements. In particular, the typical arrangement under the OATT is that the underlying units that supply native load obligations are designated as network resources and thereby receive network transmission rights. »

[179] HQT soumet que l'ouverture des marchés dans les années 90 ou l'ouverture du chemin LAB-HQT le 1^{er} avril 2009 n'a pas changé l'objectif de protéger les droits des clients de la charge locale⁵⁹. Ainsi, la thèse de NLH, voulant que la charge locale ait perdu sa priorité de transport et qu'elle doive faire des réservations suivant la partie II des Tarifs et conditions, est contraire à l'intention derrière ces textes et à celle de tous les législateurs qui se sont succédés. Cela équivaldrait à faire payer deux fois le transport aux clients de la charge locale⁶⁰.

[180] HQT termine sa plaidoirie sur ce premier grief en rappelant que si la Régie faisait droit aux première et troisième conclusions de NLH, cela équivaldrait à remettre en question illégalement des décisions d'Hydro-Québec sur la desserte de la charge locale en exécution de ses obligations statutaires prévues à l'article 22 de la LHQ. HQT réitère des arguments antérieurement soumis relativement aux pouvoirs de la Régie et à la clause privative de l'article 26 de la LHQ⁶¹. À cet égard, HQT réfère la Régie à sa décision D-2009-024⁶².

[181] Pour ce qui est du deuxième grief de NLH, à savoir qu'HQT aurait agi en violation de l'article 4 des Tarifs et conditions vu son défaut d'afficher l'ATC sur les Lignes de CF avant le 1^{er} avril 2009, HQT souligne que pour être en défaut d'afficher, encore faut-il avoir une obligation d'affichage. Se référant à l'Ordonnance de la FERC, au témoignage de l'expert Hanser et du témoin Clermont⁶³, HQT explique que la finalité de l'affichage sur OASIS est de communiquer à la clientèle de façon efficace et non discriminatoire des

⁵⁹ NS, 10 février 2010, volume 16, page 169.

⁶⁰ NS, 10 février 2010, volume 16, page 176.

⁶¹ NS, 10 février 2010, volume 16, pages 183 à 190.

⁶² Dossier P-110-1565.

⁶³ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1565, page 24, paragraphe 110.

informations pertinentes qui revêtent une utilité commerciale et qui sont susceptibles d'avoir un impact sur des décisions relatives à l'achat ou la vente d'électricité⁶⁴.

[182] L'obligation d'afficher découle de l'Appendice C des Tarifs et conditions :

« 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. »

[183] Selon HQT, cette obligation vise un chemin, c'est-à-dire une notion d'ordre commercial, un passage ouvert au commerce⁶⁵. Or, les Lignes de CF n'avaient pas une vocation commerciale avant le 1^{er} avril 2009. Ces lignes constituaient un lien de raccordement interne. À l'appui de cette prétention, HQT réfère à la définition de *posted path* et de *interconnection* du ch. 18 CFR 37 des règlements de la FERC et aux témoignages de monsieur Christian Deguire, chef, planification et stratégie du réseau principal d'HQT, et de messieurs Hanser, Clermont et Rioux⁶⁶.

[184] HQT ajoute que les Lignes de CF ne relient pas deux zones de réglage, puisque la Centrale CF fait partie du système de réglage d'HQT⁶⁷.

[185] Finalement, HQT souligne que même la FERC n'oblige pas l'affichage sur des chemins qui n'ont qu'une valeur commerciale marginale :

⁶⁴ NS, 10 février 2010, volume 16, page 192.

⁶⁵ NS, 10 février 2010, volume 16, page 192.

⁶⁶ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1565, page 25, paragraphe 115; témoignage de P.Q. Hanser, NS, 4 février 2010, volume 13, pages 51 à 55, questions 48, 49 et 51; NS, 5 février 2010, volume 14, pages 68 à 70, questions 179 à 183; pièce HQT-30, rapport de P. Q. Hanser, décembre 2008, pages 17 et 18, paragraphes 45 à 49; témoignage de S. Clermont, NS, 29 janvier 2010, volume 9, pages 27 et 28, questions 34 et 35, page 36, question 51 et pages 37 à 39, questions 55 et 56; témoignage de C. Deguire, NS, 3 février 2010, volume 12, page 95; témoignage de L.-O. Rioux, NS, 5 février 2010, volume 14, page 114, question 273.

⁶⁷ NS, 10 février 2010, volume 16, page 196.

« The Commission will not require the posting of all paths across control areas, since customers can request to have ATC [Available Transfer Capability] and TTC [Total Transfer Capability] posted for any path. Given that customers can request to have ATC and TTC posted for any path, adopting CCEM's proposal would burden OASIS sites with a very large number of posted paths that may have little commercial value⁶⁸. »

[186] La question de fait est donc, selon HQT, de savoir si les Lignes de CF constituaient, avant le 1^{er} avril 2009, un lien interne de raccordement⁶⁹. À cet égard, HQT rappelle la preuve au dossier démontrant de façon non contestée que ces lignes ont été réalisées dans le cadre et aux fins de l'exécution du Power Contract, que le flux électrique va dans un sens unique pour l'alimentation de la charge locale, qu'Hydro-Québec achète la quasi-totalité de la production de la Centrale CF, à l'exception d'une charge locale au Labrador et de la capacité de *recall* du Power Contract et qu'il s'agit de lignes à haute tension synchrone avec le réseau d'HQT. Cette réalité indique que les Lignes de CF sont un lien permettant d'injecter de la puissance et de l'énergie pour l'alimentation de la charge locale⁷⁰.

[187] HQT rappelle que la Régie a déjà accepté ce fait dans sa décision D-2006-66 :

« La Régie porte une attention particulière à la notion d'équipement de transport associé à la production en raison des caractéristiques propres au réseau, notamment son étendue géographique, le rôle particulier de certaines lignes et la nature essentiellement hydraulique du parc de production. Ainsi, si les centrales n'avaient pas été construites, les équipements de transport associés, dont une très grande partie des lignes THT [très haute tension], n'auraient pas été requis. Le rôle de ces équipements est d'intégrer la production électrique des centrales vers les centres de consommation, ce qui explique que le flux électrique soit, pour l'essentiel, à sens unique.

Les équipements regroupés dans la fonction Raccordement des centrales, comprenant [...] les lignes de raccordement, possèdent ces caractéristiques et constituent, de ce fait, des équipements de transport associés à la production. Pour la Régie, d'autres équipements respectent également ce critère.

Il en est ainsi des lignes THT depuis l'interconnexion avec Churchill Falls qui sont utilisées exclusivement en mode réception. Même si des charges de faible ampleur par rapport à la capacité des lignes sont alimentées au passage par le

⁶⁸ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1565, page 26, paragraphe 116; témoignage de P.Q. Hanser, NS, 4 février 2010, volume 13, page 53, question 50.

⁶⁹ NS, 10 février 2010, volume 16, page 198.

⁷⁰ NS, 10 février 2010, volume 16, pages 198 à 200; énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1565, pages 26 et 27, paragraphe 120.

*réseau THT, il n'a pas été démontré que l'alimentation de ces charges en a justifié la construction*⁷¹. » [HQT souligne]

[188] Quant au grief accessoire au précédent voulant que l'affichage du 30 mars 2009 soit une reconnaissance que l'affichage de l'ATC aurait dû être fait avant cette date, HQT rappelle les circonstances de l'ouverture du chemin LAB-HQT et la teneur de l'entente signée avec NLH pour l'exportation de 265 MW (*recall capacity*) du Power Contract⁷².

[189] Le dernier grief portant sur l'affichage sur OASIS concerne le défaut d'afficher des informations précises et compréhensibles pour tous les usagers et des références aux plaintes de NLH relativement au chemin LAB-HQT.

[190] Même si NLH n'a pas insisté ou plaidé sur cette question, HQT rappelle que le témoin Clermont a expliqué les inscriptions du type « ATC forcé » ou « ATC insuffisant » ainsi que les limites des systèmes informatisés. Selon HQT, les réponses données par le témoin Clermont et l'expert Hanser ne démontrent d'aucune façon une conduite discriminatoire ou inexplicable au niveau des inscriptions d'HQT sur OASIS⁷³.

[191] Quant au troisième grief qui découle de la plainte P-110-1565, à savoir le défaut d'avoir déterminé ou calculé l'ATC sur les Lignes de CF avant le 1^{er} avril 2009, HQT rappelle qu'en l'absence d'une obligation d'afficher l'ATC sur les Lignes de CF, il ne saurait y avoir obligation de calculer l'ATC⁷⁴.

[192] De plus, HQT souligne qu'il faut distinguer l'obligation de calculer l'ATC de celle de l'afficher. Ainsi, dans le cadre de l'étude d'impact de la Première demande de NLH, HQT a calculé l'ATC disponible sur les Lignes de CF et a communiqué cette information à NLH. HQT n'avait aucune obligation d'afficher sur OASIS le contenu de l'étude d'impact⁷⁵.

[193] Sur l'autre aspect de ce grief voulant qu'HQT ait agi en violation des articles 15.2 et 17.5 et de l'Appendice C des Tarifs et conditions en utilisant une méthodologie inadéquate pour calculer l'ATC sur les Lignes de CF jusqu'au 1^{er} avril 2009, HQT soumet que les témoins Clermont et Deguire ont bien expliqué la méthode utilisée et qu'il n'y a

⁷¹ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1565, page 28, paragraphe 121.

⁷² NS, 10 février 2010, volume 16, pages 205 à 209; énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1565, pages 29 à 31, paragraphes 128 à 137.

⁷³ NS, 10 février 2010, volume 16, pages 209 à 213; énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1565, page 31, paragraphes 138 à 141.

⁷⁴ NS, 10 février 2010, volume 16, page 214.

⁷⁵ NS, 10 février 2010, volume 16, pages 215 à 217.

pas vraiment de contestation sur la méthode elle-même ou sur la valeur des chiffres utilisés. La contestation porte plutôt sur la question de savoir si les données [TTC (*Total Transfer Capability* ou capacité totale), TRM (*Transmission Reliability Margin* ou marge de fiabilité), ETC (*Existing Transmission Commitments* ou service de transport engagé)] étaient appropriées dans les circonstances, et particulièrement si l'ETC devait être fonction des données réelles mesurées ou sur les quantités contractuelles fermes au Power Contract⁷⁶.

[194] HQT rappelle qu'elle n'est pas informée des données contractuelles de ses clients en service de transport. De plus, elle souligne que la Régie ne peut se prononcer sur les droits contractuels au Power Contract entre Hydro-Québec et CF(L)Co, des parties qui ne sont pas devant elle. HQT réfère la Régie à l'Ordonnance n° 890 de la FERC à l'effet qu'il n'incombe pas aux transporteurs de vérifier le contenu des PPA (*Power Purchase Agreement*) :

« The Commission adopts the NOPR [Notice of Proposed Regulation] proposal that transmission providers continue to be responsible for verifying that third-party transmission arrangements to deliver the pu[r]chase to the transmission provider's system are firm, but that transmission providers are not responsible for verifying that generation units and power purchase agreements network customers designate as network resources satisfy the requirements in sections 30.1 and 30.7 of the pro forma OATT. [...] »

[...]

We reject requests to allow the transmission provider to voluntarily seek information which verifies that contractual terms meet the requirements of sections 30.1 and 30.7 of the pro forma OATT. Allowing transmission providers to verify terms and conditions of power purchase agreements would put transmission providers in the position of interpreting contracts and accepting or rejecting designations based on their interpretations. We believe such authority is unnecessary in light of the new attestation requirements and that instances of non-compliance are better handled by the Commission's enforcement staff in the context of audits and Enforcement Hotline reports⁷⁷. [...] » [HQT souligne]

⁷⁶ NS, 10 février 2010, volume 16, pages 218 à 225; énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1565, paragraphes 150 à 164.

⁷⁷ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1565, page 37, paragraphe 166.

[195] Finalement, HQT souligne que le quatrième grief portant sur le délai d'affichage de la Première demande de NLH a été retiré de l'aveu même du témoin Bennett⁷⁸. Quant au cinquième grief (erreurs dans la préparation de l'étude d'impact), HQT en traite dans le cadre de la plainte P-110-1597.

6.3 RÉPLIQUE DE NLH

[196] Dans sa réplique⁷⁹, NLH réfute certains arguments soumis par HQT en réitérant, dans plusieurs cas, sa position d'origine. La Régie a pris connaissance de l'ensemble des arguments soumis par NLH en réplique mais en résume ci-après les principaux.

[197] NLH soumet d'abord des arguments sur la preuve, la procédure et la compétence de la Régie⁸⁰.

[198] Sur la preuve, NLH rappelle que les tribunaux administratifs ne sont pas liés par les règles de preuve des tribunaux de droit commun⁸¹. Ainsi, tout élément de preuve qui tend à démontrer qu'HQT a agi de manière non équitable vis-à-vis NLH serait pertinent, surtout lorsqu'il s'agit d'un fait allégué dans la plainte. Selon NLH, la preuve de faits reliés à la non-discrimination est *au cœur de la mission de la Régie* et fait l'objet de dispositions spécifiques des Tarifs et conditions.

[199] NLH réfute l'argument d'HQT voulant que les faits postérieurs aux plaintes ne soient pas pertinents. Selon NLH, l'ensemble des faits qui se sont produits avant, pendant et après l'affichage du chemin LAB-HQT sont pertinents dans le contexte où HQT plaide, même sous réserve, l'évolution commerciale qui a mené à l'affichage de ce chemin. NLH s'appuie à cet égard sur une décision de la Cour suprême du Canada portant sur les faits interreliés dans un continuum⁸².

[200] NLH réitère que les faits postérieurs portent sur l'une des questions à la base de la plainte P-110-1565 et démontrent la persistance des manquements d'HQT et la continuité des mêmes violations des Tarifs et conditions qui font l'objet de cette plainte⁸³.

⁷⁸ Témoignage de G. Bennett, NS, 20 janvier 2010, volume 2, page 150, questions 436 et 437.

⁷⁹ Pièce B-113, réplique de NLH; NS, 12 février 2010, volume 18.

⁸⁰ NS, 12 février 2010, volume 18, pages 5 à 20.

⁸¹ Y. Ouellette, *Les tribunaux administratifs au Canada*, Montréal, Thémis 1997, pages 265 et 266; *Hearings before Administrative Tribunals*, 3rd edition, Carswell, Toronto 2007, page 17-6.5.

⁸² NS, 12 février 2010, volume 18, page 9; *Centre universitaire de santé McGill (Hôpital général de Montréal) c. Syndicat des employés de l'Hôpital général de Montréal*, [2007] 1 R.C.S. 161; 2007 CSC 4 (26 janvier 2007).

⁸³ NS, 12 février 2010, volume 18, page 13.

[201] Sur la compétence de la Régie, NLH précise que l'article 101 de la LRÉ permet à la Régie d'ordonner à HQT de prendre les mesures qu'elle détermine si les Tarifs et conditions n'ont pas été correctement appliqués par HQT. Le libellé de cette disposition législative est large et donne à la Régie le loisir de « *tailler sur mesure une mesure réparatrice* ». Contrairement aux prétentions d'HQT, NLH ne demande pas à la Régie quelque interprétation ou application de l'article 22 de la LHQ⁸⁴.

[202] NLH soumet que les arguments soumis par HQT sur la déférence à exercer vis-à-vis les pouvoirs discrétionnaires d'HQT dans l'application de l'Appendice D des Tarifs et conditions portant sur la méthodologie pour exécuter une étude d'impact, ne s'appliquent pas puisque HQT n'est pas l'administration publique⁸⁵. Les rapports entre NLH et HQT ne sont pas assimilables à des rapports avec l'administration mais sont plutôt des relations commerciales régies par les Tarifs et conditions⁸⁶.

[203] NLH attaque également la crédibilité de l'expert Hanser en soulignant que ce dernier a présumé de l'exactitude, du bien-fondé de la position qui lui était transmise par son client HQT sur la notion de « désignation des ressources », alors qu'il s'est prononcé sur d'autres concepts, comme les « *transmissions rights* »⁸⁷.

[204] NLH réitère son argument relativement à l'interprétation de l'article 38.1 des Tarifs et conditions à l'effet que cet article ne traite pas du processus de désignation mais décrit plutôt ce qui est *désignable* au niveau des ressources du Distributeur⁸⁸.

[205] NLH soumet qu'HQT a mal cité ou compris son argument en affirmant que, selon NLH, la Centrale CF ne pouvait constituer une ressource désignée du Distributeur parce qu'elle n'appartient pas à HQD. NLH précise, à cet égard, qu'elle ne limite pas l'argument à la propriété de la centrale mais vise davantage un lien de droit entre CF(L)Co et HQD, qu'il s'agisse d'un droit de propriété ou d'un lien découlant d'un contrat⁸⁹.

⁸⁴ NS, 12 février 2010, volume 18, pages 14 et 15.

⁸⁵ Pièce B-113, réplique de NLH, pages 12 et 13; P. Garant, *Droit administratif*, 5^e édition, Les Éditions Yvon Blais, 2004, pages 3 et 4.

⁸⁶ NS, 12 février 2010, volume 18, page 18.

⁸⁷ NS, 12 février 2010, volume 18, page 23.

⁸⁸ NS, 12 février 2010, volume 18, page 24 et suivantes.

⁸⁹ Pièce B-113, réplique de NLH, page 18, paragraphes 86 et 87.

[206] NLH reprend ses arguments voulant que la Centrale CF ne puisse être une ressource désignée du Distributeur étant donné que le Power Contract prévoit clairement des ventes à des tiers, soit *Twinco*, et les ventes en exécution du droit au *Recall*⁹⁰.

[207] NLH revient sur la portée de la décision D-2002-286 où, selon elle, la Régie aurait décidé « *que la production achetée par le distributeur, en vertu du décret relatif à l'électricité patrimoniale, est une ressource désignée, contrairement aux centrales pouvant fournir cette électricité*⁹¹ ». NLH souligne que l'intention de la Régie était clairement à l'effet que seule l'électricité patrimoniale est désignée. Bien que la théorie de la chose jugée ne s'applique pas, NLH plaide que les tribunaux administratifs ne peuvent ignorer leurs propres décisions et doivent rechercher la cohérence⁹².

[208] Sur la question plus technique de la désignation des ressources, NLH soumet que le plan des charges et des ressources qu'HQD transmet annuellement à HQT n'est pas un document visé par l'article 37.1 des Tarifs et conditions et ajoute « *qu'il n'y a pas de preuve matérielle de désignation et qu'aucune liste de ces ressources n'est affichée sur OASIS*⁹³ ».

[209] Selon NLH, HQD ne peut désigner la Centrale CF parce qu'elle n'est pas sous le contrôle d'HQT au sens de l'article 36.2 des Tarifs et conditions⁹⁴.

[210] Selon NLH, pour savoir qui peut utiliser le service de transport d'alimentation de la charge locale en vertu de l'article 36.5 des Tarifs et conditions, « *la Régie doit déterminer qui est la contrepartie devant faire le transport de la production provenant de la centrale Churchill Falls*⁹⁵ ». Selon NLH, HQT est cette contrepartie et HQT ne peut permettre à cette tierce partie d'utiliser son service en contravention de l'article 36.5⁹⁶.

[211] Sur la question de savoir si l'ATC doit être établi sur la base des valeurs historiques ou sur les droits contractuels fermes ou non fermes, NLH réitère ses arguments et ajoute qu'HQT cite hors contexte l'Ordonnance n° 890 de la FERC pour en déduire qu'HQT n'a pas à interpréter les contrats d'achat de puissance afin de déterminer

⁹⁰ NS, 12 février 2010, volume 18, pages 27 à 32; pièce B-113, réplique de NLH, pages 18 à 20.

⁹¹ Décision D-2002-286, dossier R-3401-98, page 15.

⁹² Pièce B-113, réplique de NLH, pages 20 à 23; S. Comtois, *Le contrôle de la cohérence décisionnelle au sein des tribunaux administratifs*, 6^e congrès annuel de la Conférence des membres des tribunaux administratifs du Québec, Montréal, 28 septembre 1990, (1990), R.D.U.S. 577.

⁹³ NS, 12 février 2010, volume 18, pages 37 et 38.

⁹⁴ NS, 12 février 2010, volume 18, pages 39 et 40.

⁹⁵ Pièce B-113, réplique de NLH, page 24, paragraphe 125.

⁹⁶ NS, 12 février 2010, volume 18, page 42.

s'ils sont de nature ferme ou non ferme. NLH interprète l'article 1 b) de l'appendice C des Tarifs et conditions comme référant aux contrats d'approvisionnement. Elle conclut qu'HQT et la Régie doivent regarder le Power Contract pour déterminer l'ATC sur les Lignes de CF⁹⁷.

[212] NLH revient sur son argument voulant que le chemin LAB-HQT aurait dû être affiché sur OASIS depuis 1997, au moment de la séparation fonctionnelle chez Hydro-Québec, pour se conformer à la définition de *posted path* de la réglementation américaine⁹⁸.

[213] Sur la question de l'établissement de l'ATC sur la base des valeurs historiques ou sur les droits contractuels au Power Contract, NLH n'ajoute rien de nouveau en réitérant que les droits supplémentaires à ce contrat sont de nature non ferme. Elle s'appuie également sur les dispositions de l'article 38.1 des Tarifs et conditions, voulant que les ressources du Distributeur ne puissent servir à des ventes fermes à des tiers, pour mettre l'emphasis sur son approche⁹⁹.

6.4 OPINION DE LA RÉGIE

[214] Aux termes de l'article 94 de la LRÉ, NLH avait « 30 jours de la date où la décision a été transmise par le transporteur d'électricité » pour demander à la Régie d'examiner sa plainte en cas de désaccord avec la décision d'HQT.

[215] La décision d'HQT à l'origine de cette plainte est la lettre de cette dernière du 11 décembre 2007 :

« Following your October 12, 2007 Complaint¹⁰⁰, we submit the following.

NLH's Transmission Service Request dated January 19, 2006 is for transmission service for the Lower Churchill plants of Gull Island and Muskrat Falls. Your complaint refers to "actual reservations that are made in the HQT OASIS of the Churchill Falls facility". The existing transmission facilities between the Churchill Falls plant and Hydro-Québec TransÉnergie's system are used only for the deliveries from the Churchill Falls plant as a designated resource pursuant to Part IV of Hydro-Québec TransÉnergie's OATT. There is no OASIS posting for

⁹⁷ NS, 12 février 2010, volume 18, pages 46 à 53; pièce B-113, réplique de NLH, pages 25 à 27.

⁹⁸ NS, 12 février 2010, volume 18, page 61.

⁹⁹ NS, 12 février 2010, volume 18, pages 63 à 68.

¹⁰⁰ Pièce NLH-11, dossier P-110-1565.

such facilities that serve solely as a designated resource. Therefore, Hydro-Québec TransÉnergie did not “fail to disclose the calculated available transfer capacity available for exports from Churchill Falls” since such a calculation doesn’t need to be performed [...] ¹⁰¹. »

[216] La plainte du 12 octobre 2007 porte sur un désaccord découlant du rapport d’étude d’impact de l’option 1 de la Première demande. NLH informe alors HQT que cette dernière sous-estime l’ATC disponible sur les Lignes de CF de 450 MW. En d’autres mots, NLH considère qu’au moins 450 MW de l’électricité produite par son projet du Bas-Churchill pourraient être acheminés sur ces lignes.

[217] Cette plainte a été amendée le 31 octobre 2008 pour contester, entre autres, le statut de la Centrale CF comme ressource désignée du Distributeur et pour faire reconnaître, par voie de conséquence, que la Première demande de NLH sur les Lignes de CF est prioritaire.

[218] Les mesures, redressements ou remèdes que NLH demande à la Régie d’appliquer conformément aux dispositions de l’article 101 de la LRÉ sont ainsi libellés aux conclusions amendées de cette plainte :

« GRANT the present complaint of NLH;

DECLARE ORDER to HQT to consider ¹⁰² that NLH has a priority reservation for firm point-to-point transmission service for capacity and energy for the proposed Lower Churchill Falls hydroelectric development under the HQT’s OATT;

ORDER HQT to post on its OASIS site the transmission service requests made on the LAB-HQT path by NLH in the chronological order received and correct any inadequacies in light of this posting and the applicable OATT rules;

ORDER HQT to provide NLH with a transmission service agreement from the Labrador interconnection to the HQT point;

ORDER HQT to fully disclose on OASIS the available transmission capability between the proposed Lower Churchill Falls hydroelectric development and the HQT system and any bookings for transmission service (in any form) from the Churchill Falls facility;

ORDER HQT to revise the base case underlying the SIS 101 analysis and conclusions in light of the revised ATC from the Churchill Falls substation to the HQT point; and

¹⁰¹ Pièce NLH-12, dossier P-110-1565.

¹⁰² Argumentation écrite de NLH, page 18, paragraphe 62.

ORDER that this revision should be undertaken at no additional cost to NLH. »

[219] Cette plainte pose essentiellement les questions suivantes :

- Est-ce que la Centrale CF est une ressource désignée d'HQD aux termes des Tarifs et conditions?
- Est-ce qu'aux termes des Tarifs et conditions, HQT ou HQD devait effectuer une réservation pour obtenir le service de transport sur les Lignes de CF?
- Est-ce que les Lignes de CF sont un chemin au sens des Tarifs et conditions qui doit faire l'objet d'un affichage sur OASIS?
- Est-ce qu'HQT, dans le cadre de l'étude d'impact, s'est conformée aux Tarifs et conditions en calculant l'ATC sur la base des flux électriques historiques et non sur la base des droits d'Hydro-Québec à des livraisons fermes au Power Contract?

6.4.1 EST-CE QUE LA CENTRALE CF EST UNE RESSOURCE DÉSIGNÉE D'HQD AUX TERMES DES TARIFS ET CONDITIONS?

[220] Avant d'analyser les dispositions législatives et réglementaires pertinentes à cette question, il est utile de rappeler certains éléments du contexte, dont le rôle de la Centrale CF au moment de l'ouverture (*open access*) des réseaux de transport en Amérique du Nord et au Québec en 1996.

[221] Le témoignage de monsieur Louis-Omer Rioux d'HQT¹⁰³ permet de bien comprendre le rôle et l'opération de la Centrale CF et des lignes qui la relie au réseau d'HQT.

[222] Monsieur Rioux explique que l'électricité qui provient de la Centrale CF est considérée, au niveau des opérations, comme une ressource désignée pour alimenter la charge locale québécoise. Tous les programmes incluent la production de cette centrale et cette programmation est sur tous les horizons, dans tous les plans de ressources, et ce, 365 jours par année. De plus, le témoin explique que la Centrale CF est synchronisée avec le réseau d'HQT et considérée dans la zone de réglage d'HQT (*on system*). Selon le témoin Rioux, les Lignes de CF sont des lignes de raccordement internes au réseau d'HQT.

¹⁰³ NS, 5 février 2010, volume 14, pages 112 à 117.

[223] La preuve est également à l'effet que la Centrale CF fournit une part importante, environ 5 000 MW sur 35 000 MW, de l'électricité alimentant la charge locale dont Hydro-Québec et HQD ne pourraient se priver. Le témoin Rioux explique que, sauf en situation de pannes, la production de la Centrale CF a toujours été disponible pour desservir la charge locale au Québec.

[224] Le témoignage de l'expert Hanser est également déterminant pour comprendre la situation et les droits des clients de la charge locale (*native load* aux USA) dans le contexte de l'ouverture des réseaux de transport en Amérique du Nord :

*« To prevent native load customers from being harmed, FERC has determined that the native load customers of vertically-integrated utilities should have access to the same generation sources that they had access to prior to the implementation of open access*¹⁰⁴. » [nous soulignons]

[225] L'expert Hanser réfère à l'extrait suivant de l'Ordonnance de la FERC :

*« [...] The amount of transmission capacity available to wholesale and unbundled retail customers under the Final Rule pro forma tariff is clearly affected by the amount of transmission capacity that the transmission provider reserves for the use of its native load customers and the future load growth of those customers [...] »*¹⁰⁵.

[226] Il ressort de ce qui précède que la production de la Centrale CF représente, depuis 1971, une part importante de l'alimentation de la charge locale au Québec. Ainsi, l'ouverture du réseau de transport d'HQT à des clients autres que ceux de la charge locale n'est pas censée porter atteinte à l'accès de ces derniers à cette ressource.

[227] La Régie retient les éléments contextuels suivants de l'*Énoncé de faits historiques et juridiques* d'HQT :

- Depuis sa création, Hydro-Québec fournit l'électricité aux consommateurs québécois suivant des tarifs et conditions qui, jusqu'au 2 mai 1998, étaient fixés par règlement interne d'Hydro-Québec, adopté conformément à la LHQ, et approuvés par décret gouvernemental;
- En 1996, le gouvernement du Québec présente le Projet de loi 50 sur la Régie. Ce Projet de loi opère une réforme institutionnelle majeure dans le domaine de

¹⁰⁴ Pièce HQT-30, rapport de P.Q. Hanser, décembre 2008, paragraphe 43.

¹⁰⁵ FERC Order 888, Docket Nos RM-8-000 and RM94-7-001, page 323.

l'énergie, assujettissant Hydro-Québec, pour la première fois de son histoire, à la compétence d'un organisme régulateur, en l'occurrence la Régie, pour l'établissement des tarifs et conditions de fourniture et de transport d'électricité;

- La création de la Régie et l'attribution d'une compétence tarifaire en matière de transport d'électricité tenaient compte des conditions d'accès aux réseaux de transport imposées par la FERC dans son Ordonnance du 24 avril 1996 pour la mise en œuvre d'un nouveau cadre réglementaire (l'« Ordonnance n° 888 »);
- À compter de cette date, la FERC choisit de subordonner l'accès aux marchés américains de gros à certaines conditions, tant en matière de réciprocité (exigeant des entités voulant vendre de l'électricité sur les marchés américains qu'elles accordent un accès non discriminatoire à leur propre réseau de transport) qu'en matière de dégroupement ou *unbundling* des activités de production, de transport et de distribution;
- Au mois de mai 1997, HQT, la division d'Hydro-Québec chargée du transport de l'électricité, a été mise sur pied. Hydro-Québec a adopté, depuis ce temps, des normes de conduite internes et une organisation qui assurent la séparation fonctionnelle entre ses activités reliées au transport d'électricité et au contrôle des mouvements d'énergie de celles de production et de vente;
- Hydro-Québec adopte et le gouvernement du Québec approuve, en décembre 1996, le Règlement numéro 652 d'Hydro-Québec¹⁰⁶ sur les conditions et les tarifs du service de transport en gros de l'électricité. Ce règlement est remplacé en mars 1997 par le Règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau;
- Le 16 juin 2000, le législateur modifie la LRÉ et la LHQ¹⁰⁷ pour, notamment, introduire le concept d'électricité patrimoniale et des modalités tarifaires en découlant;
- Hydro-Québec se voit attribuer l'obligation de fournir l'électricité patrimoniale en vertu de l'article 22 de la LHQ :

« 22. La Société a pour objets de fournir de l'énergie et d'oeuvrer dans le domaine de la recherche et de la promotion relatives à l'énergie, de la transformation et de l'économie de l'énergie, de même que dans tout domaine connexe ou relié à l'énergie.

La Société doit notamment assurer l'approvisionnement en électricité patrimoniale tel qu'établi par la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01).

¹⁰⁶ Décret n° 1559-96, 1996 G.O. II, page 7387.

¹⁰⁷ Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives, L.Q. 2000, c. 22.

Le gouvernement fixe les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale pour un volume de 165 térawattheures. Cet approvisionnement doit inclure tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité. » [nous soulignons]

- Le 24 octobre 2001, le gouvernement adopte le Décret patrimonial concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale;
- Le Décret patrimonial fixe les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale pour un volume maximal de 165 térawattheures et énonce ce qui suit :

« L'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale est assuré par la fourniture d'électricité produite ou achetée par le fournisseur [Hydro-Québec] ou rappelée par ce dernier en vertu des contrats spéciaux ou des ententes de services comportant des clauses de puissance interruptible en vigueur le 1er janvier 2001. »

[228] Ces dispositions législatives obligent Hydro-Québec à fournir l'électricité patrimoniale mais lui laisse la discrétion d'utiliser l'électricité qu'elle produit ou qu'elle achète, par exemple de la Centrale CF en vertu du Power Contract. Si Hydro-Québec peut choisir d'alimenter une partie de la charge locale à partir de la Centrale CF, il va de soi qu'elle doit avoir le droit d'utiliser le réseau de transport d'HQT pour assumer cette obligation statutaire.

[229] Ainsi, en interprétant les Tarifs et conditions qui ont été adoptés à la suite de l'entrée en vigueur de ces dispositions législatives, il faut éviter de leur donner un sens qui les rendrait incompatibles avec ces dispositions portant sur les droits et obligations conférés à Hydro-Québec et aux consommateurs québécois en regard de l'approvisionnement patrimonial.

[230] Cela étant dit, revenons à la question spécifique de savoir si la Centrale CF est une ressource désignée d'HQD aux termes des Tarifs et conditions.

[231] Les dispositions tarifaires pertinentes à cette plainte sont celles adoptées par les décisions D-2002-286¹⁰⁸ et D-2006-66¹⁰⁹.

¹⁰⁸ Dossier R-3401-98.

¹⁰⁹ Dossier R-3549-2004.

[232] La désignation des ressources du Distributeur a trait à l'alimentation de la charge locale au Québec. La partie IV des Tarifs et conditions « Service de transport pour l'alimentation de la charge locale » s'applique en l'espèce, et plus spécifiquement l'article 38.1 (désignation des ressources du Distributeur) et l'article 1.40.1 (ressource du Distributeur), définition applicable à la partie IV des Tarifs et conditions.

[233] La Régie ne partage pas la position de NLH sur l'interprétation à donner à ces dispositions tarifaires pour les raisons exposées ci-après.

[234] D'abord, l'argument historique de NLH voulant que, de 1997 à 2001, des conventions de service soient intervenues entre TransÉnergie, une division d'Hydro-Québec, et Hydro-Québec groupe services énergétiques, n'aide pas à interpréter les dispositions des articles 1.40.1 et 38.1 des Tarifs et conditions. Ces dispositions ont été adoptées en 2002 dans le cadre de l'ajout de la partie IV aux Tarifs et conditions portant spécifiquement sur les conditions de desserte de la charge locale au Québec. Même si, dans les faits, la desserte de la charge locale s'est faite différemment au début de la séparation fonctionnelle d'Hydro-Québec, cela n'est pas pertinent aux fins de déterminer, dans le cadre de la plainte, si HQT a correctement appliqué les dispositions des articles 38.1 et 1.40.1.

[235] Pour NLH, l'article 1.40.1 serait une énumération des ressources du Distributeur, alors que l'article 38.1 ne référerait pas à la désignation mais à la notion de ressource désignée. Ainsi, selon NLH, une ressource du Distributeur est *désignable* mais la désignation découlerait d'un acte positif qui ne peut se présumer. NLH n'accepte pas la prétention d'HQT voulant que la transmission du *Plan des charges et des ressources* par HQD à HQT constitue une désignation de ressources.

[236] Un des points fondamentaux de l'argumentation de NLH est fondé sur un passage de la décision D-2002-286¹¹⁰ où la Régie écrit comprendre « *du témoignage du transporteur, que la production achetée par le distributeur, en vertu du décret relatif à l'électricité patrimoniale, est une ressource désignée, contrairement aux centrales pouvant fournir cette électricité*¹¹¹ ».

¹¹⁰ Dossier R-3401-98.

¹¹¹ Page 15.

[237] L'extrait en question de la décision D-2002-286, cité par l'expert Sinclair dans son rapport, ne saurait être un précédent à l'appui de la thèse de NLH voulant que l'électricité patrimoniale puisse être désignée mais pas les centrales pouvant fournir cette électricité. Dans cet extrait de la décision, la Régie n'a fait que mentionner sa compréhension du témoignage de monsieur Roberge mais n'a pas retenu ce témoignage dans sa décision, puisqu'elle a accepté les textes soumis par HQT, soit les articles 1.40.1 et 38.1, qui ne vont pas dans le sens de l'argumentation de NLH.

[238] Donc, aux fins de la présente plainte, il faut appliquer les articles 1.40.1 et 38.1, tels qu'adoptés par la Régie.

[239] NLH soutient également que la Centrale CF n'est pas une ressource du Distributeur parce qu'elle n'appartient pas à HQD et qu'une partie de la production de cette centrale serait utilisée par d'autres clients qu'HQD.

[240] La Régie note qu'il n'y a aucune preuve à l'effet que l'électricité de la Centrale CF fasse l'objet de vente à des tiers. Au contraire, selon le témoignage de monsieur Rioux d'HQT, l'électricité de cette centrale a toujours servi à la charge locale. De plus, même si une partie de l'électricité de cette centrale était vendue à des tiers, cela ne changerait pas son statut de centrale désignée du Distributeur. La FERC traite d'ailleurs d'une question semblable :

« It was not the Commission's intent to prohibit the network customer from engaging in non-firm sales from idle designated network resources. We find that the non-firm operation of network resources will not affect the availability of such resources on a firm basis because such non-firm uses are subject to interruption¹¹². »

[241] Cet extrait de l'Ordonnance n° 888-A de la FERC va d'ailleurs dans le sens des dispositions de l'article 1.40.1 des Tarifs et conditions à l'effet que « [l]es ressources du Distributeur ne comprennent pas une ressource, ou une partie de ressource, visée par un engagement de vente à un tiers ou ne pouvant autrement répondre aux besoins de charge locale du Distributeur, sur une base non interrompible ».

¹¹² Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1565, page 22, paragraphe 97.

[242] La preuve montre qu'une partie de cette ressource que constitue la Centrale CF n'a pas fait l'objet de vente à des tiers avant le 1^{er} avril 2009, alors que NLH, cessionnaire d'une partie des droits de CF(L)Co au Power Contract, a choisi d'exporter 265 MW en vertu de trois conventions de service pour le service de transport ferme à long terme de point à point¹¹³.

[243] NLH soumet également un argument de droit constitutionnel voulant qu'une interprétation ou une application des Tarifs et conditions qui permettrait à HQT de désigner la Centrale CF comme une de ses ressources équivaldrait à donner illégalement une portée extraterritoriale aux Tarifs et conditions, cette centrale n'étant pas située au Québec.

[244] La Régie ne considère pas que la désignation de la Centrale CF donne une portée extraterritoriale aux articles 37.1 et 38.1 des Tarifs et conditions. Comme le souligne d'ailleurs HQT, le seul effet de la désignation de la Centrale CF, une centrale située à l'extérieur du territoire du Québec, est d'accorder des droits prioritaires sur le réseau d'HQT situé au Québec suivant la partie IV des Tarifs et conditions.

[245] NLH soumet également que l'article 38.1 doit se lire avec l'article 36.2 traitant de la nature du service de transport pour l'alimentation de la charge locale et de la responsabilité d'HQT à cet égard :

« 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. » [nous soulignons]

[246] NLH conclut que le Distributeur doit désigner les ressources qui sont disponibles et sous le contrôle d'HQT pour alimenter sa charge locale. Selon NLH, il n'y a aucun lien direct donnant à HQT le contrôle de la Centrale CF.

¹¹³ Pièce C-40, dossier P-110-1565, courriel de transmission du 30 mars 2009 et 4 conventions de service entre NLH et HQT.

[247] Trois concepts se dégagent de l'article 36.2 des Tarifs et conditions :

- HQT planifie, construit et exploite son réseau et contrôle les mouvements d'énergie de façon à alimenter la charge locale;
- Le Distributeur doit désigner les ressources pour alimenter la charge locale. Ces ressources doivent être sous le contrôle d'HQT, c'est-à-dire que celle-ci doit pouvoir contrôler les mouvements d'énergie en provenance de ces ressources;
- HQT doit inclure la charge locale aux fins de planification de son réseau.

[248] Le fait qu'HQT contrôle les mouvements d'énergie en provenance de la Centrale CF fait l'objet d'une preuve non contredite de la part du témoin Rioux d'HQT¹¹⁴, qui a notamment expliqué ce qui suit :

- La Centrale CF est considérée comme une ressource désignée et traitée quotidiennement comme telle;
- Cette centrale fait partie de la zone de réglage du Québec et est considérée *on system*;
- HQT a accès à l'électricité de la Centrale CF pour alimenter la charge locale en tout temps, à hauteur de la puissance demandée;
- Au plan des opérations, il est convenu entre les parties que la direction, la programmation, le contrôle sécurité et le *balancing authority* sont toutes des fonctions assumées par HQT.

[249] La preuve est donc clairement à l'effet que la Centrale CF est une ressource sous le contrôle d'HQT au sens de l'article 36.2 des Tarifs et conditions et que le Distributeur peut donc désigner cette centrale comme une ressource disponible.

[250] Pour arriver à la conclusion que la Centrale CF est une ressource désignée du Distributeur, il faut lire et interpréter les dispositions suivantes des Tarifs et conditions dans leur contexte :

¹¹⁴ NS, 5 février 2010, volume 14, pages 101 et 102 et 117 à 121.

« 36.2 [...] Le Distributeur doit désigner les ressources qui sont disponibles, sous le contrôle du Transporteur, pour alimenter la charge locale [...]; »

« 37.1 Le Distributeur doit fournir au Transporteur, entre autres informations, [...] la taille du groupe [...] qui doit être désignée en tant que ressource du Distributeur, incluant les centrales servant à la livraison de l'électricité patrimoniale [...]. »

« 38.1 Désignation des ressources du Distributeur [...] les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1^{er} janvier 2001 font partie des ressources du Distributeur tant que le Distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire au Transporteur. »

[251] Le contexte est le suivant :

- En 2001, la Centrale CF alimentait depuis 30 ans la charge locale au Québec en contribuant à hauteur d'environ 5 000 MW sur 35 000 MW au profil des livraisons de ce qui est devenu l'électricité patrimoniale en vertu des modifications apportées à la LHQ et à la LRÉ et du Décret patrimonial;
- Le Décret patrimonial donne à Hydro-Québec la discrétion de fournir l'électricité patrimoniale à partir de l'électricité qu'Hydro-Québec produit, achète ou rappelle;
- L'obligation légale de fournir l'électricité patrimoniale incombe à Hydro-Québec mais, en pratique, cette obligation est assumée par HQP;
- Le témoin Mongeon d'HQD est venu expliquer qu'il reçoit chaque année d'HQP une lettre de désignation où la Centrale CF est spécifiquement indiquée et qu'HQD transmet cette information à HQT¹¹⁵.

[252] En pratique, tant qu'Hydro-Québec choisira d'assumer son obligation de fournir l'électricité patrimoniale en utilisant la Centrale CF, cette centrale sera une ressource du Distributeur servant à alimenter la charge locale.

[253] La preuve est à l'effet que la façon de procéder d'HQD et d'HQT est conforme aux dispositions des articles 36.2, 37.1 et 38.1 des Tarifs et conditions. HQP se prévaut de son droit d'approvisionner la charge locale en électricité patrimoniale à partir de la Centrale CF et en avise HQD annuellement. Cette dernière transmet les informations requises par l'article 37.1 à HQT¹¹⁶. C'est ainsi que la Centrale CF, une ressource servant

¹¹⁵ NS, 27 janvier 2010, volume 7, pages 58, 59 et 81.

¹¹⁶ Pièces NLH-38 et NLH-39, dossier P-110-1565.

à l'alimentation de la charge locale au Québec, devient une ressource *désignée* du Distributeur.

[254] Donc, pour les raisons mentionnées plus haut, la Régie conclut que la Centrale CF est une ressource désignée du Distributeur par l'effet des articles 36.2, 37.1 et 38.1 des Tarifs et conditions.

6.4.2 EST-CE QU'AUX TERMES DES TARIFS ET CONDITIONS, HQP OU HQD DEVAIT EFFECTUER UNE RÉSERVATION POUR OBTENIR LE SERVICE DE TRANSPORT SUR LES LIGNES DE CF?

[255] La position de NLH est à l'effet que, depuis la séparation fonctionnelle en 2000, les Lignes de CF seraient devenues un chemin utilisé par plus d'un utilisateur, à savoir HQP et HQD et que, par conséquent, la règle de la priorité de l'article 13.2 de la Partie II des Tarifs et conditions s'appliquerait.

[256] Selon NLH, la séparation fonctionnelle ferait en sorte qu'HQP serait devenue la contrepartie de CF(L)Co au Power Contract. En conséquence, à partir de 2001, HQP aurait dû réserver en mode import point à point pour importer la production achetée de CF(L)Co. Or, NLH souligne qu'HQP n'a pas fait une telle réservation. Il s'ensuivrait que la Première demande aurait priorité sur celle d'HQD datée du 31 mars 2009 en vertu de la règle du premier arrivé, premier servi de l'article 13.2 des Tarifs et conditions.

[257] Au soutien de sa prétention, NLH cite la décision D-2007-121¹¹⁷ de la Régie rendue dans une autre affaire de plainte. Or, de l'avis de la Régie, par cette décision, la Régie a simplement reconnu qu'une servitude avait été consentie à Hydro-Québec pour son réseau de transport d'électricité et non pour un raccordement du client au réseau de distribution d'Hydro-Québec. Ainsi, quand la Régie écrit qu'en 1973, la « *servitude a été consentie à Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité* », il faut plutôt comprendre que la servitude permettait l'installation d'équipements du réseau de transport d'Hydro-Québec. On ne peut inférer de cette décision que la séparation fonctionnelle intervenue en 2000 viendrait changer une partie à un acte de servitude datant de 1973.

¹¹⁷ Dossier P-110-1490.

[258] On ne peut pas plus soutenir qu'un des effets de la séparation fonctionnelle des divisions production, transport et distribution d'Hydro-Québec serait de changer une des parties au Power Contract en substituant HQT à Hydro-Québec. D'ailleurs, les divisions HQT, HQT ou HQD ne peuvent être parties à des contrats que dans le contexte de l'article 2 de la LRE :

« Toute fourniture d'électricité par Hydro-Québec au distributeur d'électricité est réputée constituer un contrat d'approvisionnement. Tout service de transport d'électricité par le transporteur d'électricité avec Hydro-Québec est réputé constituer un contrat de service de transport. »

[259] Cette disposition d'exception vaut exclusivement pour des contrats présumés entre les divisions d'Hydro-Québec. Elle n'a aucune application à un contrat conclu en 1969 entre Hydro-Québec et un tiers, CF(L)Co.

[260] Les arguments de NLH fondés sur le Power Contract ne sont par ailleurs pas pertinents à l'application de la partie IV des Tarifs et conditions. HQT n'a pas à être au fait des modalités des contrats entre Hydro-Québec et CF(L)Co, mais doit connaître la puissance et l'énergie transportées sur les Lignes de CF aux fins de l'alimentation de la charge locale à partir d'une centrale désignée.

[261] Comme le souligne HQT, pour que NLH puisse établir que ses droits sont prioritaires à ceux d'Hydro-Québec en date du 19 janvier 2006, elle doit démontrer qu'Hydro-Québec n'a aucun droit de transport prioritaire sur les Lignes de CF, en dépit de l'usage qu'elle en fait depuis 40 ans aux fins de l'alimentation de la charge locale.

[262] Or, même l'expert Sinclair entendu pour NLH admet qu'HQD bénéficie d'un service de transport prioritaire en vertu de la partie IV des Tarifs et conditions, sans qu'il soit nécessaire d'effectuer de réservations ou de conclure une convention de service de transport, contrairement à la procédure établie à la partie II pour le service de transport de point à point :

« Q. [278] But if a resource is designated as a network resource, HQD doesn't need to make a reservation under Part IV for transmission rights, the rights exist by the simple fact that it is from a designated resource for purposes of supplying the heritage... the native load?

A. That's right.

Q. [279] You agree...

A. Yes¹¹⁸. »

[263] Il ressort donc des dispositions des articles 36.3 et 13.2 des Tarifs et conditions, de la décision D-2006-66¹¹⁹ de la Régie et de la preuve de l'expert Sinclair qu'HQD jouit d'une priorité de transport de niveau 1 lorsqu'elle dessert sa charge locale à partir de ressources désignées, sans nécessité d'effectuer de réservations. Il ressort des mêmes articles des Tarifs et conditions, de la preuve et de la décision D-2006-66 qu'une réservation de service ferme de point à point à long terme en vertu de la partie II des Tarifs et conditions prend rang après le service de transport pour l'alimentation de la charge locale à partir d'une ressource désignée d'HQD antérieure à cette réservation¹²⁰.

[264] Donc, aux termes des Tarifs et conditions, HQP ou HQD n'avait pas à effectuer une réservation pour obtenir le service de transport sur les Lignes de CF pour le service d'alimentation de la charge locale.

6.4.3 EST-CE QUE LES LIGNES DE CF SONT UN CHEMIN AU SENS DES TARIFS ET CONDITIONS QUI DOIT FAIRE L'OBJET D'UN AFFICHAGE SUR OASIS?

[265] Les positions respectives des parties sur cette question sont résumées plus haut.

[266] La Régie ne retient pas la position de NLH voulant que depuis la séparation fonctionnelle, les Lignes de CF soient devenues un chemin utilisé par plus d'un utilisateur, en l'occurrence HQP, HQM et HQD ou que ces lignes soient une interconnexion ou *posted path* entre deux systèmes ou zones de contrôle et que cela nécessitait un affichage sur OASIS de l'ATC ou de la TTC.

¹¹⁸ Témoignage de R.A. Sinclair, NS, 25 janvier 2010, volume 5, page 115, questions 278 et 279; voir également page 117, question 287.

¹¹⁹ Dossier R-3549-2004, page 46.

¹²⁰ Pièce HQT-30, rapport de P.Q. Hanser, décembre 2008, paragraphes 41 et 42; témoignage de S. Clermont, NS, 28 janvier 2010, volume 8, page 171, question 6, et pages 175 et 176, questions 9 à 11; témoignage de R.A. Sinclair, NS, 25 janvier 2010, volume 5, page 115, questions 278 et 279; voir également page 117, question 287.

[267] La preuve prépondérante est plutôt à l'effet qu'avant le 1^{er} avril 2009, personne d'autre qu'Hydro-Québec n'utilisait ou ne pouvait utiliser les Lignes de CF. Hydro-Québec, en vertu du Power Contract, « *est en droit et a convenu d'acheter la presque totalité de la puissance et de l'énergie produites par la Centrale CF, à l'exception d'une capacité de 225 MW au bénéfice de Twin Falls Power Corporation Limited et d'une option visant la reprise d'un maximum de 300 MW au bénéfice de CF(L)Co pour consommation à l'extérieur du Québec*¹²¹ ».

[268] Le seul changement de l'utilisation des Lignes de CF par Hydro-Québec est survenu le 1^{er} avril 2009 alors que NLH a demandé et obtenu un droit de transport sur ces lignes pour exporter et vendre à des tiers 265 MW en vertu de trois conventions de service pour le service de transport ferme à long terme de point à point¹²².

[269] À compter du 1^{er} avril 2009, HQT a procédé à un affichage sur OASIS pour refléter l'utilisation des Lignes de CF par NLH à des fins autres que la desserte de la charge locale du Québec :

« [l]e 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-mêmes¹²³. »

[270] La preuve démontre que le but de l'affichage sur OASIS est de communiquer à la clientèle du service de transport, de façon efficace et non discriminatoire, des informations pertinentes qui ont une utilité commerciale et qui sont susceptibles d'avoir un impact sur les décisions relatives à l'achat ou à la vente d'électricité¹²⁴.

[271] Il est également établi en preuve que le concept de chemin réfère à une notion commerciale, qui se distingue de l'installation physique de raccordement¹²⁵ :

¹²¹ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1565, page 27, paragraphe c).

¹²² Pièce C-40, dossier P-110-1565, courriel de transmission du 30 mars 2009 et 4 conventions de service entre NLH et HQT.

¹²³ Appendice C des Tarifs et conditions.

¹²⁴ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1565, page 24, paragraphe 110.

¹²⁵ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1565, page 25, paragraphe 112; témoignage de S. Clermont, NS, 29 janvier 2010, volume 9, pages 25 à 28, questions 32 à 35.

« [U]n chemin ou « path » affiché sur OASIS relie un point de réception à un point de livraison aux fins de la fourniture d'un service de transport à un client admissible du service de transport¹²⁶ ».

[272] La preuve prépondérante est également à l'effet qu'avant l'ouverture du chemin LAB-HQT le 1^{er} avril 2009, les Lignes de CF n'étaient pas un chemin au sens des Tarifs et conditions mais un lien de raccordement interne.

[273] À cet égard, les faits suivants allégués par HQT ne font l'objet d'aucune preuve contraire et, il faut le présumer, devaient également être connus de NLH en tant qu'actionnaire à hauteur de 65,8 % de CF(L)Co, propriétaire et opérateur de la Centrale CF :

- « a) La construction des lignes a été réalisée par CF(L)Co dans le cadre et aux fins de l'exécution du Power Contract de 1969 suivant des devis élaborés par Hydro-Québec spécifiquement à cette fin;
 - Power Contract, définition de « Plant » et art. 4.1 et 7.1;
 - G. Bennett, 21 janv. 2010, N.S. vol. 3, p. 151;
 - S. Clermont, 28 janv. 2010, N.S. vol. 8 p. 155, Q. 254;
- b) Les flux électriques sur les lignes sont à sens unique et servent exclusivement à l'injection de puissance et d'énergie produites par la Centrale CF dans le réseau d'HQT, en l'absence de toute autre utilisation;
 - Rapport de P. Q. Hanser, Décembre 2008, para. 45, Pièce HQT-30;
 - Décision D-2006-66, p. 11;
 - S. Clermont, 28 janv. 2010, N.S. vol. 8 p. 155, Q. 254; 29 janv. 2010, N.S. vol. 9 p. 38, Q. 55;
- c) En vertu du Power Contract, HQ est en droit et a convenu d'acheter la presque totalité de la puissance et de l'énergie produites par la Centrale CF, à l'exception d'une capacité de 225 MW au bénéfice de Twin Falls Power Corporation Limited et d'une option visant la reprise d'un maximum de 300 MW au bénéfice de CF(L)Co pour consommation à l'extérieur du Québec;
 - Power Contract, art. 2.1, 4.2.2 et 6.6;
- d) Les lignes sont exploitées à très haute tension (735 kV) pour minimiser les pertes lors du transport vers le réseau d'HQT;
 - Voir, notamment, la Pièce HQT-7 à la p. 9;
- e) La Centrale CF, bien que située hors Québec, est exploitée en mode synchrone avec le réseau d'HQT;

¹²⁶ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1565, page 25, paragraphe 113.

- Voir notamment, la Pièce HQT-7 à la p. 10;
- S. Clermont, 28 janv. 2010, N.S. vol. 8 p. 155-156, Q. 255;
- f) Les lignes n'avaient pas été conçues ou construites pour un usage par des tiers à des fins commerciales et n'ont, de mémoire d'homme, jamais été utilisées à cette fin, et cette réalité historique a été acceptée par le marché;
- Voir, notamment, la décision D-2006-66, p. 11;
- S. Clermont, 29 janv. 2010, N.S. vol. 9 p. 37-38, Q. 54-55¹²⁷ ».

[274] La Régie a déjà reconnu que les Lignes de CF étaient un lien de raccordement interne, bien que dans un autre contexte et à d'autres fins :

« La Régie porte une attention particulière à la notion d'équipement de transport associé à la production en raison des caractéristiques propres au réseau, notamment son étendue géographique, le rôle particulier de certaines lignes et la nature essentiellement hydraulique du parc de production. Ainsi, si les centrales n'avaient pas été construites, les équipements de transport associés, dont une très grande partie des lignes THT, n'auraient pas été requis. Le rôle de ces équipements est d'intégrer la production électrique des centrales vers les centres de consommation, ce qui explique que le flux électrique soit, pour l'essentiel, à sens unique.

Les équipements regroupés dans la fonction Raccordement des centrales, comprenant [...] les lignes de raccordement, possèdent ces caractéristiques et constituent, de ce fait, des équipements de transport associés à la production. Pour la Régie, d'autres équipements respectent également ce critère.

Il en est ainsi des lignes THT depuis l'interconnexion avec Churchill Falls qui sont utilisées exclusivement en mode réception [...] ¹²⁸. » [nous soulignons]

[275] L'article 4 des Tarifs et conditions réfère aux termes et conditions relatifs à l'OASIS énoncés au ch. 18 CFR 37 des règlements de la FERC (les « règles de l'OASIS »). Pour que ces règles s'appliquent au Québec, « [l']OASIS doit être conforme aux décisions, ordonnances et règlements de la Régie¹²⁹ ».

[276] Rien n'indique que les notions de *path* et de *posted path* des règles de l'OASIS ne soient pas conformes aux décisions, ordonnances et règlements de la Régie. Il est donc utile de voir si les Lignes de CF peuvent être considérées comme un chemin aux fins de ces règles.

¹²⁷ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1565, pages 26 et 27, paragraphe 120.

¹²⁸ Décision D-2006-66, dossier R-3549-2004, page 11.

¹²⁹ Article 4 des Tarifs et conditions.

[277] Les règles de l'OASIS prévoient que l'obligation d'afficher un ATC n'existe qu'à l'égard des *posted path* et non à l'égard des installations physiques de transport (lignes internes de raccordement ou interconnexions) qui ne constituent pas des chemins ou *path* :

Règles de l'OASIS :

« 37.6 [...]

(b) Posting transfer capability. The available transfer capability on the Transmission Provider's system (ATC) and the total transfer capability (TTC) of that system shall be calculated and posted for each Posted Path as set out in this section.

(1) Definitions. For purposes of this section the terms listed below have the following meanings:

(i) Posted path means any control area to control area interconnection; any path for which service is denied, curtailed or interrupted for more than 24 hours in the past 12 months; and any path for which a customer requests to have ATC or TTC posted. For this last category, the posting must continue for 180 days and thereafter until 180 days have elapsed from the most recent request for service over the requested path. For purposes of this definition, an hour includes any part of an hour during which service was denied, curtailed or interrupted.

[...]

(iv) The word interconnection, as used in the definition of "posted path" means all facilities connecting two adjacent systems or control areas¹³⁰. » [nous soulignons]

[278] Les Lignes de CF, parce qu'elles sont un lien interne de raccordement tel que la Régie l'a déjà souligné, ne pouvaient être un chemin sur lequel un client pouvait réserver de la capacité de transport, c'est-à-dire un *path for which a customer requests to have ATC or TTC posted*.

[279] La FERC a même jugé que l'affichage sur OASIS était inutile lorsqu'un chemin a peu ou pas de valeur commerciale :

¹³⁰ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1565, pages 25 et 26; paragraphe 115.

« *The Commission will not require the posting of all paths across control areas, since customers can request to have ATC [Available Transfer Capability] and TTC [Total Transfer Capability] posted for any path. Given that customers can request to have ATC and TTC posted for any path, adopting CCEM's proposal would burden OASIS sites with a very large number of posted paths that may have little commercial value*¹³¹. » [nous soulignons]

[280] Donc, les Lignes de CF continuent d'être utilisées comme lien de raccordement de la Centrale CF au réseau d'HQT, au bénéfice exclusif d'Hydro-Québec pour l'alimentation de la charge locale du Québec. Les droits récents conférés à NLH pour exporter une partie de la production de la Centrale CF en utilisant les Lignes de CF ne changent pas cette situation de fait qui remonte à plusieurs décennies en vertu du Power Contract.

[281] Pour toutes ces raisons, la Régie conclut que les Lignes de CF ne constituaient pas un chemin au sens des Tarifs et conditions et qu'HQT n'avait aucune obligation d'afficher l'ATC ou la TTC sur ces lignes avant l'ouverture du chemin LAB-HQT le 1^{er} avril 2009.

6.4.4 EST-CE QU'HQT S'EST CONFORMÉE AUX TARIFS ET CONDITIONS EN CALCULANT L'ATC SUR LA BASE DES FLUX ÉLECTRIQUES HISTORIQUES ET NON DES DROITS D'HYDRO-QUÉBEC À DES LIVRAISONS FERMES AU POWER CONTRACT?

[282] NLH plaide que, même si la Régie décidait qu'HQP ou HQD a une priorité pour le service de transport sur les Lignes de CF, l'ATC n'aurait pas été correctement établi, puisqu'il doit être fonction des engagements contractuels fermes des contrats entre Hydro-Québec et CF(L)Co¹³².

[283] NLH s'appuie, entre autres, sur le témoignage de l'expert Sinclair qui, bien qu'il accepte l'idée que les droits de transport des ressources alimentant la charge locale puissent être basés sur l'usage historique du réseau, précise cependant qu'ils doivent être reliés au transport ferme sur le réseau (*commensurate with the firmness of the transmission flows*)¹³³.

¹³¹ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1565, page 26, paragraphe 116.

¹³² Argumentation de NLH, pages 34 et 35, paragraphe 134.

¹³³ Argumentation de NLH, pages 75 et 76, paragraphe 304.

[284] NLH propose une analyse de la teneur des obligations au Power Contract entre Hydro-Québec et CF(L)Co pour déterminer s'il s'agit d'obligations conditionnelles ou suspensives et conclut de cette analyse qu'une partie des quantités d'énergie à ce contrat est livrable si l'énergie est disponible et que les obligations au contrat GWAC sont conditionnelles ou suspensives. Selon NLH, l'énergie livrée en vertu de ces contrats ne peut donc être considérée comme de l'énergie ou de la capacité ferme mise à la disposition d'Hydro-Québec.

[285] La Régie n'a pas à se prononcer sur la nature des obligations de CF(L)Co au Power Contract et au contrat GWAC (conditionnelles, suspensives, etc.) mais doit plutôt tenir compte de ce qui est à la connaissance d'HQT, c'est-à-dire les quantités d'énergie livrées à Hydro-Québec à partir de la Centrale CF et qui transitent sur son réseau. En d'autres mots, qu'Hydro-Québec ait reçu, depuis plus de 40 ans, l'électricité produite par la Centrale CF en vertu d'obligations fermes ou additionnelles non fermes contractées par CF(L)Co, ne change pas la réalité historique des flux d'électricité sur les lignes de transport d'Hydro-Québec en provenance de la Centrale CF pour alimenter la charge locale du Québec. Ainsi, la distinction que fait l'expert Sinclair pour NLH entre *historical firm usage* et *historical non-firm usage* est non pertinente.

[286] La méthode de calcul de l'ATC prévue à l'Appendice C des Tarifs et conditions définit l'ATC comme suit :

« 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 la 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. »

[287] Il est également précisé à l'Appendice C que les lignes directrices et les principes de l'industrie sont suivis pour évaluer l'ATC : pratiques usuelles des services publics, critères et lignes directrices du *Northeast Power Coordinating Council* (NPCC), du NERC, et du *North American Energy Standards Board* (NAESB), ainsi que les critères et directives applicables à HQT.

[288] En fait, NLH ne conteste pas la méthode de calcul de l'ATC sur les Lignes de CF mais plutôt les données à la base de ce calcul, soit les données historiques réelles mesurées plutôt que les valeurs de transit ferme prévues au Power Contract.

[289] En fait et dans le cours normal des affaires, HQT ne dispose d'aucune autre information que les flux historiques réels mesurés sur les Lignes de CF¹³⁴ pour déterminer l'ETC. HQT n'a pas accès à d'autres informations lui permettant de quantifier la valeur du transit sur ces lignes¹³⁵. Il va de soi qu'HQT ne peut planifier son réseau en fonction de données découlant de contrats d'approvisionnement dont elle ignore le contenu.

[290] Il est utile de rappeler que l'ouverture des marchés ou des réseaux de transport d'électricité (*open access*) ne devait pas limiter les droits d'approvisionnement des clients de la charge locale (*native load*) ni, par conséquent, limiter les flux historiques d'électricité servant à cette fin :

« To prevent native load customers from being harmed, FERC has determined that the native load customers of vertically-integrated utilities should have access to the same generation sources that they had access to prior to the implementation of open access¹³⁶. »

« [...] The amount of transmission capacity available to wholesale and unbundled retail customers under the Final Rule pro forma tariff is clearly affected by the amount of transmission capacity that the transmission provider reserves for the use of its native load customers and the future load growth of those customers [...] ¹³⁷. »

[291] Sur la base de la preuve et des arguments qui lui ont été soumis, la Régie conclut qu'HQT s'est conformée aux Tarifs et conditions en calculant l'ATC sur la base des flux électriques historiques en provenance de la Centrale CF.

¹³⁴ NS, 3 février 2010, volume 12, pages 95 et 96.

¹³⁵ NS, 3 février 2010, volume 12, page 98.

¹³⁶ Pièce HQT-30, rapport de P.Q. Hanser, décembre 2008, page 17, paragraphe 43.

¹³⁷ FERC Order 888, Docket Nos RM-8-000 and RM94-7-001, page 323.

7. PLAINTÉ P-110-1597

7.1 POSITION DE NLH

[292] Cette plainte porte sur l'application des dispositions de l'article 19.3 des Tarifs et conditions :

« 19.3 Procédure d'étude d'impact sur le réseau

[...]

Pour qu'une demande demeure une demande complète, dans les quarante-cinq (45) jours de la réception de l'étude d'impact sur le réseau, le client admissible doit soit signer une convention de service, soit confirmer son intention de signer une convention d'avant-projet dans les meilleurs délais possibles ou soit, dans le cas d'un raccordement de centrale, indiquer lequel des engagements prévus à l'article 12A s'applique à son projet et, selon le cas, confirmer par écrit son intention de signer une convention d'avant-projet ou une Entente de raccordement de centrale dans les meilleurs délais possibles, sous peine de voir la demande réputée résiliée et retirée [...]. »

[293] Selon NLH, l'application de ces dispositions soulève deux questions :

- L'étude d'impact sur le réseau, payée par NLH et réalisée par HQT, a-t-elle été faite en stricte conformité avec les Tarifs et conditions?
- NLH a-t-elle répondu aux demandes d'HQT à l'intérieur du délai de 45 jours, interrompant ainsi le délai prévu à l'article 19.3 des Tarifs et conditions?

7.1.1 ÉTAT DE L'ÉTUDE D'IMPACT AU 11 DÉCEMBRE 2007

[294] Pour conclure que l'étude d'impact effectuée par HQT n'était pas complète en date du 11 décembre 2007, date de la transmission par HQT à NLH du dernier rapport d'étude d'impact¹³⁸, et que le délai de 45 jours prévu à l'article 19.3 des Tarifs et conditions ne pouvait courir à compter de cette date, NLH réfère la Régie à une série de correspondances.

¹³⁸ Pièce NLH-11, dossier P-110-1597.

[295] Ces lettres, échangées entre NLH, HQT et *Hydro-One* en Ontario, portent, notamment, sur les interconnexions avec l'Ontario, l'étude d'impact menée par HQT en vertu de la convention d'étude d'impact signée le 7 mars 2006 (*System Impact Study Agreement*), sur une étude effectuée à la demande de NLH par *Hydro-One* en Ontario (*Concept Phase Study*) et sur la question de savoir si l'étude d'impact d'HQT a été correctement exécutée par HQT, notamment en ce qui a trait aux interconnexions avec l'Ontario.

[296] NLH réfère d'abord à une lettre d'HQT du 27 février 2006¹³⁹ où HQT informe NLH que la demande de service nécessitera l'étude d'une nouvelle interconnexion DC avec l'Ontario et que cela impliquera une coordination avec l'Ontario. HQT propose dans la même lettre, vue la portée de cette étude, de procéder selon un plan de travail par étapes.

[297] Le 2 juin 2006, HQT écrit à NLH¹⁴⁰ pour l'informer que sa demande pour un service maximum de 1 422 MW en courant continu à haute tension (acronyme anglais *High Voltage Direct Current* ou HVDC) vers l'Ontario peut être satisfaite suivant différents chemins (« *can be potentially served through a number of possible paths, existing or future* »). HQT ajoute ce qui suit :

« *Hydro-Québec TransÉnergie will study with the party that NLH will identify (Hydro One) all the direct paths between Quebec and Ontario. Two other paths can also be studied with two other neighbouring networks, namely, Cedar Rapids Transmission Company Limited ("CRT") and Brookfield.* »

[298] Le 28 juillet 2006, NLH écrit à l'Ontario IESO¹⁴¹ afin de mettre cet organisme au fait que l'étude d'impact sur le réseau sur la future ligne HVDC de 1 250 MW est complétée. Elle le met également en contact avec un représentant d'HQT.

[299] Cette lettre porte également sur le *System Impact Assessment Application for Transmission Facilities* de NLH auprès de l'IESO.

¹³⁹ Pièce NLH-4-A, dossier P-110-1597.

¹⁴⁰ Pièce NLH-6A, dossier P-110-1597.

¹⁴¹ Pièce HQT-38.

[300] Le 1^{er} août 2006, NLH informe HQT de ses démarches auprès de l'IESO et du fait qu'HQT est autorisée à communiquer avec l'IESO pour lui transmettre les informations requises relativement à l'étude que NLH a demandée à l'IESO d'effectuer.

[301] Le 18 août 2006¹⁴², HQT donne suite à la lettre de NLH du 1^{er} août 2006. NLH comprend de cette lettre (i) qu'HQT ne considérera pas le chemin (HVDC de 1 250 MW) pour sa demande de service de transport, puisqu'il aurait déjà été réservé par HQP pour la même période, (ii) qu'HQT n'indique pas qu'elle cesse d'étudier les autres chemins directs entre le Québec et l'Ontario et (iii) que la référence d'HQT à l'étude des autres chemins directs mentionnée à la lettre du 2 juin 2006 demeure.

[302] Le 28 août 2006, NLH répond à cette lettre d'HQT¹⁴³ et demande à cette dernière, jusqu'à ce qu'une convention de service en bonne et due forme soit signée entre HQT et HQP, de continuer d'étudier l'option d'accroître la capacité de l'interconnexion HVDC de 1 250 MW au-delà de la capacité initialement prévue, tout comme l'ensemble des autres chemins entre le Québec et l'Ontario.

[303] NLH réfère à la réponse d'HQT datée du 27 septembre 2006¹⁴⁴ qui, selon la lecture qu'en fait NLH, indiquerait que la réservation d'HQP a priorité sur celle d'HQT et que cette option ne serait pas étudiée avec l'IESO.

[304] NLH souligne le fait qu'HQT et HQP ont signé une entente accélérée le 16 octobre 2006¹⁴⁵ pour un service de transport ferme de point à point pour une durée de 50 ans sur la nouvelle interconnexion HVDC de 1 250 MW vers l'Ontario en vertu de l'article 19.8 des Tarifs et conditions.

[305] La même journée, HQT envoie une lettre à NLH¹⁴⁶ pour confirmer que le rapport d'étude d'impact relatif à l'option 5 sera complété le 15 décembre 2006 et qu'il ne portera pas sur l'interconnexion HVDC de 1 250 MW.

¹⁴² Pièce NLH-6C, dossier P-110-1597.

¹⁴³ Pièce NLH-6D, dossier P-110-1597.

¹⁴⁴ Pièce NLH-6E, dossier P-110-1597.

¹⁴⁵ Pièce NLH-6F, dossier P-110-1597.

¹⁴⁶ Pièce NLH-6G, dossier P-110-1597.

[306] Il s'ensuit une série de communications écrites entre NLH et HQT, le 11 décembre 2006¹⁴⁷, le 22 décembre 2006¹⁴⁸, le 13 février 2007¹⁴⁹ ainsi qu'une conférence téléphonique impliquant des représentants d'*Hydro-One*, NLH et HQT sur, entre autres, les différents chemins envisagés et étudiés par l'Ontario.

[307] NLH attire l'attention de la Régie sur le passage suivant du procès-verbal¹⁵⁰ de la conférence téléphonique mentionnée au paragraphe précédent :

« *Ontario states that all solutions should be deal[t] with Hawthorne. It is seems (sic) that the most interesting Ontario solution is through Hawthorne, because it entails fewer lines in Ontario and this is where the 500 kV main system is. Chat Falls is good for up to 700 MW, but only at 230 kV. Hawthorne is better suited for the higher MW and St-Lawrence site reinforcement is required even for 100 MW or 200 MW.* »

[308] Le 22 mars 2007, *Hydro-One* termine la première version du *Concept Phase Study*¹⁵¹.

[309] NLH soumet qu'il était clair, à ce moment, puisque l'Ontario considérait dans son rapport différents chemins en provenance du Québec et que le responsable des études d'impact sur le réseau, de même que la direction des affaires commerciales pour HQT, assistaient aux réunions avec l'IESO, que tous les chemins entre le Québec et l'Ontario allaient nécessairement être considérés dans le contenu de l'étude d'impact sur le réseau d'HQT, dont les chemins HQT-DYMO, HQT-OTTO, HQT-CHNO, HQT-Q4C, HQT-P33C et HQT-LAW.

[310] NLH indique que les différentes contraintes reliées aux chemins en question vers l'Ontario ne lui ont été communiquées qu'à l'audience orale des plaintes le 2 février 2010.

¹⁴⁷ Pièce HQT-8, document 1.

¹⁴⁸ Pièce HQT-9, document 1.

¹⁴⁹ Pièce HQT-11, document 1.

¹⁵⁰ Argumentation de NLH, page 93, paragraphe 392.

¹⁵¹ Pièce HQT-12, document 1.

[311] Face au reproche que semble lui faire HQT de ne pas avoir donné suite au *Concept Phase Study* en signant, par la suite, une convention d'avant-projet (*Feasability Study*), NLH soumet qu'étant en attente du dépôt définitif par HQT de l'étude d'impact pour chacune des options envisagées, elle ne pouvait donner d'instructions précises à l'Ontario pour la poursuite du travail, compte tenu qu'HQT n'avait livré à ce moment que des résultats partiels et non une étude d'impact finale sur le réseau.

[312] Le 24 octobre 2007, NLH envoie une lettre à HQT¹⁵² demandant certaines informations relatives aux ajouts au réseau et un service de transport partiel intérimaire sur les interconnexions NY, NB et NE, où la capacité serait disponible.

[313] Le 11 décembre 2007, HQT répond à NLH¹⁵³ et informe cette dernière que l'étude d'impact relative à l'option 2 de la Première demande était terminée (le rapport est joint à cette lettre). HQT joint aussi à cette lettre le rapport complémentaire relatif aux interconnexions NY, NB et NE.

[314] HQT impose alors, illégalement selon NLH, un délai de 45 jours à cette dernière pour obtenir les informations suivantes : (i) le choix par NLH de l'une des cinq options, (ii) des informations à l'égard de l'interconnexion avec l'Ontario, notamment l'emplacement de la ligne que NLH entend utiliser et (iii) pour les livraisons au Québec, l'emplacement du point de livraison, l'identité de son cocontractant et la charge à alimenter.

[315] NLH soumet qu'elle ne pouvait indiquer à HQT l'emplacement du chemin qu'elle entendait utiliser pour se rendre en Ontario, alors que les indications à donner à l'IESO pour le *Feasability Study* présupposaient que NLH obtienne de la part d'HQT de l'information sur les chemins allant du Québec vers l'Ontario.

[316] Selon NLH, elle était dans l'impossibilité de donner suite à la lettre du 11 décembre 2007 d'HQT, et c'est dans ce contexte que NLH transmettait à HQT sa lettre du 24 janvier 2008¹⁵⁴, la veille de l'expiration du délai de 45 jours que lui avait donné HQT.

¹⁵² Pièce NLH-26, dossier P-110-1597.

¹⁵³ Pièce NLH-11, dossier P-110-1597.

¹⁵⁴ Pièce NLH-13, dossier P-110-1597.

[317] Dans sa lettre du 24 janvier 2008, NLH soumet à HQT certains commentaires et griefs, dont les suivants¹⁵⁵ :

- NLH indique vouloir signer une convention de service sur les interconnexions NY, NB et NE pour 20 ou 30 ans;
- Elle souligne le défaut du rapport d'étude d'impact de ne pas avoir porté sur les interconnexions HQT-LAW et HQT-ON (HVDC de 1 250 MW) et demande de terminer l'étude d'impact afin de fournir les informations relatives à ces deux interconnexions;
- Elle demande d'utiliser le point HQT pour ses livraisons au Québec et conteste la pertinence des informations demandées par HQT;
- Elle choisit l'option 5 pour passer à la prochaine étape du processus;
- Elle dépose une plainte formelle à l'égard du délai de 45 jours;
- Elle confirme son intention de signer une convention d'avant-projet dans les meilleurs délais possibles, le tout conformément à l'article 19.3 des Tarifs et conditions.

[318] La réponse d'HQT à cette lettre de NLH est venue le 20 mars 2008¹⁵⁶. HQT informe NLH comme suit :

- HQT refuse de signer une entente de service pour NY, NB et NE en prétextant que le service ne peut être offert que selon la demande de service, et non « en parties ou en sections »;
- Elle est d'avis que les interconnexions de courant alternatif (acronyme anglais *Alternating Current* ou AC) n'étaient pas visées par la convention d'étude d'impact sur le réseau et que l'interconnexion HQT-LAW dessert une ressource désignée du Distributeur et sert à assurer la fiabilité de la charge locale et que, par conséquent, cette interconnexion ne peut être utilisée par des tiers;
- Elle réitère que NLH devait lui fournir l'information (localisation de l'interconnexion, etc.) exigée à l'égard de l'interconnexion avec le réseau ontarien;
- Elle réaffirme son avis selon lequel le point HQT ne peut uniquement être utilisé comme point de réception pour des unités de production situées sur le réseau d'HQT ou pour relier des chemins de réception à des chemins de livraison dans le contexte d'un *wheel-through*;

¹⁵⁵ Argumentation écrite de NLH, pages 96 à 98, paragraphe 405.

¹⁵⁶ Pièce NLH-14, dossier P-110-1597.

- Elle réitère son avis selon lequel NLH ne peut choisir que parmi les cinq options qu'elle avait identifiées dans la Première demande afin de conclure une entente de service avec HQT;
- Elle rejette la plainte de NLH, d'où le dépôt par NLH de la plainte P-110-1597;
- Elle réitère son avis selon lequel NLH devait identifier son cocontractant au Québec et son option vers l'Ontario pour passer à la prochaine étape (*Feasability Study*) et elle informe NLH qu'elle ne pourra donc pas passer à l'étape de l'étude de faisabilité.

[319] Sur la base de ces faits spécifiques à cette plainte, NLH soumet les arguments qui suivent.

[320] NLH s'appuie sur les dispositions des articles 1.21 et 19.3 des Tarifs et conditions et, particulièrement, sur les extraits soulignés pour conclure que l'étude d'impact n'était pas complète et que le délai de 45 jours ne pouvait, par conséquent, courir à compter du 11 décembre 2007 :

« 1.21 Étude d'impact sur le réseau : Une évaluation par le Transporteur (i) du caractère adéquat du réseau de transport pour satisfaire à une demande de service de transport de point à point, de service de transport en réseau intégré et de service de transport pour l'alimentation de la charge locale et (ii) de la nécessité d'engager des frais supplémentaires pour fournir un service de transport. Lors d'une demande de raccordement de centrale, cette étude porte le nom d'étude d'intégration. » [NLH souligne]

« 19.3 Procédures d'étude d'impact sur le réseau : Dès la réception d'une convention d'étude d'impact sur le réseau signée et des données techniques requises, le Transporteur agira avec diligence pour terminer l'étude d'impact sur le réseau dans un délai de cent vingt (120) jours, sauf dans le cas d'une étude qui nécessite un délai additionnel, lequel sera précisé au client. L'étude d'impact sur le réseau doit identifier toutes les limitations du réseau et les options concernant une nouvelle répartition ou les ajouts au réseau requis afin de fournir le service exigé, ainsi que le coût estimé et l'échéancier des ajouts au réseau. Advenant que le Transporteur ne puisse terminer l'étude d'impact sur le réseau dans ce délai, il doit en aviser le client admissible ainsi que donner une date approximative d'achèvement et expliquer les raisons pour lesquelles un délai additionnel est nécessaire afin de terminer les études exigées. Une copie de l'étude d'impact sur le réseau terminée et des documents de travail y afférents doit être mise à la disposition du client admissible. Le Transporteur fera preuve de la même diligence pour exécuter l'étude d'impact sur le réseau pour un client admissible que pour exécuter ses propres études. [...] » [NLH souligne]

[321] Le grief de NLH à l'égard de l'étude d'impact tient au fait qu'HQT n'ait pas identifié et évalué adéquatement toutes les limitations au réseau comme le veut l'article 19.3 des Tarifs et conditions. Comme HQT n'a pas identifié l'ensemble des éléments en question, le délai de 45 jours ne pouvait logiquement courir.

[322] HQT n'aurait pas non plus, selon NLH, identifié l'option de reconfiguration (*redispatch*) ni la possibilité de *surdimensionner* l'interconnexion HVDC de 1 250 MW avec l'Ontario, contrairement aux dispositions de l'article 19.3 des Tarifs et conditions.

[323] NLH reprend également son argument voulant que l'ATC n'ait pas été correctement établi par HQT et qu'il était, par conséquent, impossible pour NLH de dire si l'étude d'impact était complète.

[324] NLH soumet que, bien qu'en Ontario on étudiait différentes alternatives d'interconnexion, les alternatives d'Hawthorne et d'HQT-LAW n'ont pas été étudiées par HQT, contrairement à son engagement d'étudier *all direct paths*.

[325] NLH conteste la prétention d'HQT voulant que NLH ait demandé de limiter l'étude aux interconnexions DC. NLH indique qu'elle a plutôt exprimé une préférence pour ce type d'interconnexion.

[326] Selon NLH, il y aurait discrimination du fait qu'HQT ait considéré comme une « préférence » une interconnexion DC et qu'elle ait écarté les autres alternatives.

[327] NLH soumet également qu'HQT, en refusant d'étudier l'option HQT-LAW du fait que la centrale de Beauharnois serait une ressource désignée pour la desserte de la charge locale, allait à l'encontre de ce qu'elle aurait soutenu devant la Régie en 2002 voulant que ce soit le contrat patrimonial et non les centrales qui soient des ressources désignées.

[328] HQT aurait dû expliquer, dans l'étude d'impact, pourquoi l'interconnexion HQT-LAW ne pouvait répondre à la demande de service de NLH. HQT aurait dû également étudier une option de répartition et non seulement se limiter à des ajouts au réseau.

[329] Selon NLH, l'étude d'impact ne permettait pas de savoir si HQT avait évalué la possibilité d'alléger une contrainte de la façon la plus économique par une nouvelle répartition.

[330] Finalement, sur cette question, NLH ajoute que l'étude d'impact devait être accompagnée des documents de travail. Tant qu'elle n'avait pas ces documents de travail, le délai de 45 jours ne pouvait courir.

7.1.2 INTERRUPTION DU DÉLAI DE 45 JOURS PRÉVU À L'ARTICLE 19.3 DES TARIFS ET CONDITIONS

[331] Dans sa lettre du 24 janvier 2008 à HQT, NLH soumet qu'elle a clairement indiqué son intention de conclure une convention d'avant-projet. Elle se conformait ainsi aux dispositions de l'article 19.3 des Tarifs et conditions et le délai de 45 jours ne pouvait, par conséquent, courir :

« 19.3 [...] Pour qu'une demande demeure une demande complète, dans les quarante-cinq (45) jours de la réception de l'étude d'impact sur le réseau, le client admissible doit soit signer une convention de service, soit confirmer son intention de signer une convention d'avant-projet dans les meilleurs délais possibles [...]. »

Lettre du 24 janvier 2008 :

« Notwithstanding the points made in this letter regarding the completion of the SIS, we wish to officially notify you of our intent to enter into Facilities Study Agreement(s) as required in accordance section 19.3 of the OATT. We are of the view that following completion of the SIS, any remaining outstanding matters identified in your letter dated December 11, 2007, can be resolved during the negotiation of the Facilities Study Agreement(s), and pending resolution of the outstanding regulatory issues before the Régie de l'énergie, we can move forward on a timely basis¹⁵⁷. » [NLH souligne]

[332] NLH conclut son argumentation sur cette plainte en réitérant que l'étude d'impact qu'on lui a remise est incomplète, qu'HQT doit la compléter et, qu'en conséquence, le délai de 45 jours prévu à l'article 19.3 des Tarifs et conditions ne peut lui être opposé.

¹⁵⁷ Argumentation de NLH, pages 117 et 118, paragraphe 480.

7.2 POSITION D'HQT

[333] Pour HQT, cette plainte porte sur la question de savoir si l'étude d'impact effectuée par HQT était complète en date du 11 décembre 2007 et si elle a été faite conformément aux dispositions des Tarifs et conditions¹⁵⁸.

[334] Plus spécifiquement, HQT répond aux griefs suivants de NLH:

- Omission d'étudier des scénarios pour permettre des transactions de passage vers l'Ontario;
- Omission d'étudier l'utilisation d'interconnexion AC vers l'Ontario;
- Omission d'étudier une répartition possible;
- Omission d'étudier l'utilisation de l'interconnexion et le chemin HQT-LAW vers l'Ontario et la centrale de Beauharnois;
- Omission d'étudier l'utilisation de la nouvelle interconnexion HVDC de 1 250 MW vers l'Ontario, en construction en 2010 et maintenant en opération.

[335] HQT rappelle également certains faits sur lesquels elle veut attirer l'attention de la Régie¹⁵⁹:

- La Première demande de NLH exigeait spécifiquement une interconnexion HVDC;
- L'étude d'impact a porté sur les cinq options distinctes demandées par NLH;
- La convention d'étude d'impact du 7 mars 2006 prévoit spécifiquement qu'HQT fera l'étude d'impact sur son réseau et qu'elle n'est pas responsable de faire quelque arrangement avec les réseaux d'autres entités mais qu'elle assistera NLH à cet égard;
- Le 27 février 2006, HQT confirme la portée de son étude et précise que la demande nécessitera une nouvelle étude pour une nouvelle interconnexion DC vers l'Ontario; il n'est pas question d'une interconnexion AC;
- HQT confirme à NLH que l'interconnexion HVDC de 1 250 MW ne peut être considérée aux fins de l'étude d'impact en raison d'une réservation prioritaire à celle de NLH par HQT¹⁶⁰;

¹⁵⁸ NS, 11 février 2010, volume 17, page 26.

¹⁵⁹ NS, 11 février 2010, volume 17, pages 28 à 40.

¹⁶⁰ Pièce NLH-6C, dossier P-110-1597, lettre du 18 août 2006.

- Le 28 juillet 2006¹⁶¹, NLH demande à HQT d'étudier la possibilité d'augmenter la capacité de l'interconnexion HVDC de 1 250 MW ou d'en construire une autre. La demande de NLH porte toujours sur une interconnexion DC;
- Le 22 mars 2007, HQT reçoit le *Concept Phase Study* d'*Hydro-One* qui indique clairement que la réception en Ontario de 700 à 1 500 MW en provenance du réseau d'Hydro-Québec nécessite la construction d'une nouvelle interconnexion DC. HQT souligne le témoignage non contredit de monsieur Deguire qui a expliqué le rapport d'*Hydro-One*;
- Il s'ensuit la production des rapports constituant l'étude d'impact. Le rapport de l'option 2, daté du 11 décembre 2007, est le dernier rapport;
- À la même date, HQT demande à NLH de confirmer certaines choses qui ont fait l'objet d'hypothèses dans le cadre de l'étude d'impact mais qui sont nécessaires pour passer à l'étape suivante d'étude d'avant-projet. HQT demande notamment à NLH d'identifier l'option qu'elle retient;
- Le 18 janvier 2008, HQT transmet à NLH les documents de travail à la suite de la signature d'une entente de confidentialité;
- Le 24 janvier 2008, NLH transmet une lettre à HQT indiquant qu'elle considère l'étude d'impact incomplète et change, selon HQT, plusieurs aspects de sa demande. NLH indique pour la première fois la possibilité d'utiliser l'interconnexion HQT-LAW de type AC. Dans cette lettre, NLH n'indique pas l'option qu'elle retient, comme le demandait HQT. Dans la même lettre, NLH porte plainte;
- Le 20 mars 2008, HQT communique à NLH sa décision sur sa plainte et confirme que les informations fournies par NLH sont insuffisantes et ne permettent pas de passer à l'étape de l'étude d'avant-projet.

[336] HQT soumet avoir procédé à l'étude d'impact de toutes les options de la Première demande de NLH en conformité avec les Tarifs et conditions.

¹⁶¹ Pièce HQT-38.

[337] HQT réfère la Régie à certaines dispositions de l'article 19.3 des Tarifs et conditions relatifs à la réalisation d'une étude d'impact :

« 19.3 Procédures d'étude d'impact sur le réseau : Dès la réception d'une convention d'étude d'impact sur le réseau signée et des données techniques requises, le Transporteur agira avec diligence pour terminer l'étude d'impact sur le réseau dans un délai de cent vingt (120) jours, sauf dans le cas d'une étude qui nécessite un délai additionnel, lequel sera précisé au client. L'étude d'impact sur le réseau doit identifier toutes les limitations du réseau et les options concernant une nouvelle répartition ou les ajouts au réseau requis afin de fournir le service exigé, ainsi que le coût estimé et l'échéancier des ajouts au réseau. »

[HQT souligne]

[338] HQT réfère la Régie au témoignage de monsieur Deguire qui a expliqué comment HQT a procédé à l'évaluation de la demande de NLH¹⁶² : établissement d'un réseau de base, identification des limitations du réseau, évaluation des capacités disponibles et de la répartition des ressources, test des différents scénarios pour présenter à NLH le scénario optimal conformément aux Tarifs et conditions.

[339] HQT rappelle qu'il faut distinguer la portée de l'étude d'impact et ce qui doit être livré au client au rapport. Le rapport doit porter sur le service exigé comme le prévoit l'article 19.3 des Tarifs et conditions. Dans le cas de la Première demande de NLH, le service exigé impliquait, notamment, une nouvelle interconnexion HVDC avec l'Ontario.

[340] HQT réfère au témoignage non contredit de monsieur Deguire expliquant que les pratiques d'HQT en matière d'études d'impact sont les mêmes pour tous les clients et sont conformes aux dispositions de l'article 19.3 et de l'Appendice D des Tarifs et conditions¹⁶³.

[341] Quant au grief de NLH voulant qu'HQT n'ait pas étudié la répartition (*redispatch*), HQT cite l'expert Hanser sur la définition du concept :

« Redispatch refers to a situation in which a vertically-integrated utility dispatches its generation out of merit [in] order to (i.e. relatively low-cost generation is displaced by more expensive generation, or economical power purchases are curtailed) to free up transfer capability to accommodate a request for third-party transmission service¹⁶⁴. »

¹⁶² NS, 11 février 2010, volume 17, pages 40 et 41.

¹⁶³ NS, 11 février 2010, volume 17, notamment les pages 42 à 46.

¹⁶⁴ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1597, page 16, paragraphe 71.

[342] HQT réfère également à l'Ordonnance de la FERC à cet égard : « *redispatch is required only if it can be achieved while maintaining reliable operation of the transmission system in accordance with prudent utility practice*¹⁶⁵ ». L'Ordonnance n° 890 de la FERC traite également de cette question :

*« The resources identified in the system impact study need not be available to provide the dispatch. Customers must simply be provided with the set of generators that could, if available, make a significant contribution toward relieving the constrained facility at issue »*¹⁶⁶. » [HQT souligne]

[343] Selon HQT, la répartition des ressources « *n'est généralement pas une réponse satisfaisante afin d'assurer un service de transport ferme à long terme pour des niveaux élevés de capacité, n'étant pas techniquement réalisable et étant de nature à compromettre la fiabilité du réseau*¹⁶⁷ ».

[344] À cet égard, HQT rappelle que la répartition des ressources requiert le consentement des propriétaires des ressources de production. Ainsi, les centrales considérées comme ressources désignées ne pourraient devenir disponibles pour remplir une demande de service ferme point à point à long terme tel qu'envisagé par NLH¹⁶⁸.

[345] Finalement, sur cette question, HQT souligne qu'il n'y a pas de preuve établissant qu'une répartition des ressources aurait été une façon plus économique de satisfaire la demande de service de NLH¹⁶⁹.

[346] HQT traite ensuite du reproche que lui fait NLH de ne pas avoir étudié une interconnexion de type AC vers l'Ontario. Elle rappelle qu'un mois après la Première demande, elle a confirmé que l'étude d'impact nécessiterait l'analyse d'une nouvelle interconnexion DC avec l'Ontario¹⁷⁰.

[347] Selon HQT, il ne lui appartenait pas de modifier unilatéralement la Première demande et d'envisager, aux fins de l'étude d'impact, un service de transport différent de celui demandé par NLH¹⁷¹.

¹⁶⁵ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1597, page 17, ordonnance n° 888 de la FERC, 24 avril 1996, page 307.

¹⁶⁶ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1597, page 17, paragraphe 78.

¹⁶⁷ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1597, page 16, paragraphe 73.

¹⁶⁸ NS, 11 février 2010, volume 17, page 52.

¹⁶⁹ NS, 11 février 2010, volume 17, pages 52 et 53.

¹⁷⁰ NS, 11 février 2010, volume 17, pages 60 et 61.

¹⁷¹ NS, 11 février 2010, volume 17, page 61.

[348] L'étude effectuée par *Hydro-One* confirme d'ailleurs qu'aux trois localisations envisagées, soit Hawthorne, St-Lawrence et Chat Falls, il sera nécessaire de procéder à la construction de nouvelles interconnexions DC, de nouvelles lignes, postes et autres équipements sur le réseau ontarien¹⁷².

[349] Quant à l'utilisation du chemin HQT-LAW vers l'Ontario, HQT souligne qu'elle n'avait pas l'obligation d'étudier la possibilité d'utiliser la centrale de Beauharnois et l'interconnexion parce qu'il s'agissait d'une interconnexion de type AC et que, de toute façon, tel que le témoin Rioux d'HQT l'a expliqué, HQT ne peut se passer de cette centrale pour alimenter, de manière fiable, la charge locale du Québec¹⁷³.

[350] Finalement, au sujet de l'utilisation de cette centrale et du chemin HQT-LAW, HQT réfute l'argument de NLH voulant que cette centrale ne puisse être une ressource désignée en raison du fait qu'elle servirait aux fins de ventes à des tiers. HQT souligne que des ventes interruptibles sont permises et que cela ne fait pas perdre la qualification de « centrale ressource désignée ». Il n'y aurait, selon HQT, aucune preuve à l'effet contraire. Le témoin Rioux a souligné d'ailleurs que cette centrale n'est pas utilisée pour effectuer des ventes non interruptibles ou fermes¹⁷⁴.

[351] Sur la question de l'augmentation de la capacité de l'interconnexion HVDC de 1 250 MW, la preuve serait à l'effet que cette hypothèse n'était pas envisageable¹⁷⁵. Le *Concept Phase Study* effectué par *Hydro-One* en Ontario confirme l'impossibilité pour le réseau ontarien de recevoir davantage d'électricité par cette interconnexion¹⁷⁶. Ainsi, l'étude ontarienne conclut à la nécessité de construire une nouvelle interconnexion avec un convertisseur DC¹⁷⁷.

¹⁷² NS, 11 février 2010, volume 17, pages 69 et 70; pièce HQT-12, document 1; témoignage de C. Deguire, NS, 3 février 2010, volume 12, pages 111 à 120.

¹⁷³ NS, 11 février 2010, volume 17, pages 73 et 74; témoignage de L.-O. Rioux, NS, 5 février 2010, volume 14, pages 128 à 131.

¹⁷⁴ Témoignage de L.-O. Rioux, NS, 5 février 2010, volume 14, page 130, questions 319 et 320.

¹⁷⁵ NS, 11 février 2010, volume 17, page 76 et suivantes.

¹⁷⁶ NS, 11 février 2010, volume 17, page 77; pièce HQT-12, document 1; témoignage de S. Clermont, NS, 29 janvier 2010, volume 9, pages 106 à 108, questions 161 à 163; témoignage de C. Deguire, NS, 3 février 2010, volume 12, pages 113, 122 et 123.

¹⁷⁷ NS, 11 février 2010, volume 17, page 78.

[352] Quant à la question de savoir si l'étude d'impact était complète en date du 11 décembre 2007 et si cette date doit être considérée comme le point de départ du délai de 45 jours de l'article 19.3 des Tarifs et conditions, HQT souligne avoir rappelé à NLH à plusieurs reprises que la remise du dernier rapport marquerait la fin de l'étude d'impact. NLH n'a jamais contesté cela avant sa lettre du 24 janvier 2008 envoyée à HQT la veille de l'expiration du délai de 45 jours¹⁷⁸.

[353] Selon HQT, il y a lieu de distinguer deux choses : la fin de l'étude d'impact et la contestation du contenu de l'étude. Ce n'est pas parce que NLH conteste le contenu de l'étude d'impact qu'il faut présumer qu'elle a été faite en violation des Tarifs et conditions¹⁷⁹.

[354] Au niveau de la réalisation de l'étude d'impact, HQT souligne qu'elle n'agissait pas comme le consultant de NLH pour l'aider à élaborer son projet mais qu'elle devait satisfaire à la demande de NLH¹⁸⁰. L'obligation d'HQT en ce qui a trait au rapport transmis à NLH se limitait à élaborer un seul projet d'expansion du réseau le moins coûteux qui tenait compte des facteurs pertinents. HQT rappelle qu'elle est la mieux placée pour déterminer quel est le scénario optimal. À cet égard, elle rappelle la déférence applicable à l'exercice de sa discrétion et cite quelques autorités à ce sujet¹⁸¹.

[355] HQT souligne également qu'aucune preuve n'a été soumise pour établir que le contenu de l'étude d'impact et des rapports serait inadéquat¹⁸².

[356] Ainsi, la contestation de l'étude d'impact par NLH ne saurait, selon HQT, retarder le point de départ du délai de 45 jours de l'article 19.3 des Tarifs et conditions, notamment parce que les informations requises par HQT le 11 décembre 2007 étaient nécessaires et que NLH ne les a pas fournies¹⁸³.

¹⁷⁸ NS, 11 février 2010, volume 17, pages 78 et 79.

¹⁷⁹ NS, 11 février 2010, volume 17, pages 79 et 80.

¹⁸⁰ NS, 11 février 2010, volume 17, page 81.

¹⁸¹ P. Garant, *Droit administratif*, 5^e édition, Les Éditions Yvon Blais, 2004, pages 206 à 209.

¹⁸² NS, 11 février 2010, volume 17, page 83.

¹⁸³ NS, 11 février 2010, volume 17, pages 84 à 88.

[357] De plus, HQT soumet avoir procédé à l'étude de l'impact des transactions de passage vers l'Ontario contenues dans toutes les options de la Première demande sur tout son réseau. Elle a étudié l'impact de ces demandes de transaction de passage vers l'Ontario jusqu'au poste Chénier et a émis des hypothèses concrètes pour le raccordement de cette nouvelle interconnexion vers l'Ontario. Il manquait alors, selon HQT, la réponse de NLH sur ce qu'elle voulait faire et à quel endroit elle voulait que ce branchement soit fait.

[358] L'étude d'impact a donc été complétée au 11 décembre 2007 et le délai de 45 jours de l'article 19.3 des Tarifs et conditions doit s'appliquer à NLH comme à tous les clients d'HQT¹⁸⁴.

[359] Ainsi, la lettre du 24 janvier 2008 de NLH ne satisfait pas aux conditions tarifaires et ne saurait interrompre le délai de 45 jours¹⁸⁵. Il ne suffisait pas, selon HQT, à NLH d'indiquer à la fin de cette lettre son intention de passer à l'étape d'étude d'avant-projet et de signer une convention d'avant-projet. Cette lettre changeait plusieurs aspects de la Première demande sur laquelle a porté l'étude d'impact : nouveau *wheel-out*, *wheel-in/wheel-out* indéfini quant au receveur et à la charge ultimement desservie et utilisation de la centrale de Beauharnois. De plus, NLH ne fournissait pas à HQT les informations requises sur l'option retenue.

[360] HQT rappelle que les informations qu'elle demandait à NLH le 11 décembre 2007 étaient totalement justifiées, puisqu'une étude d'avant-projet sert à raffiner le travail effectué lors de l'étude d'impact. Les informations requises par HQT pour faire l'étude d'avant-projet sont beaucoup plus précises¹⁸⁶.

[361] HQT réfute¹⁸⁷ l'argument de NLH voulant que la lettre d'HQT du 2 juin 2006 l'ait obligée à procéder à l'étude de « *all the direct paths between Quebec and Ontario* » alors qu'il était clair qu'HQT étudiait ce qu'on lui demandait, c'est-à-dire une interconnexion HVDC.

¹⁸⁴ NS, 11 février 2010, volume 17, pages 87 et 88.

¹⁸⁵ NS, 11 février 2010, volume 17, page 91 et suivantes.

¹⁸⁶ NS, 11 février 2010, volume 17, pages 89 et 93.

¹⁸⁷ NS, 11 février 2010, volume 17, pages 94 à 97.

[362] En conclusion¹⁸⁸ sur cette plainte, HQT soumet que l'étude d'impact réalisée par l'équipe du témoin Deguire était complète et qu'elle a été faite en conformité avec les Tarifs et conditions. Les rapports présentent les scénarios optimaux pour chacune des options et le transport vers l'Ontario a été étudié de manière aussi complète que les autres services. Il ne restait à NLH qu'à confirmer ce qu'elle voulait faire. L'étude d'impact a donc été déclarée complète le 11 décembre 2007.

7.3 RÉPLIQUE DE NLH

[363] NLH réitère qu'HQT aurait dû considérer la construction de nouvelles interconnexions HVDC vu ce que *Hydro-One* avait mentionné au *Concept Phase Study*.

[364] NLH réitère que sa lettre du 24 janvier 2008 ne comportait aucune nouvelle demande et qu'elle affirmait son intention de passer à l'étape de l'étude d'avant-projet. De plus, NLH soumet que l'étude d'impact ne pouvait être considérée comme complète parce que, en date du 11 décembre 2007, elle n'avait pas reçu les documents de travail¹⁸⁹.

[365] NLH revient sur la lettre du 2 juin 2006 d'HQT¹⁹⁰ où il est indiqué que cette dernière va étudier « *all the direct paths* » vers l'Ontario. Selon NLH, cela n'aurait pas été fait et l'étude d'impact n'est pas complète¹⁹¹.

[366] NLH réfute l'argument d'HQT sur la portée de l'article 19.3 des Tarifs et conditions et la distinction faite par cette dernière entre la portée de l'étude d'impact et ce qui doit être livré au client. Selon NLH, l'étude d'impact doit énumérer l'ensemble des limitations du réseau, identifier toutes les options et expliquer pourquoi la répartition des ressources ne peut être faite. Elle souligne avoir reçu les explications sur ces questions, non pas dans l'étude d'impact, mais à l'audience orale des plaintes¹⁹².

¹⁸⁸ NS, 11 février 2010, volume 17, pages 107 et 108.

¹⁸⁹ Pièce B-113, réplique de NLH, page 30, paragraphe 165.

¹⁹⁰ Pièce NLH-6A, dossier P-110-1597.

¹⁹¹ Pièce B-113, réplique de NLH, page 32.

¹⁹² Pièce B-113, réplique de NLH, pages 32 et 33.

[367] NLH plaide qu'elle n'avait pas à soumettre une preuve pour établir que l'étude d'impact n'était pas complétée. Il suffit, selon elle, de référer au texte de l'article 19.3 des Tarifs et conditions pour constater que l'étude ne contenait pas les éléments essentiels requis par cette disposition tarifaire¹⁹³.

7.4 OPINION DE LA RÉGIE

[368] La décision d'HQT à l'origine de cette plainte est sa lettre du 20 mars 2008¹⁹⁴ en réponse à la lettre du 24 janvier 2008 de NLH¹⁹⁵.

[369] Cette plainte soulève deux questions :

- L'étude d'impact de la Première demande a-t-elle été faite conformément aux Tarifs et conditions?
- Est-ce que le délai de 45 jours prévu à l'article 19.3 des Tarifs et conditions a été appliqué conformément à ces dispositions?

[370] Les mesures ou redressements que NLH demande à la Régie d'ordonner en vertu de l'article 101 de la LRÉ sont aux conclusions suivantes de cette plainte amendée :

« GRANT the present complaint of NLH;

DECLARE ORDER HQT¹⁹⁶ to consider that the System Impact Study for Reservation for firm long-term point-to-point transmission service number 101 is not completed and that consequently, the 45 days deadline was not in effect on December 11, 2007;

ORDER HQT to modify the status as "pending" instead of "completed" on the "Table of Impact Studies" found on HQT's website under the heading "Impact studies" referring to the System Impact Study No. 101T until the Régie de l'énergie resolves the present complaint.

~~ORDER HQT to calculate the Available Transmission Capacity between Labrador and Québec properly, disclose this information to NLH and amend the SIS as necessary;~~¹⁹⁷

¹⁹³ NS, 12 février 2010, volume 18, page 80.

¹⁹⁴ Pièce NLH-14, dossier P-110-1597.

¹⁹⁵ Pièce NLH-13, dossier P-110-1597.

¹⁹⁶ Conclusion amendée par NLH lors de l'argumentation; voir argumentation de NLH, page 20, paragraphe 75.

¹⁹⁷ Conclusion retirée par NLH dont la Régie prend acte dans la décision D-2009-026.

~~ORDER HQT to annul the existing HQT-ON transmission service agreement and to undertake to offer the export capacity on the HQT-ON path to all market participants in a non-discriminatory manner.~~¹⁹⁸

ORDER HQT to provide complete information on redispatch or reconfiguration scenarios, system constraints and network upgrades regarding interconnection into Ontario in order to enable NLH to make an informed decision. »

7.4.1 L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA PREMIÈRE DEMANDE EST-ELLE CONFORME AUX TARIFS ET CONDITIONS?

[371] Pour répondre à cette question, il faut se référer (i) au cadre réglementaire établi par l'article 19.3 et l'Appendice D des Tarifs et conditions, (ii) à la Première demande de NLH pour voir quel service de transport a été demandé¹⁹⁹, (iii) à la convention d'étude d'impact (*System Impact Study Agreement*)²⁰⁰ indiquant ce sur quoi les parties se sont entendues au départ et (iv) à la preuve documentaire et testimoniale sur la façon dont l'étude a été effectuée.

7.4.1.1 Le cadre réglementaire

[372] Les dispositions des Tarifs et conditions qui s'appliquent à la procédure et à la méthodologie pour exécuter une étude d'impact sur le réseau d'HQT sont les suivantes :

« 1.21 Étude d'impact sur le réseau : Une évaluation par le Transporteur (i) du caractère adéquat du réseau de transport pour satisfaire à une demande de service de transport de point à point, de service de transport en réseau intégré et de service de transport pour l'alimentation de la charge locale et (ii) de la nécessité d'engager des frais supplémentaires pour fournir un service de transport. Lors d'une demande de raccordement de centrale, cette étude porte le nom d'étude d'intégration. »

¹⁹⁸ Conclusion radiée par la décision D-2009-026.

¹⁹⁹ Pièce NLH-1, dossier P-110-1597, 19 janvier 2006.

²⁰⁰ Pièce NLH-5, dossier P-110-1597, datée du 20 février 2006 mais signée le 7 mars 2006 par NLH.

19.3 Procédures d'étude d'impact sur le réseau : Dès la réception d'une convention d'étude d'impact sur le réseau signée et des données techniques requises, le Transporteur agira avec diligence pour terminer l'étude d'impact sur le réseau dans un délai de cent vingt (120) jours, sauf dans le cas d'une étude qui nécessite un délai additionnel, lequel sera précisé au client. L'étude d'impact sur le réseau doit identifier toutes les limitations du réseau et les options concernant une nouvelle répartition ou les ajouts au réseau requis afin de fournir le service exigé, ainsi que le coût estimé et l'échéancier des ajouts au réseau. Advenant que le Transporteur ne puisse terminer l'étude d'impact sur le réseau dans ce délai, il doit en aviser le client admissible ainsi que donner une date approximative d'achèvement et expliquer les raisons pour lesquelles un délai additionnel est nécessaire afin de terminer les études exigées. Une copie de l'étude d'impact sur le réseau terminée et des documents de travail y afférents doit être mise à la disposition du client admissible. Le Transporteur fera preuve de la même diligence pour exécuter l'étude d'impact sur le réseau pour un client admissible que pour exécuter ses propres études. Le Transporteur doit, dès l'achèvement de l'étude d'impact sur le réseau, aviser le client admissible si le réseau de transport sera adéquat pour accepter la demande de service, en tout ou en partie, ou si aucuns frais ne devront vraisemblablement être engagés pour des ajouts au réseau. Pour qu'une demande demeure une demande complète, dans les quarante-cinq (45) jours de la réception de l'étude d'impact sur le réseau, le client admissible doit soit signer une convention de service, soit confirmer son intention de signer une convention d'avant-projet dans les meilleurs délais possibles [...]

APPENDICE D

Méthodologie pour exécuter une étude d'impact sur le réseau

1. L'étude d'impact sur le réseau est menée comme suit :

(1) L'impact sur le réseau est évalué en fonction des exigences de fiabilité afin :

(a) de satisfaire aux obligations conformément aux conventions de service intervenues avant la date d'entrée en vigueur des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec;

(b) de satisfaire aux obligations de demandes valides, existantes, acceptées ou en attente, conformément aux Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec;

(c) de répondre aux besoins planifiés d'importation de production d'urgence;

(d) de tenir compte des flux de puissance auxquels on peut raisonnablement s'attendre sur le réseau de transport pour alimenter les clients de charge locale;

(e) de maintenir la performance thermique, de tension et de stabilité du réseau conformément aux lignes directrices et principes;

(f) de considérer la capacité du réseau à résister, dans des conditions de transfert, aux perturbations violentes mais possibles sans subir d'interruptions en cascade, de baisses de tension ou de pannes généralisées, conformément aux lignes directrices et principes.

(2) Le réseau de transport sera évalué selon les lignes directrices et principes suivants :

(a) examiner la capacité du réseau de transport d'accepter une demande de service de transport;

(b) déterminer si des coûts additionnels doivent être engagés pour fournir le service de transport;

(c) déceler tout autre problème éventuel.

(3) Si l'on ne peut satisfaire à l'utilisation demandée sans compromettre la fiabilité du réseau, l'étude d'impact sur le réseau analyse l'impact de la demande de service de transport proposée sur la capacité thermique, la stabilité dynamique et la stabilité de la tension du réseau de transport. Lorsqu'il est possible de recourir à des directives d'exploitation pour augmenter la capacité de transport disponible, il convient d'y recourir et si la méthode d'exploitation doit être appliquée dans une autre zone de réglage, le demandeur du service de transport devra communiquer avec l'autre zone de réglage pour déterminer la disponibilité générale de la procédure d'exploitation.

(4) Si l'étude d'impact sur le réseau montre que des ajouts au réseau sont nécessaires pour répondre à la demande du demandeur, les procédures seront les mêmes que celles utilisées par le Transporteur pour l'expansion de son propre réseau. Le projet d'expansion du réseau de transport le moins coûteux, qui tient compte des facteurs suivants mais sans s'y limiter, le coût en valeur actualisée, les pertes, les aspects environnementaux, la fiabilité, sera élaboré pour examen par le Transporteur. D'après les résultats de l'étude, il appartient au client du service de transport de poursuivre, de modifier ou d'annuler sa demande.

(5) Dès réception de la convention d'étude d'avant-projet, le Transporteur effectue une évaluation d'ingénierie plus précise sur le coût des ajouts au réseau.

2. Lignes directrices et principes suivis par le Transporteur - Le Transporteur est membre du NPCC. Lorsqu'il procède à une étude d'impact sur le réseau, le

Transporteur applique les règles suivantes, comme elles sont modifiées ou adoptées de temps à autre :

(a) les pratiques usuelles des services publics;

(b) les critères et lignes directrices du NPCC;

(c) les critères et directives d'Hydro-Québec.

3. Représentation par modèle du réseau de transport – Le Transporteur évalue la capacité de transfert totale en utilisant des modèles de réseau de transport basés sur une bibliothèque de cas d'écoulement de puissance conçue par le Transporteur pour les études de la zone de réglage du Transporteur. Les modèles peuvent comprendre des représentations d'autres réseaux du NPCC et de réseaux voisins. Cette bibliothèque de cas d'écoulement de puissance est maintenue et mise à jour au besoin par le Transporteur et NPCC. Le Transporteur utilise les modèles de réseau qu'il juge pertinents à l'étude de la demande de service de transport. D'autres modèles de réseau et conditions d'exploitation, y compris des hypothèses spécifiques à une analyse particulière, peuvent être élaborés pour des conditions qui ne figurent pas dans la bibliothèque de cas d'écoulement de puissance. Les modèles de réseau peuvent être modifiés, au besoin, pour inclure d'autres renseignements sur la charge, les transferts et la configuration de réseau, au fur et à mesure qu'ils sont disponibles.

4. Conditions du réseau - Le chargement de tous les éléments du réseau de transport doit être dans les normes usuelles pour les conditions avant incident et dans les conditions d'urgence pour les conditions après incident. La tension sur le réseau de transport doit être dans les limites normales et d'urgence applicables avant et après les conditions d'incident respectivement.

5. Court-circuit - L'intensité de courant des courts-circuits du réseau de transport doit être dans les normes applicables pour la conception des équipements.

6. Évaluation des pertes - L'impact des pertes sur le réseau de transport du Transporteur est pris en compte dans l'étude d'impact sur le réseau pour garantir les pratiques usuelles des services publics dans l'évaluation des coûts pour accepter la demande de service de transport.

7. Protection du réseau - Les exigences de protection sont évaluées par le Transporteur pour établir l'impact sur la protection existante du réseau. »

[nous soulignons]

[373] Il y a lieu de souligner au départ que, si l'Appendice D des Tarifs et conditions fixe la méthodologie pour exécuter une étude d'impact sur le réseau, son application par HQT porte sur des questions techniques et une certaine latitude requise par la nature du travail est laissée à HQT en tant qu'expert. Cela ressort, entre autres, des expressions suivantes de l'Appendice D :

« [...] *déceler tout autre problème éventuel* [...]
 [...] *tient compte des facteurs suivants mais sans s'y limiter* [...]
 [...] *les pratiques usuelles des services publics* [...]
 [...] *Le Transporteur utilise les modèles de réseau qu'il juge pertinents à l'étude de la demande de service de transport* [...]
 [...] *D'autres modèles de réseau et conditions d'exploitation, y compris des hypothèses spécifiques à une analyse particulière, peuvent être élaborés* [...]
 [...] *Les modèles de réseau peuvent être modifiés* [...]. »

[374] Ainsi, pour conclure que le contenu d'une étude d'impact sur le réseau de transport ne satisfait pas aux normes réglementaires et techniques citées plus haut, il faut une preuve technique prépondérante.

[375] Les articles 13.5 et 15.4 cités par HQT sont également pertinents à la question de la nouvelle répartition des ressources (*redispatch*) et de la latitude d'HQT au niveau de la conception et de la construction de ses installations :

« 13.5 Obligations du client du service de transport pour les frais reliés à des ajouts au réseau ou à une nouvelle répartition : Dans les cas où le Transporteur établit que le réseau de transport ne peut pas fournir de service de transport ferme de point à point (1) sans compromettre ou réduire la fiabilité du service pour les clients de charge locale, pour les clients du service de transport en réseau intégré et pour les autres clients du service de transport utilisant un service de transport ferme de point à point ou (2) sans nuire à la capacité du Transporteur de satisfaire à ses engagements contractuels fermes antérieurs envers d'autres clients, le Transporteur sera contraint d'étendre ou d'améliorer son réseau de transport en vertu de l'article 15.4. Le client du service de transport doit accepter de dédommager le Transporteur pour les ajouts au réseau de transport, conformément aux termes de l'article 27. Dans la mesure où le Transporteur peut alléger une contrainte du réseau de façon plus économique en ayant une nouvelle répartition des ressources situées dans la zone de réglage du Transporteur au lieu d'effectuer des ajouts au réseau, il doit le faire à condition que le client admissible accepte de dédommager le Transporteur, conformément à l'article 27.

15.4 Obligation de fournir un service de transport exigeant l'expansion ou la modification du réseau de transport : 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. » [nous soulignons]

7.4.1.2 La demande de service de NLH

[376] HQT devait exécuter une étude d'impact sur son réseau en fonction de ce que NLH a demandé²⁰¹. Cette demande porte sur un service de transport ferme de 30 ans de point à point à partir des centrales de Gull Island et Muskrat Falls au Labrador suivant cinq options spécifiques détaillées au tableau du paragraphe 23 de la présente décision :

- Pour chaque option, le même point de réception de l'électricité est précisé, soit le poste Montagnais où arrivent les lignes 7051, 7052 et 7053 de la Centrale CF;
- La puissance à recevoir au poste Montagnais varie pour chaque option, de 1 200 MW (option 1) à 2 824 MW (option 5);
- Les points de livraison et les puissances livrées spécifiques varient pour chaque option et sont répartis entre le Québec, l'Ontario, la Nouvelle-Angleterre, le Nouveau-Brunswick et New York;
- Pour les livraisons en Ontario, la demande de service précise un type d'interconnexion HVDC au réseau ontarien;
- Quant à la localisation de la charge ultimement desservie, la demande indique l'Ontario IESO, Hydro-Québec, NB Power, New England Independent System Operator (ISO) et New York ISO.

²⁰¹ La Première demande, pièce NLH-1, dossier P-110-1597, 19 janvier 2006.

7.4.1.3 La convention d'étude d'impact

[377] Les parties ont signé une convention d'étude d'impact (*System Impact Study Agreement*)²⁰² le 7 mars 2006, dont il importe de souligner certains passages :

« [...] The System Impact Study will be performed for five (5) options as described in the transmission service request [...] »

[...] The System Impact Study will identify the modifications required to Hydro-Québec TransÉnergie's transmission system to provide the requested transmission service [...]

Hydro-Québec TransÉnergie will perform the System Impact Study with regard to its own transmission system only [...] Hydro-Québec is not responsible for making arrangements for any necessary engineering, permitting, and construction of transmission or distribution facilities on the system(s) of any other entity or for obtaining any regulatory approval for such facilities. Hydro-Québec TransÉnergie will undertake reasonable efforts to assist NLH in obtaining such arrangements [...]

As soon as the System Impact Study is completed, Hydro-Québec TransÉnergie will provide the following technical documents and information: A description of the system modifications that could be necessary to provide the requested transmission service over Hydro-Québec TransÉnergie's transmission system for each of the five (5) options specified in the service request; the estimated cost of the system modifications identified above expressed in 2006 dollars and their associated completion delays; whether a Facilities Study is required to further analyse modifications to Hydro-Québec TransÉnergie's transmission system [...]

Hydro-Québec TransÉnergie may revise its cost estimates and its date of completion should there be significant revisions to NLH's request, significant delays in obtaining necessary information from NLH or for any valid reason not under Hydro-Québec TransÉnergie's control [...]. » [nous soulignons]

[378] Par cette convention d'étude d'impact, les parties se sont entendues pour circonscrire l'étude aux cinq options telles que décrites à la Première demande. Les parties ont également convenu du produit livrable à l'issue de cette étude d'impact : *« A description of the system modifications that could be necessary to provide the requested transmission service over Hydro-Québec TransÉnergie's transmission system for each of the five (5) options specified in the service request [...] ».*

²⁰² Pièce NLH-5, dossier P-110-1597, datée du 20 février 2006 mais signée le 7 mars 2006 par NLH.

7.4.1.4 La preuve

[379] NLH appuie, entre autres, sa prétention voulant que l'étude d'impact ne soit pas complète sur le fait qu'HQT a limité son étude aux interconnexions de type DC, alors que NLH aurait « *seulement manifesté une préférence pour ce type d'interconnexion*²⁰³ ».

[380] La lettre d'HQT du 2 juin 2006²⁰⁴, la demande de service de NLH²⁰⁵ et la convention d'étude d'impact²⁰⁶ sont pourtant clairement à l'effet que l'étude allait porter sur l'interconnexion HVDC :

- Pour les livraisons en Ontario, la demande de service de NLH spécifie « *via HVDC intertie-same for options 2 to 5* »;
- La convention d'étude d'impact prévoit que « *The System Impact Study will be performed for five (5) options as described in the transmission service request [...]* »;
- Le 27 février 2006, HQT confirme²⁰⁷ la portée de son étude et précise que la demande nécessitera une nouvelle étude pour une nouvelle interconnexion DC vers l'Ontario. Dans cette lettre, il n'est pas question d'une interconnexion AC :
 « [...] *However, NLH's Request for transmission service also requires transmission of this electrical energy under five options to a number of delivery points:*
Ontario: The requested transmission service requires the study of a new DC intertie with Ontario in addition to the DC tie that is already under study. This is a major study that will require extensive reviews of possible routes including a crossing of the Outaouais River. This will obviously involve coordination work with the relevant entities in Ontario [...] »;
- La lettre du 2 juin 2006 d'HQT dit : « *Your request for a maximum 1,422 MW HVDC transmission service to Ontario can be potentially served through a number of possible paths, existing or future. Hydro-Québec TransÉnergie will study with the party that NLH will identify (Hydro-One) all direct paths between Québec and Ontario [...]* ».

²⁰³ Argumentation de NLH, page 113, paragraphe 456.

²⁰⁴ Pièce NLH-6-A, dossier P-110-1597.

²⁰⁵ Pièce NLH-1, dossier P-110-1597.

²⁰⁶ Pièce NLH-5, dossier P-110-1597.

²⁰⁷ Pièce NLH-4-A, dossier P-110-1597.

[381] Les témoins Deguire et Clermont ont abordé cette question de l'interconnexion de type DC et leur témoignage est à l'effet suivant :

- L'ingénieur Deguire, sous la direction duquel l'étude d'impact a été effectuée, a clairement indiqué à l'audience orale qu'il avait considéré la demande du client d'une interconnexion HVDC dos-à-dos, à hauteur de 900 MW pour rencontrer la demande de 895 MW²⁰⁸;
- Pour HQT, le choix de NLH d'une interconnexion de type DC s'imposait logiquement pour répondre efficacement à la Première demande, considérant, notamment, que le réseau d'HQT n'est pas synchronisé aux réseaux voisins²⁰⁹ et que les nouvelles interconnexions ajoutées au réseau sont typiquement de type DC²¹⁰;
- HQT a agi sur la base de cette exigence de NLH lors de la réalisation de l'étude d'impact, conformément à ses critères de conception et aux caractéristiques de l'Interconnexion Québec²¹¹;
- Le témoin Clermont explique que, vu l'ampleur de l'étude et des coûts pour le client, HQT concentre l'étude d'impact sur ce qui est demandé pour le service exigé, à savoir dans ce cas, une interconnexion DC, et non sur n'importe quelle hypothèse²¹².

[382] Sur la question de l'interconnexion DC, HQT soumet ce qui suit en argumentation :

« 89. En effet, dans le contexte de l'« Interconnexion Québec » (soit l'un des quatre réseaux d'importance tel que défini dans le glossaire de NAESB) une interconnexion de type AC sert à relier une centrale à une charge et la production ou la charge doit être isolée sur le réseau voisin. Les interconnexions de type AC reliant le Québec et les autres réseaux ont toutes cette caractéristique;

90. Ces caractéristiques font en sorte que c'est le propriétaire de la centrale en amont de l'interconnexion qui contrôle son utilisation et qui doit donner son accord pour toute demande d'utilisation de ses ressources dans ce mode d'interconnexion;

²⁰⁸ NS, 3 février 2010, volume 12, pages 51 et 52.

²⁰⁹ Témoignage de C. Deguire, NS, 3 février 2010, volume 12, page 173.

²¹⁰ Témoignage de S. Clermont, NS, 29 janvier 2010, volume 9, page 87.

²¹¹ Pièce HQT-30, rapport de P.Q. Hanser, décembre 2008, page 23, paragraphe 62; témoignage de S. Clermont, NS, 29 janvier 2010, volume 9, pages 81 à 83.

²¹² Témoignage de S. Clermont, NS, 29 janvier 2010, volume 9, page 54.

Appendice C des Tarifs et conditions (l'« Appendice C »);

91. À l'inverse, une interconnexion de type DC correspond à une technologie différente, qui ne connaît pas les mêmes contraintes d'opération et d'utilisation. En effet, comme les réseaux qui échangent la puissance et l'énergie ne sont pas synchronisés, les équipements de réseaux peuvent être programmés pour échanger une quantité précise de puissance et d'énergie et ne sont pas soumis aux contraintes reliées aux équipements synchrones;

92. Le fondement même de la reconnaissance par la NERC de l'Interconnexion Québec est le fait que ses échanges d'énergie avec les réseaux voisins sont asynchrones (ou avec des équipements synchronisés sur l'autre réseau). Les critères de conception du réseau d'HQT préservent les caractéristiques de l'Interconnexion Québec et donc les interconnexions de type DC sont privilégiées pour l'import et l'export;

95. NLH était mal fondée de qualifier cette spécification, pour la première fois la veille de l'expiration du Délai de 45 jours, de « simple préférence » alors qu'elle avait été avisée à maintes occasions en cours de réalisation de l'étude d'impact que l'analyse d'HQT concernant le service vers l'Ontario portait sur une interconnexion de type DC;

Lettre d'HQT à NLH du 27 février 2006, Pièce NLH-4-A, onglet 24 :

Ontario : The requested transmission service requires the study of a new DC intertie with Ontario in addition to the DC tie that is already under study. This is a major study that will require extensive reviews of possible routes including a crossing of the Outaouais River. This will obviously involve coordination work with the relevant entities in Ontario.

Voir aussi, notamment les Pièces NLH-5 au soutien de la Plainte P-110-1565 (onglet 21), NLH-6-A (onglet 26), NLH-6-C (onglet 28), [...] ²¹³ ».

[383] À la lumière de la preuve et des arguments qui lui ont été soumis, la Régie ne retient pas la prétention de NLH voulant que l'étude d'impact soit incomplète parce qu'HQT aurait limité son étude aux interconnexions de type DC.

²¹³ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1597, pages 20 et 21.

[384] Selon NLH, l'étude d'impact serait également incomplète en ce qu'elle n'identifierait pas et n'évaluerait pas adéquatement toutes les limitations au réseau, comme le veut l'article 19.3 des Tarifs et conditions²¹⁴.

[385] À cet égard, il faut se référer au témoignage de l'ingénieur Deguire et aux rapports d'étude d'impact.

[386] Le seul témoignage d'un professionnel ayant une expertise en matière d'étude d'impact sur le réseau de transport et sur la façon dont l'étude d'impact en question a été faite est celui de l'ingénieur Deguire²¹⁵. NLH n'a fait entendre aucun expert pour traiter de ces questions techniques et contredire le témoin Deguire.

[387] Il y a lieu de retenir ce qui suit de ce témoignage :

- Une étude d'impact implique un processus complexe et volumineux;
- HQT doit établir un réseau de base à la date où le service est demandé;
- Le réseau de base doit être bâti en tenant compte des obligations patrimoniales, des conventions de service de transport qui sont signées et des demandes qui prennent rang devant la demande faisant l'objet de l'étude, c'est-à-dire toutes les demandes qui sont dans le *queuing* et qui précèdent celle de NLH;
- Le réseau de base est établi à l'aide de logiciels permettant d'établir les diverses limitations du réseau, notamment thermiques, stabilité, tension, courant, afin de s'assurer que le réseau sera conforme aux critères de conception du réseau de transport d'Hydro-Québec et aux normes du NPCC, de NERC et du NAESB;
- Une fois le réseau de base complété et stable, HQT étudie les impacts de la demande de service et vérifie les marges disponibles pour satisfaire cette demande et si HQT peut faire de la répartition. Si cela n'est pas possible, HQT étudie les ajouts nécessaires au réseau en appliquant l'ensemble des critères utilisés pour établir le réseau de base et valide les limitations du réseau;
- Si des ajouts sont nécessaires, HQT s'assure que le réseau final requis pour satisfaire la demande de service est la solution optimale du point de vue des coûts, des pertes et de l'environnement;
- Le premier rapport²¹⁶ portant sur l'option 5 a tenu compte de la nécessité d'une nouvelle interconnexion HVDC vers l'Ontario. Comme la localisation exacte de l'interconnexion n'était pas connue, HQT a fait l'étude en utilisant comme

²¹⁴ Argumentation de NLH, paragraphe 423 et suivants.

²¹⁵ NS, 3 février 2010, volume 12, pages 37 à 135.

²¹⁶ Pièce HQT-7, document 1.

hypothèse une simulation de charge au poste Chénier, soit le poste de transport en bordure de la frontière ontarienne²¹⁷;

- Dans ce rapport sur l'option 5, la possibilité d'effectuer une répartition (*redispatch*) a été vite écartée, puisque cela ne présentait pas une alternative valable pour donner suite à une demande à hauteur de 2 800 MW pour du transport ferme d'une durée de 30 ans. De plus, comme le souligne l'ingénieur Deguire, la topologie du réseau de transport d'HQT, où l'ensemble des mégawatts sont produits dans le nord du réseau, alors que les points de charge sont dans le sud, ne se prête pas à une répartition²¹⁸. De plus, le témoin Clermont d'HQT a également précisé que l'alternative d'une répartition n'est pas vraiment envisageable sur une période de 30 ans²¹⁹;
- Finalement, le témoin Deguire indique que la méthode qu'il décrit et qui a été utilisée pour faire l'étude d'impact de la demande de NLH est la méthode utilisée par tous les ingénieurs²²⁰. La même méthode a été utilisée pour les autres rapports constituant l'étude d'impact de la demande de NLH²²¹.

[388] NLH n'a pas apporté de preuve technique pour contredire le témoin Deguire. En réplique, elle s'est limitée à argumenter qu'elle n'avait pas à soumettre une preuve pour établir que l'étude d'impact n'était pas complétée et qu'il suffisait de référer au texte de l'article 19.3 des Tarifs et conditions pour constater que l'étude ne contenait pas les éléments essentiels requis par cette disposition réglementaire²²².

[389] Avec respect, la Régie considère que la preuve prépondérante ne supporte pas la position de NLH voulant que l'étude d'impact ne contienne pas les éléments essentiels prévus aux Tarifs et conditions.

[390] D'ailleurs, et à titre d'exemple, l'examen du Rapport préliminaire d'étude d'impact Scénario 1²²³ montre que tel n'est pas le cas :

²¹⁷ NS, 3 février 2010, volume 12, page 48.

²¹⁸ NS, 3 février 2010, volume 12, pages 68 et 69.

²¹⁹ NS, 3 février 2010, volume 9, pages 62 à 65.

²²⁰ NS, 3 février 2010, volume 12, page 51.

²²¹ NS, 3 février 2010, volume 12, page 55.

²²² NS, 12 février 2010, volume 18, page 80.

²²³ Pièce HQT-13, document 1.

- Le rapport indique au début que « [l]es ajouts nécessaires entre le réseau avant et après la centrale de Gull Island transitant 1100 MW sur le réseau de TransÉnergie constituent l'ensemble des investissements nécessaires pour fournir le service de transport requis au Québec, à l'exception de la traversée de la rivière des Outaouais²²⁴ »;
- Ce rapport, comme tous les autres rapports, comporte la mise en contexte suivante : « [...] Une étude d'impact [...] fournit un premier estimé des ajouts au réseau et de leurs coûts, basé sur l'information disponible et sur des hypothèses de base et ce, dans la mesure permise par le processus d'une telle étude [...] l'étude d'avant-projet sera basée sur de l'information plus détaillée et sur des hypothèses plus précises »;
- Le rapport rappelle les hypothèses nécessaires à la réalisation de l'étude, les critères à respecter ou les contraintes : critères de perte de production en première contingence (PPPC), de réserve synchrone et d'événements (perte de deux lignes, critère N-1-1500)²²⁵;
- La solution retenue est présentée et décrite;
- Le rapport mentionne l'insuffisance des capacités de transit, par exemple, entre le poste Micoua et le poste Saguenay²²⁶;
- Le rapport réfère, entre autres, aux problèmes de limitation thermique²²⁷;
- Le rapport identifie et décrit les ajouts au réseau requis par la solution retenue afin de rendre possible le service demandé, en tenant compte des contraintes/limitations du réseau;
- Le rapport présente une estimation des coûts des ajouts au réseau identifiés à cette étape du processus, ainsi qu'un délai de réalisation des travaux correspondants;
- Enfin, le rapport indique qu'une étude d'avant-projet permettra de mieux préciser les estimations de coûts et l'échéancier de réalisation des travaux.

[391] Considérant la preuve soumise à cet égard, l'absence de quelque preuve technique au soutien des allégations de NLH et la latitude évoquée plus haut que les Tarifs et conditions donne à HQT lors de l'exécution d'une étude d'impact, la Régie considère que l'étude d'impact sur le réseau complétée par la remise du dernier

²²⁴ Pièce HQT-13, document 1, page 5.

²²⁵ Pièce HQT-13, document 1, page 9.

²²⁶ Pièce HQT-13, document 1, page 22, section 6.1.

²²⁷ Pièce HQT-13, document 1, page 28, section 7.

rapport le 11 décembre 2007 est une étude d'impact réalisée conformément aux dispositions des Tarifs et conditions.

7.4.2 EST-CE QUE LE DÉLAI DE 45 JOURS PRÉVU À L'ARTICLE 19.3 DES TARIFS ET CONDITIONS A ÉTÉ APPLIQUÉ CONFORMÉMENT À CES DISPOSITIONS?

[392] L'article 19.3 des Tarifs et conditions prévoit que « [p]our qu'une demande demeure une demande complète, dans les quarante-cinq (45) jours de la réception de l'étude d'impact sur le réseau, le client admissible doit [...] confirmer son intention de signer une convention d'avant-projet dans les meilleurs délais possibles ».

[393] Le 11 décembre 2007, HQT a transmis à NLH le dernier rapport constituant l'étude d'impact de la Première demande. Cette étude est jugée conforme aux dispositions des Tarifs et conditions comme mentionné plus haut.

[394] Il s'agit donc de voir si NLH s'est conformée aux dispositions de l'article 19.3 des Tarifs et conditions et a confirmé *son intention de signer une convention d'avant-projet dans les meilleurs délais possibles*.

[395] La réponse à cette question se trouve dans la lettre du 24 janvier 2008 de NLH.

[396] Dans cette lettre, NLH a effectivement mentionné « *we wish to officially notify you [HQT] of our intent to enter into Facilities Study Agreement(s) as required in accordance with section 19.3 of the OATT* ». Cette affirmation de NLH doit cependant être replacée dans son contexte.

[397] Pour signer une convention d'avant-projet (*Facilities Study Agreement*), encore faut-il préparer la convention et, pour ce faire, NLH devait d'abord répondre aux demandes d'HQT du 11 décembre 2007, à savoir, comme mentionné plus haut, confirmer certaines informations sur le choix de l'option retenue, sur l'interconnexion avec l'Ontario et d'autres données concernant les livraisons au Québec.

[398] Sur la question du choix de l'une des options de la Première demande, la Régie constate que cette question est demeurée confuse jusqu'à l'audience orale des plaintes. En effet, bien que NLH ait soumis dans son argumentation écrite²²⁸ et orale²²⁹ en chef avoir choisi l'option 5, dans sa réplique écrite²³⁰ et orale²³¹, NLH dit avoir choisi l'option 4. Une chose est claire, la lettre de NLH du 24 janvier 2008 ne fournit pas cette information demandée par HQT dans sa lettre du 11 décembre 2007.

[399] Les informations demandées par HQT dans sa lettre du 11 décembre 2007 découlent des obligations des clients du service de transport en vertu de l'article 17.2 des Tarifs et conditions prévoyant, notamment :

« [qu'u]ne demande complète doit fournir [...] la localisation du(des) point(s) de réception et du(des) point(s) de livraison et l'identité des fournisseurs et des receveurs [...] la localisation de la charge desservie ultimement par la puissance et l'énergie transportées [...] une description des caractéristiques de livraison de la puissance et de l'énergie devant être livrées [...] une estimation de la puissance et de l'énergie devant être livrées au receveur [...] la capacité de transport requise pour chaque point de réception et chaque point de livraison sur le réseau de transport du Transporteur [...]. »

[400] Ainsi, les informations plus précises demandées par HQT étaient justifiées dans le contexte où il a été établi clairement en preuve qu'une étude d'avant-projet sert nécessairement à raffiner le travail effectué lors de l'étude d'impact.

[401] Plutôt que de convenir avec HQT du cadre plus spécifique de l'avant-projet à l'intérieur du délai de 45 jours, NLH a choisi de contester le contenu de l'étude d'impact et de déposer sa plainte la veille de l'expiration du délai de 45 jours prévu à l'article 19.3 des Tarifs et conditions.

[402] NLH voudrait que la Régie considère que sa plainte a suspendu le délai de 45 jours. La Régie ne peut accéder à cette demande de NLH, d'abord parce que cela équivaldrait à changer les termes de l'article 19.3 des Tarifs et conditions en étendant ce délai. La Régie a toujours dit qu'en matière d'examen d'une plainte, elle appliquait les conditions de service et ne les changeait pas.

²²⁸ Page 96, paragraphe 405.

²²⁹ NS, 9 février 2010, volume 15, page 164, lignes 24 et 25.

²³⁰ Pages 35 et 36, paragraphe 199.

²³¹ NS, 12 février 2010, volume 18, pages 86 à 88.

[403] Même si la Régie pouvait étendre le délai de 45 jours prévu à cet article, cela viendrait porter atteinte aux autres demandes prenant rang après la Première demande. Cela pourrait nécessiter des modifications aux études d'impacts postérieures à celle de la Première demande, le cas échéant. Comme il n'y a aucune preuve au dossier sur l'effet qu'aurait à cet égard la prolongation du délai de 45 jours, la Régie ne peut acquiescer à une telle demande.

[404] La Régie conclut que NLH, par sa lettre du 24 janvier 2008, ne satisfait donc pas aux exigences de l'article 19.3 des Tarifs et conditions et la Première demande de NLH ne pouvait, au-delà du délai de 45 jours venant à échéance le 25 janvier 2008, demeurer une demande complète au sens de cet article des Tarifs et conditions.

[405] Cela étant dit, le fait que la Première demande perde le rang qui lui avait été attribué (n° 101) dans la séquence des études d'impact sur OASIS, ne signifie pas que les démarches de NLH auprès d'HQT en vue de la réalisation de son projet du Bas-Churchill soient compromises, mais plutôt qu'elles devront se poursuivre, le cas échéant, conformément aux dispositions des Tarifs et conditions et suivant la portée qui leur est donnée par la présente décision.

8. PLAINTÉ P-110-1678

8.1 POSITION DE NLH

[406] Le 4 août 2008, NLH soumet cette plainte à HQT par suite d'un autre différend²³² ayant son origine dans les échanges de lettres entre les deux parties, auxquelles la Régie a déjà fait référence aux plaintes précédentes : la lettre du 11 décembre 2007 d'HQT²³³, la réponse de NLH du 24 janvier 2008²³⁴ et la réponse du 20 mars 2008 d'HQT²³⁵.

²³² Pièce NLH-14, dossier P-110-1678.

²³³ Pièce NLH-10, dossier P-110-1678.

²³⁴ Pièce NLH-11, dossier P-110-1678.

²³⁵ Pièce NLH-13, dossier P-110-1678.

[407] Plus particulièrement, NLH conteste la réponse reçue d'HQT à sa lettre du 24 janvier 2008, notamment en ce qui concerne sa demande pour obtenir une portion du service de transport disponible vers NY, NB et NE.

[408] Dans sa lettre du 11 décembre 2007, HQT informait NLH que l'étude d'impact était terminée. HQT transmettait alors le dernier rapport constituant l'étude d'impact, soit celui sur l'option 2 de la Première demande et y joignait le rapport complémentaire sur les interconnexions NY, NB et NE. Cette lettre est également le point de départ du délai de 45 jours dont il est question à la plainte P-110-1597.

[409] Dans son rapport complémentaire du 11 décembre 2007, HQT mentionne²³⁶ que « *les livraisons demandées par NLH vers la Nouvelle-Angleterre, l'État de New-York et le Nouveau-Brunswick peuvent être acheminées par les interconnexions actuelles pour la période comprise entre le début du service demandé et la fin de la vie utile de ces interconnexions, sans ajouts supplémentaires au réseau* ».

[410] La lettre du 24 janvier 2008 de NLH répond à celle d'HQT datée du 11 décembre 2007. NLH refuse d'abord le délai de 45 jours qui lui est imposé par HQT. Elle informe HQT de son intention de signer tout de suite une entente pour un service partiel d'une durée de 20 ans. NLH s'enquiert également de ce qu'HQT propose pour l'utilisation des lignes NY, NB et NE pour les 10 années subséquentes, compte tenu de la capacité disponible identifiée par HQT.

[411] Dans la même lettre, NLH souligne que l'étude d'impact ne fait pas mention des interconnexions HQT-LAW et HQT-ON (HVDC de 1 250 MW). Elle demande à HQT de terminer l'étude d'impact en fournissant les informations relatives à ces deux interconnexions.

[412] NLH signifie également dans cette lettre son intention d'utiliser le point HQT pour ses livraisons au Québec et ajoute que les informations demandées par HQT ne sont pas pertinentes.

²³⁶ Pièce NLH-12, dossier P-110-1678, page 9.

[413] Le 20 mars 2008, HQT répond à la lettre du 24 janvier 2008 de NLH. Elle informe NLH qu'à son avis, elle n'a pas répondu de manière satisfaisante à sa lettre du 11 décembre 2007, précisant ce qui suit :

- HQT refuse de signer une entente de service pour NY, NB et NE, alléguant que le service ne peut être offert que selon la Première demande, et non « en parties ou en sections »;
- Les interconnexions AC n'étaient pas visées par la convention d'étude d'impact (*System Impact Agreement*)²³⁷, et l'interconnexion HQT-LAW est raccordée à des centrales qui sont des ressources désignées servant à l'alimentation de la charge locale. Par conséquent, cette interconnexion ne peut être utilisée par des tiers sur une base de long terme;
- NLH devait lui fournir l'information (entre autres, la localisation de l'interconnexion) qu'elle exigeait à l'égard du corridor à être utilisé avec le réseau ontarien;
- Elle réitère sa position voulant que le point HQT puisse uniquement être utilisé comme point de réception pour des unités de production situées sur le réseau d'HQT ou pour relier des chemins de réception à des chemins de livraison dans un *wheel-through*.

[414] Selon NLH, cette plainte porte sur les trois sujets suivants :

« 1) La méthodologie basée sur des scénarios utilisée dans le cadre de la réalisation de l'étude d'impact pour la demande 101 de NLH et l'obligation d'offrir une convention de service à NLH pour la portion de service qui est disponible;

(2) La notion de ressource désignée dans le contexte spécifique du chemin HQT-LAW et de la centrale Beauharnois; et finalement

(3) L'utilisation du point HQT comme point de livraison. »

[415] Au sujet de la méthodologie, les prétentions de NLH sont à l'effet qu'HQT, aux termes des dispositions de l'article 19.7 des Tarifs et conditions, avait l'obligation d'offrir à NLH un service de transport partiel tel que demandé dans sa lettre du 24 janvier 2008 :

²³⁷ Pièce NLH-8, dossier P-110-1678.

« 19.7 Service provisoire partiel : Si le Transporteur établit qu'il n'aura pas la capacité de transport adéquate pour fournir la quantité entière de la demande complète d'un service de transport de point à point, le Transporteur a néanmoins l'obligation d'offrir et de fournir la partie du service de transport de point à point demandé qu'il peut accepter sans ajouts au réseau et par une nouvelle répartition. Toutefois, le Transporteur ne saurait être tenu de fournir la quantité supplémentaire requise de service de transport de point à point qui exige des ajouts au réseau de transport tant que ceux-ci n'auront pas été mis en service. »

[NLH souligne]

[416] NLH rappelle l'objet de sa demande du 24 janvier 2008 : la conclusion, dans les plus brefs délais, d'une convention de service d'export sur les lignes HQT-NB, HQT-NY et HQT-NE à hauteur de la totalité de la capacité identifiée par l'étude d'impact sur ces chemins.

[417] Selon NLH, l'article 19.7 des Tarifs et conditions cité plus haut ne limiterait aucunement le service partiel qu'HQT est tenue d'offrir et de fournir. HQT aurait *« l'obligation d'offrir et de fournir la partie du service de transport de point à point demandé qu'il peut accepter sans ajouts au réseau et par une nouvelle répartition »*.

[418] De plus, NLH infère de l'extrait suivant de l'article 19.7 des Tarifs et conditions que, malgré sa demande de service de transport partiel, la Première demande subsiste :

« Le Transporteur ne saurait être tenu de fournir la quantité supplémentaire requise de service de transport de point à point qui exige des ajouts au réseau de transport tant que ceux-ci n'auront pas été mis en service. » [NLH souligne]

[419] L'utilisation de la locution « tant que » indiquerait, selon NLH, qu'à partir du moment où les ajouts requis auront été mis en service, HQT aura l'obligation de fournir le service de transport pour la quantité supplémentaire requise de service, c'est-à-dire la partie du service de transport demandé qui n'a pas fait l'objet d'une demande de service de transport partiel.

[420] NLH soumet également que sa demande du 24 janvier 2008 pour un service partiel d'exportation vers la Nouvelle-Angleterre, l'État de New York et le Nouveau-Brunswick n'est pas une nouvelle demande comme le prétend HQT.

[421] Le rapport complémentaire d'HQT indique que la capacité est disponible sur ces chemins.

[422] NLH soumet qu'en demandant une convention de transport pour la capacité disponible sur ces trois chemins, elle n'a pas modifié la Première demande, mais a plutôt demandé une partie de ce qui fait l'objet de cette demande. Selon NLH, l'article 19.7 des Tarifs et conditions oblige HQT « *à fournir ce qu'il peut fournir* ».

[423] NLH soumet un argument subsidiaire à cet égard : si HQT considère que la demande de service partiel du 24 janvier 2008 est une modification à la Première demande, NLH pouvait faire une telle modification.

[424] Au soutien de cette prétention, NLH indique que les cinq options de points de livraison à la Première demande « *n'ont jamais été considérés par NLH comme des demandes de réservation distinctes. Ceci est d'ailleurs prouvé par le fait qu'une seule réservation contenant les maximums est affichée sur le site OASIS d'HQT* ».

[425] De plus, NLH souligne que les rapports constituant l'étude d'impact indiqueraient que, peu importe l'option choisie, les mêmes ajouts doivent être faits au réseau. NLH infère de cela que sa demande de service partiel du 24 janvier 2008 n'ajouterait pas d'impacts sur le réseau d'HQT « supérieurs » à ceux étudiés à l'étude d'impact.

[426] NLH réfute également l'argument d'HQT voulant que sa demande du 24 janvier 2008 constitue un changement au niveau de la durée du service de transport demandé et qu'elle soit irrecevable pour ce motif.

[427] NLH souligne qu'elle a demandé, et demande toujours, un service de transport pour une durée de 30 ans. Sa lettre du 24 janvier 2008 indique qu'elle veut se prévaloir des dispositions de l'article 19.7 des Tarifs et conditions en demandant un service d'une durée de 20 ans compte tenu de la disponibilité d'un tel service. Au-delà de ce terme de 20 ans, NLH s'enquiert des améliorations à être apportées au réseau d'HQT pour les 10 dernières années. Ainsi, NLH ne changerait pas la Première demande pour un service d'une durée de 30 ans.

[428] Quant au troisième grief d'HQT voulant que la demande du 24 janvier 2008 ne réponde pas aux exigences d'HQT parce que NLH n'aurait pas identifié la source de l'électricité qu'elle veut exporter, NLH se réfère d'abord à un extrait des notes sténographiques de 2001 dans le cadre de l'audience orale de la première demande tarifaire d'HQT²³⁸.

[429] NLH retient un témoignage d'un représentant d'HQT où ce dernier dit qu'HQT « *acceptait que le Transporteur puisse vendre un service de transport d'export sans avoir de génération au Québec*²³⁹ ». NLH fait une analogie entre la situation dont il était question en 2001 devant la Régie et sa situation actuelle.

[430] Finalement, NLH souligne qu'en se prévalant de son droit d'obtenir une convention de service de transport partiel en vertu de l'article 19.7 des Tarifs et conditions, elle ne demande pas l'arrêt des études mais, au contraire, envoie un signal à HQT selon lequel elle a effectivement l'intention de procéder à l'étape suivante d'étude d'avant-projet.

[431] NLH considère que le refus d'HQT de lui offrir une convention de service de transport qu'elle dit être similaire à celle qui a été offerte à HQP sur les chemins menant à NY et NE, est discriminatoire et contraire aux Tarifs et conditions.

[432] La deuxième question soulevée par cette plainte porte sur la notion de ressource désignée dans le contexte spécifique du chemin HQT-LAW et de la centrale de Beauharnois.

[433] NLH conteste le fait qu'HQT n'ait pas considéré, et refuse de considérer, ce chemin HQT-LAW dans l'étude d'impact parce qu'il serait relié à la centrale de Beauharnois, un équipement d'HQP considéré comme une ressource désignée d'HQD pour la desserte de la charge locale du Québec.

[434] NLH reprend certains des arguments qu'elle a déjà soumis sur le concept *ressources du Distributeur* et *ressources désignées du Distributeur*, dont la Régie a résumé la teneur plus haut. NLH conclut que la centrale de Beauharnois n'est pas une ressource désignée au sens de l'article 38.1 des Tarifs et conditions, notamment en ce que cette centrale servirait à des ventes à des tiers.

²³⁸ Dossier R-3401-98.

²³⁹ NS, 9 février 2010, volume 15, page 212.

[435] De plus, NLH soumet qu'elle n'a jamais demandé à HQT de limiter l'étude d'impact à des interconnexions de type DC. Au contraire, elle souligne qu'HQT s'est engagée par sa lettre du 2 juin 2006²⁴⁰ à étudier tous les chemins entre le Québec et l'Ontario (*all the direct paths between Québec and Ontario*).

[436] À cet égard, NLH reproche à HQT de ne pas avoir expliqué aux rapports constituant l'étude d'impact les motifs du rejet de certains chemins, dont le chemin HQT-LAW.

[437] La troisième question soulevée par cette plainte porte sur l'utilisation du point HQT comme point de livraison.

[438] NLH soumet qu'elle devrait pouvoir utiliser le point HQT comme point de livraison, à l'instar de ce que fait HQP.

[439] Elle rappelle que chacune des cinq options de la Première demande comportait une livraison au Québec.

[440] HQT, dans sa lettre du 11 décembre 2007, demandait à NLH certaines précisions sur les livraisons en question dont, (i) le point de livraison (*point of delivery*), (ii) l'identité du receveur et (iii) la localisation de la charge ultimement desservie, à l'égard de l'électricité que NLH désirait envoyer au Québec :

« Québec deliveries: Québec wholesale customer(s) confirmation: Confirmed location of the point(s) of delivery and the identities of the receiving parties as well as the location of the load ultimately served by the capacity and energy transmitted for the chosen option. »

[441] En réponse à l'information transmise par NLH à HQT²⁴¹ sur l'utilisation du point HQT comme point de livraison, HQT répondait, en date du 20 mars 2008, que « [t]he HQT point cannot be used as a delivery point by NLH. [...], the HQT point is only available as a reception point for generating units situated on HQT's Transmission System. Therefore, NLH had to identify in its January 24th response wholesale customers for the Québec deliveries identified in its Transmission Service request # 101 for the purposes of a Facilities Study ».

²⁴⁰ Pièce NLH-18, dossier P-110-1678.

²⁴¹ Pièce NLH-11, dossier P-110-1678, lettre du 24 janvier 2008.

[442] NLH cite les dispositions des articles 1.32 et 1.33 des Tarifs et conditions sur les définitions de « Point(s) de livraison » et « Point(s) de réception ».

[443] NLH conclut de l'analyse de ces dispositions des Tarifs et conditions qu'il est faux de prétendre, comme le fait HQT, que le point HQT sert exclusivement de point de réception pour les centrales situées au Québec.

[444] NLH appuie également ses prétentions sur une décision de la Régie rendue en 2002²⁴² où il est écrit ce qui suit aux pages 324 et 325 :

« Par conséquent, la Régie ordonne au transporteur de permettre à tous les clients du service de transport de point à point de désigner, aux conventions de service, HQT comme point de réception d'une manière identique à ce qui est permis au client Groupe Production Hydro-Québec et d'informer les clients à cet effet sur son site OASIS. »

[445] NLH soumet que l'accès non discriminatoire au réseau d'HQT implique que l'ensemble des clients puissent importer et exporter du Québec de la même façon qu'il est permis à Hydro-Québec de le faire.

[446] NLH s'appuie également sur la décision D-2006-66²⁴³ de la Régie pour inférer que le point HQT représenterait la charge ultimement desservie et située autour de Montréal.

[447] NLH rappelle que la Première demande indique son intention de livrer l'électricité au Québec, c'est-à-dire d'utiliser le point HQT comme point de livraison. Implicitement, cela indiquerait que la charge ultimement desservie est identifiée, soit la charge du sud du Québec pour référer à la décision D-2006-66 citée plus haut. NLH rappelle qu'HQT a reconnu que cette demande de service de transport était complète au sens de l'article 17.2 des Tarifs et conditions.

[448] Dans sa lettre du 24 janvier 2008, NLH a donc réitéré que la charge à desservir était les « *wholesale customer(s) participating in the Québec wholesale market* ».

²⁴² Décision D-2002-95, dossier R-3401-98.

²⁴³ Dossier R-3549-2004.

[449] Dans la mesure où NLH considère toujours le Québec comme la localisation de la charge ultimement desservie, HQT, selon NLH, n'aurait pas à spéculer sur un autre scénario.

[450] NLH soumet que la position d'HQT sur les questions du point HQT, du service provisoire partiel et de la désignation de la centrale de Beauharnois, est incompatible avec les Tarifs et conditions. Les questions techniques ou d'exploitation ne pourraient détourner le sens des mots contenus aux Tarifs et conditions.

8.2 POSITION D'HQT

[451] HQT souligne qu'elle n'abordera que les première et troisième conclusions de cette plainte²⁴⁴, les deuxième et quatrième conclusions relevant plus de la plainte P-110-1597. Les conclusions pertinentes de cette plainte sont donc les suivantes :

« **ORDER** HQT to offer a Service Agreement to NLH for the following transactions posted on the HQT OASIS under number :

501235: 284 MW (New Brunswick)

501233: 95 MW (New England)

501231: 190 MW (New York)

[...]

ORDER HQT to recognize that NLH is in its right to use the HQT point as a delivery and a point of receipt and,

[...]. »

[452] Cette plainte découle de la décision d'HQT²⁴⁵ du 3 octobre 2008. Les parties pertinentes de cette lettre sont les suivantes :

« *Issue Number 1 Service Agreement*

NLH's Transmission service request #101 is for Wheel through service from Labrador through HQT's transmission system to neighboring systems and for Wheel in service for deliveries into Québec. A request for service from the "HQT" point for deliveries to New Brunswick ("NB"), New England ("NE") and New York State ("NY") is a request for Wheel out service.

²⁴⁴ NS, 11 février 2010, volume 17, pages 115 et 116.

²⁴⁵ Pièce NLH-15, dossier P-110-1678.

The Interconnections complementary report identified the availability of service on the interconnections in conjunction with the implementation of the network upgrades identified for each one of the five options studied to transmit power from the Lower Churchill plants into HQT's transmission system. This complementary report to the System Impact Study performed for Request #101 was related to Wheel through service and it was not provided as a System Impact Study for a Wheel out transmission service request.

[...]

Issue Number 3 HQT Point

NLH requires the use of the "HQT" point as a delivery point. HQT has already requested and maintains that NLH must identify wholesale customers in Québec for such deliveries. This issue will not be addressed further in this response since it is an object of Complaint P-110-1597 filed by NLH at the Régie de l'énergie du Québec. Reference is made to section 36 of this Complaint. »

[453] Selon HQT, la plainte P-110-1678 soulève trois griefs :

- HQT aurait agi en violation de l'article 1(4) de l'Appendice D et de l'article 19.7 des Tarifs et conditions, considérant son refus d'engager des négociations en vue de la conclusion d'une convention de service de transport ferme de point à point pour les transactions d'exportation décrites sur OASIS vers le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Angleterre et New York;
- HQT aurait agi en violation de l'article 19.3 des Tarifs et conditions lors de la réalisation de son étude d'impact de la Première demande de NLH, considérant son omission d'étudier l'utilisation du chemin HQT-LAW pour les transactions de passage vers l'Ontario;
- HQT aurait agi en violation des articles 1.32 et 17.2 des Tarifs et conditions en concluant que NLH ne pouvait identifier le point HQT comme point de livraison pour des transactions d'importation au Québec.

[454] Le deuxième grief étant abordé dans le cadre de la plainte P-110-1597, HQT se concentre sur les premier et troisième griefs ci-dessus.

[455] Les faits pertinents se retrouvent aux lettres du 11 décembre 2007 d'HQT²⁴⁶, du 24 janvier 2008 de NLH²⁴⁷, du 20 mars 2008 d'HQT²⁴⁸, du 4 août 2008 de NLH²⁴⁹ et du 3 octobre 2008 d'HQT²⁵⁰.

[456] HQT soumet que la demande de NLH²⁵¹ est une nouvelle demande, différente de la Première demande. NLH demande dans cette lettre du 24 janvier 2008 de dissocier le segment importation du segment exportation, contrairement à la Première demande qui est une demande de passage. Il y a également dans cette demande une recombinaison des options incluses dans la Première demande²⁵².

[457] Pour HQT, cela constitue un changement substantiel de la Première demande, étant donné que, dans une transaction de passage, la charge ultimement desservie n'est pas au Québec. Dans le cas d'une transaction de passage, le point HQT sert de point de réception et de livraison, mais n'est pas une charge²⁵³.

[458] HQT souligne que la Première demande a fait l'objet d'une étude d'impact en fonction d'options spécifiques demandées par NLH, mais que cette étude n'a pas envisagé des permutations, comme le souligne le témoin Deguire :

« R. En fait, on a établi clairement des scénarios et les études qu'on fait sont quand même des études très sophistiquées, très poussées. Et faire des modifications ou faire des entrecroisements et vraiment penser que nos études ne seront pas sérieuses là, j'oserais le dire ainsi. Et si vous voulez faire des entrecroisements, ce serait une nouvelle étude qui devrait être validée pour s'assurer que le réseau est en mesure de rencontrer cette nouvelle demande-là. Chaque demande est particulière en soi et nécessite des calculs d'écoulement de puissance, des impacts sur la stabilité, les fréquences, tension, court-circuit. Donc, c'est important de connaître avec exactitude ce qu'on veut faire avec les mégawatts. Donc, les entrecroisements, ce n'est pas quelque chose qui nous apparaît comme étant conforme à ce qu'on peut garantir aussi. On a la responsabilité de garantir que le service de transport demandé, on est en mesure de le rencontrer. Et si on n'a pas validé et fait les études, on ne pourra jamais garantir cette approche-là²⁵⁴. »

²⁴⁶ Pièce NLH-10, dossier P-110-1678.

²⁴⁷ Pièce NLH-11, dossier P-110-1678.

²⁴⁸ Pièce NLH-13, dossier P-110-1678.

²⁴⁹ Pièce NLH-14, dossier P-110-1678.

²⁵⁰ Pièce NLH-15, dossier P-110-1678.

²⁵¹ Pièce NLH-11, dossier P-110-1678, lettre du 24 janvier 2008.

²⁵² NS, 11 février 2010, volume 17, pages 119 à 122.

²⁵³ NS, 11 février 2010, volume 17, page 122.

²⁵⁴ Témoignage de C. Deguire, NS, 3 février 2010, volume 12, pages 124 à 126.

[459] Selon HQT, quand NLH demande à la Régie de lui ordonner de signer une convention pour le service demandé dans sa lettre du 24 janvier 2008, cela équivaut à demander de permettre des transits d'électricité alors que les impacts de ces transits sont inconnus²⁵⁵.

[460] Pour HQT, la demande du 24 janvier 2008 équivaut à demander « *d'exporter, à partir du point HQT, de l'énergie qui vient de quelque part et de nulle part et dont la provenance sera éventuellement connue* »²⁵⁶.

[461] L'expert Hanser a d'ailleurs confirmé, en comparant la Première demande et celle du 24 janvier 2008, que cette dernière demande constituait une nouvelle demande. Selon lui, la demande du 24 janvier 2008 vise un type de transaction d'exportation (*wheel-out*) alors que ce qui avait fait l'objet de l'étude d'impact de la Première demande portait sur des transactions d'importation (*wheel-in*) et des transactions de passage (*wheel-through*). De plus, la durée du service demandé (20 ans ou 30 ans) selon qu'HQT sera en mesure de préciser quels équipements de remplacement seront requis à l'expiration de la vie utile des interconnexions prévue pour 2035, change la donne²⁵⁷.

[462] Une demande modifiée substantiellement doit prendre rang selon sa date de modification dans la séquence des demandes de service²⁵⁸.

[463] HQT réfute l'argument de NLH voulant que sa demande du 24 janvier 2008 soit une demande « moindre et incluse » dans la Première demande ou qu'il s'agisse d'un service provisoire partiel en lien avec la Première demande²⁵⁹. Une demande de service de 20 ans n'a rien de provisoire et HQT réfère au témoignage de messieurs Clermont et Hanser à cet égard²⁶⁰. De plus, le service demandé n'est pas partiel, c'est-à-dire que NLH ne demande pas à obtenir un service pour une partie des options de la Première demande mais une recombinaison d'options²⁶¹.

²⁵⁵ NS, 11 février 2010, volume 17, page 128.

²⁵⁶ NS, 11 février 2010, volume 17, page 131.

²⁵⁷ NS, 11 février 2010, volume 17, page 132; témoignage de P.Q. Hanser, NS, 4 février 2010, volume 13, pages 3 à 85, question 78.

²⁵⁸ NS, 11 février 2010, volume 17, page 132.

²⁵⁹ NS, 11 février 2010, volume 17, page 132 et suivantes.

²⁶⁰ Témoignage de S. Clermont, NS, 29 janvier 2010, volume 9, pages 142 et 143, question 207; témoignage de P.Q. Hanser, NS, 4 février 2010, volume 13, pages 198 à 201, questions 337 à 339.

²⁶¹ NS, 11 février 2010, volume 17, page 135.

[464] HQT souligne qu'en vertu du paragraphe 1(4) de l'Appendice D des Tarifs et conditions, NLH avait le droit, sur réception de l'étude d'impact de la Première demande de « *poursuivre, de modifier ou d'annuler sa demande*²⁶² ». NLH aurait plutôt déclaré, dans sa lettre du 24 janvier 2008, son intention de procéder à l'étape d'avant-projet, tout en demandant quelque chose de contraire, c'est-à-dire la poursuite des études d'impact sur de nouvelles options. NLH avait le droit de changer sa demande, mais HQT devait alors reprendre le travail avec une nouvelle demande et un nouveau rang²⁶³.

[465] Selon HQT, les transactions demandées le 24 janvier 2008 portent uniquement sur les segments de livraison des transactions de passage ultimement envisagées. Les segments de réception requis pour compléter ces transactions de passage ne font l'objet d'aucune réservation ou demande de service. Dans un tel scénario, ni HQT ni NLH ne peut garantir que le segment de réception requis afin de compléter les transactions de passage demandées pourra être fourni. Ainsi, les transactions demandées ne portent pas sur un service de transport ferme de point à point mais sur un service de transport non ferme de point à point²⁶⁴.

[466] La lettre de NLH du 24 janvier 2008 contient donc une nouvelle demande. Cette demande, selon HQT, n'est pas conforme aux dispositions des articles 17.2 des Tarifs et conditions pour une demande ferme ou 18.2 pour une demande non ferme²⁶⁵. Le témoignage de monsieur Deguire est non contredit sur le fait que l'étude d'impact de la Première demande ne traite pas des recombinaisons d'options et que des études supplémentaires sont nécessaires à ces fins²⁶⁶.

[467] Aux paragraphes 103 à 130 de son argumentation écrite²⁶⁷, HQT élabore sur les cinq raisons qui justifient la Régie de ne pas donner suite à la demande de NLH d'ordonner à HQT de signer une convention de service pour les nouveaux services demandés dans la lettre du 24 janvier 2008, à savoir :

²⁶² NS, 11 février 2010, volume 17, pages 139 et 140.

²⁶³ NS, 11 février 2010, volume 17, page 141.

²⁶⁴ NS, 11 février 2010, volume 17, page 145; témoignage de S. Clermont, NS, 29 janvier 2010, volume 9, page 160, question 233.

²⁶⁵ NS, 11 février 2010, volume 17, pages 149 et 150.

²⁶⁶ NS, 11 février 2010, volume 17, pages 151 et 152; témoignage de C. Deguire, NS, 3 février 2010, volume 12, pages 128 et 129.

²⁶⁷ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1678; NS, 11 février 2010, volume 17, pages 155 à 161.

«

- (1) *L'entente proposée ne précise pas la durée du service demandé;*
- (2) *Les Nouvelles Demandes sont incomplètes;*
- (3) *Des études additionnelles sont requises afin de déterminer à quelles conditions le service demandé peut être fourni;*
- (4) *Dans la mesure où le service de transport demandé vise un service de transport non ferme de point à point pour une transaction de passage d'une durée supérieure à un mois, il porte sur un service qui n'est pas prévu aux Tarifs et conditions; ou*
- (5) *Subsidiairement, dans la mesure où la demande de service de transport vise un service à long terme ferme de point à point sans identifier la source ou le point de réception, elle n'est pas conforme aux Tarifs et conditions²⁶⁸. »*

[468] En ce qui a trait au troisième grief à l'effet qu'elle aurait agi en violation des articles 1.32 et 17.2 des Tarifs et conditions en concluant que NLH ne pouvait identifier le point HQT comme point de livraison pour des transactions d'importation au Québec, HQT résume comme suit sa position²⁶⁹ : le point HQT peut être un point de livraison dans le cadre d'une transaction de passage parce que, dans ce cas, la charge n'est pas au Québec. Dans le cadre d'une transaction d'importation, le point HQT peut être un point de livraison si la charge en puissance et énergie est désignée et destinée à la charge locale.

[469] Ainsi, souligne HQT, la Première demande a été déclarée complète parce que la charge desservie était la charge locale²⁷⁰. Quand le point de livraison vise la charge locale du Québec, la livraison peut être faite au point HQT.

[470] Ce n'est pas ce que veut faire NLH dans sa nouvelle demande du 24 janvier 2008. Selon HQT, NLH veut livrer de l'énergie au point HQT sans savoir où cette énergie va être consommée. En l'absence d'une charge, NLH ne peut livrer de l'énergie au point HQT.

²⁶⁸ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1678, page 23, paragraphe 97.

²⁶⁹ NS, 11 février 2010, volume 17, pages 161 à 165.

²⁷⁰ NS, 11 février 2010, volume 17, pages 162 et 163.

[471] Le problème avec ce qui est demandé par NLH tient, selon HQT, au fait que le point HQT n'est pas en soi une donnée suffisante pour permettre à HQT d'analyser une demande d'import en l'absence d'une charge²⁷¹.

[472] HQT soumet également un moyen de droit pour demander le rejet de la conclusion suivante de cette plainte :

« ORDER HQT to recognize that NLH is in its right to use the HQT point as a delivery and a point of receipt and, »

[473] Selon HQT, la Régie a déjà défini à l'article 1.33 des Tarifs et conditions les circonstances dans lesquelles le point HQT peut être désigné comme point de réception :

« 1.33 Point(s) de réception : Le(s) point(s) d'interconnexion sur le réseau de transport du Transporteur où la puissance et l'énergie seront mises à la disposition du Transporteur par le fournisseur en vertu de la Partie II des présentes. Le point HQT, tel que défini aux articles 13.7 et 14.5 des présentes, peut être désigné comme un point de réception. Le(s) point(s) de réception sera (seront) précisé(s) dans la convention de service. »

[474] Aux articles 13.7 et 14.5 des Tarifs et conditions, il est précisé que le point HQT peut être désigné lorsque le *« client du service de transport peut acheter un service de transport pour faire des ventes de puissance et d'énergie provenant de différents groupes turbine-alternateurs qui se trouvent sur le réseau de transport du transporteur »*.

[475] Selon HQT, ce que recherche NLH par sa demande est de faire reconnaître que le point HQT peut être un point de réception dans des circonstances autres que celles déjà prévues aux articles des Tarifs et conditions citées plus haut :

« Q. [134] When you're asking the Régie, in this third conclusion, that you want the Régie to order that the point HQT is a point of receipt, you're asking the Régie to recognize... or have HQT recognize that the point HQT can be a point of receipt in other circumstances than those provided already in the Tariff, is this not a fact?

A. Yes²⁷². »

²⁷¹ NS, 11 février 2010, volume 17, page 164.

²⁷² Témoignage de G. Bennett, NS, 22 janvier 2010, volume 4, page 78, question 134; NS, 11 février 2010, volume 17, page 168.

[476] Pour HQT, cette demande de NLH équivaut à demander un jugement déclaratoire qui modifierait les Tarifs et conditions, ce qui déborde du cadre des articles 98 et 101 de la LRE²⁷³.

[477] Quant à l'argument voulant que l'article 1.32 des Tarifs et conditions soit silencieux quant à la reconnaissance du point HQT comme point de livraison, HQT souligne que l'argument « ce qui n'est pas défendu est permis » ne tient pas. Il y a là, selon elle, une question d'ingénierie : on ne peut pas, au plan technique, injecter de l'énergie au point HQT sans avoir une charge desservie²⁷⁴.

[478] Ce que demande NLH, selon HQT, est la reconnaissance qu'il est possible d'utiliser le point HQT comme un *trading hub* pour l'ensemble des participants du marché. Ce projet de NLH, qui découle du témoignage de l'expert Sinclair, est un projet qui déborde du cadre d'une plainte²⁷⁵.

[479] HQT soumet qu'elle était justifiée de considérer la demande du 24 janvier 2008 comme une demande incomplète ne permettant pas de passer à l'étape d'étude d'avant-projet sans que ne soit précisée la charge (*load* ou *sink*) et la source²⁷⁶. HQT rappelle la discrétion que la FERC reconnaît aux transporteurs à cet égard :

« [...] the commission concluded that transmission providers are afforded discretion in source and sink matters relating to information disclosure. To this end, we stated that a transmission provider's OATT may uniformly require customers to reveal the identities of the respective bus bars of the particular generators and loads as part of a completed request for transmission service. We continue to believe that transmission providers should be afforded discretion to fashion their OATTs to determine what source and sink information is to be disclosed by a customer as part of a request for transmission service. Furthermore, transmission providers are entitled to complete and accurate information when evaluating a transmission request, not just when evaluating the transmission schedule or electronic tag²⁷⁷. »

²⁷³ NS, 11 février 2010, volume 17, page 170.

²⁷⁴ NS, 11 février 2010, volume 17, page 178.

²⁷⁵ NS, 11 février 2010, volume 17, pages 182 et 183.

²⁷⁶ NS, 11 février 2010, volume 17, pages 186 à 193.

²⁷⁷ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1678, page 51, paragraphe 223.

[480] HQT réfute les arguments de l'expert Sinclair et de NLH voulant que le point HQT puisse être un *trading hub*. L'expert Hanser et le témoin Clermont expliquent pourquoi :

« a) L'absence apparente de toute donnée publiée sur les prix d'électricité échangée au Point HQT;

b) L'absence apparente de tout consensus quant à la reconnaissance d'un *Trading hub* au Point HQT;

c) L'absence apparente d'un volume d'échanges d'électricité au Point HQT pouvant révéler l'existence d'un *Trading hub*;

d) Les limitations propres au réseau d'HQT qui empêchent ou limitent considérablement son développement comme *Trading hub*, y compris (1) la capacité de transfert limitée avec ses réseaux voisins, (2) une structure fortement radiale, et (3) la flexibilité limitée des interconnexions asynchrones avec les réseaux voisins²⁷⁸. »

[481] Quant à l'argument de NLH voulant que sa demande ne crée pas de déséquilibre sur le réseau d'HQT, puisque les *wheel-out* d'énergie seront programmés en même temps que les *wheel-in* ultérieurement, HQT souligne que là n'est pas le problème. Dans le cadre d'une demande de service de 20 ou 30 ans, pour le transport de 2 800 MW, HQT doit avoir les données pour bâtir son réseau en fonction du service demandé²⁷⁹. De plus, HQT souligne que l'étude d'impact a été faite pour chacune des options demandées dans la requête initiale et non selon une ou deux parties d'options²⁸⁰.

8.3 RÉPLIQUE DE NLH

[482] Contrairement à ce qu'HQT a plaidé, NLH souligne qu'elle ne demande pas à la Régie de statuer sur la question de savoir si le point HQT est un *trading hub*. Selon NLH, les centrales de Gull Island et Muskrat Falls d'où proviendra l'électricité à être transportée en vertu de la Première demande sont, dans les faits, sur le réseau d'HQT, synchrone avec le réseau d'HQT ou électriquement au Québec²⁸¹. NLH infère de cela que

²⁷⁸ Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1678, pages 42 et 43; pièce HQT-32, rapport de P.Q. Hanser, juin 2009, page 6, paragraphes 9 à 12; témoignage de P.Q. Hanser, NS, 4 février 2010, volume 13, pages 95 à 100, questions 84 et 85; témoignage de S. Clermont, NS, 29 janvier 2010, volume 9, pages 171 à 175, questions 251 à 255.

²⁷⁹ NS, 11 février 2010, volume 17, pages 216 et 217.

²⁸⁰ NS, 29 janvier 2010, volume 9, pages 138 et 139.

²⁸¹ Pièce B-113, réplique de NLH, page 34.

ces centrales sont donc au point HQT au même titre que les centrales d'HQP. HQT aurait donc tort de traiter la demande du 24 janvier 2008 de NLH comme une nouvelle demande d'export et non comme une transaction de passage.

[483] NLH souligne qu'HQP a pu signer des conventions de service à la suite de ses demandes 102 et 103 sur OASIS et a obtenu un service partiel sur les mêmes chemins (les interconnexions NY, NB et NE) faisant l'objet de sa demande du 24 janvier 2008. NLH soutient qu'elle avait droit au même service sur ces chemins étant donné que les centrales de Gull Island et Muskrat Falls sont également au point HQT.

[484] NLH précise que sa lettre du 24 janvier 2008 ne constituait pas une nouvelle demande mais venait préciser les quantités de la quatrième option et affirmait son intention de signer une convention d'avant-projet²⁸².

8.4 OPINION DE LA RÉGIE

[485] Cette plainte est reliée à la plainte P-110-1597 en ce qu'elle découle de la même décision d'HQT, soit la lettre 20 mars 2008 citée plus haut en réponse à la lettre du 24 janvier 2008 de NLH.

[486] Les conclusions ou les mesures demandées par NLH dans cette plainte, qui ne sont pas reliées à la plainte P-110-1597, sont les suivantes :

« *GRANT the present complaint of NLH;*

ORDER HQT to offer a Service Agreement to NLH for the following transactions posted on the HQT OASIS under number :

501235: 284 MW (New Brunswick)

501233: 95 MW (New England)

501231: 190 MW (New York)

[...]

²⁸² Pièce B-113, réplique de NLH, pages 35 et 36, paragraphes 197 à 201.

ORDER HQT to recognize that NLH is in its right to use the HQT point as a delivery and a point of receipt and,

[...]. »

[487] Dans le cadre de l'application des articles 94 et 101 de la LRE, les deux questions auxquelles la Régie doit répondre sont les suivantes :

- Le refus d'HQT de donner suite à la demande de service de NLH du 24 janvier 2008 est-il contraire aux dispositions des Tarifs et conditions? Si oui, est-ce que la Régie peut rendre l'ordonnance demandée « *ORDER HQT to offer a Service Agreement to NLH for the following transactions posted on the HQT OASIS under number : 501235: 284 MW (New Brunswick) 501233: 95 MW (New England) 501231: 190 MW (New York) »?*
- Dans le contexte de la présente décision en regard des plaintes P-110-1565 et P-110-1597, est-ce que la Régie peut rendre la seconde ordonnance demandée à savoir, « *ORDER HQT to recognize that NLH is in its right to use the HQT point as a delivery and a point of receipt [...]* » ou est-ce qu'une telle ordonnance tiendrait lieu, dans les circonstances, d'une décision purement déclaratoire?

8.4.1 LE REFUS D'HQT D'ENGAGER DES NÉGOCIATIONS EN VUE DE LA CONCLUSION D'UNE CONVENTION DE SERVICE DE TRANSPORT FERME DE POINT À POINT POUR LES TRANSACTIONS D'EXPORTATION VERS LE NOUVEAU-BRUNSWICK, LA NOUVELLE-ANGLETERRE ET NEW YORK

[488] Avant d'aborder les arguments de texte soumis notamment par NLH sur la question de savoir si sa lettre du 24 janvier 2008 constituait une nouvelle demande à laquelle HQT ne pouvait donner suite sans faire une étude d'impact ou, dit autrement, si l'étude d'impact de la Première demande transmise à NLH est suffisante pour satisfaire à la demande de service d'exportation vers le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Angleterre et New York contenue dans cette lettre, il faut voir la preuve soumise à la Régie à cet égard.

[489] La Régie retient les éléments suivants de la preuve de NLH et notamment les extraits ci-dessous du témoignage de monsieur Bennett :

- Le rapport complémentaire numéro 6 d'HQT indique qu'il y avait de l'ATC sur les chemins menant vers NY, NB et NE²⁸³;
- Cette conclusion du rapport est commune à toutes les cinq options de la Première demande;
- « *The intent [c'est-à-dire les options de la Première demande] was to understand the incremental impacts that the range of different service requests would have on the system, and the incremental cost associated with the different upgrades that might be required to accommodate the different capacity requirements. So that a cost benefit analysis could be performed by NLH*²⁸⁴ »;
- NLH n'aurait pas changé la durée de sa demande de service, a toujours demandé et demande toujours 30 ans de service. Dans sa lettre du 24 janvier 2008, elle a demandé un service sous l'article 19.7 des Tarifs et conditions pour 20 ans puisque c'était ce qu'il y avait de disponible et signifiait aussi sa volonté de savoir comment HQT prévoyait améliorer son réseau afin de faire suite à la partie de la demande qui visait les 10 dernières années. Cela ne change pas la Première demande, qui elle, est pour 30 ans.

[490] La Régie retient également les éléments suivants de la preuve d'HQT :

- Les transactions demandées dans la lettre du 24 janvier 2008 de NLH sont de la nature de transactions de passage (*wheel-through*), où le segment exportation (*wheel-out*) de la transaction est dissocié temporairement du segment importation (*wheel-in*)²⁸⁵;
- Les livraisons sur les marchés ON, NY, NB et NE constituent des transactions de passage²⁸⁶;
- Une transaction de passage se compose de deux segments simultanés, soit une entrée ou réception d'électricité (importation ou *wheel-in*), appariée simultanément à un segment de sortie ou livraison d'électricité (exportation ou *wheel-out*)²⁸⁷;

²⁸³ Pièce HQT-17, document 1, rapport complémentaire d'étude d'impact, 11 décembre 2007.

²⁸⁴ Témoignage de M. Gilbert Bennett, NS, 19 janvier 2010, volume 1, page 104.

²⁸⁵ Témoignage de G. Bennett, NS, 21 janvier 2010, volume 3, page 73.

²⁸⁶ Témoignage de S. Clermont, NS, 29 janvier 2010, volume 9, page 128, questions 187 et 188.

²⁸⁷ Pièce HQT-30, rapport de P.Q. Hanser, décembre 2008, annexe H.

- Les segments d'entrée et de sortie d'une transaction de passage font l'objet d'une même réservation et d'une seule convention de service de transport²⁸⁸;
- HQT doit connaître à la fois les segments d'entrée et de sortie au moment de la réservation, puisqu'elle a besoin de cette information pour procéder à l'étude d'impact sur son réseau de la transaction de passage²⁸⁹;
- La simultanéité des entrées et sorties est essentielle afin de maintenir l'équilibre énergétique sur le réseau²⁹⁰;
- Les cinq options de la Première demande ont été présentées par NLH et traitées de consentement entre les parties comme cinq alternatives de service de transport distinctes²⁹¹;
- En aucun temps avant le 24 janvier 2008, n'a-t-il été question pour HQT d'étudier d'autres options que celles qui étaient énumérées à la Première demande²⁹²;
- NLH ne peut prétendre que les cinq options analysées dans l'étude d'impact ne constituaient qu'une simple méthode d'organisation du travail qui pouvait faire l'objet de permutations susceptibles d'avoir un impact important sur les conclusions d'HQT, au gré de NLH²⁹³;
- Cette nouvelle demande d'exportation (la demande du 24 janvier 2008) recombine les segments de livraison des transactions de passage envisagées à l'option 2 (95 MW – chemin HQT-NE), à l'option 3 (95 MW – chemin HQT-NE et 190 MW – chemin HQT-MASS) et à l'option 4 (95 MW – chemin HQT-NE et 284 MW – chemin HQT-NB)²⁹⁴;
- Cette nouvelle demande d'exportation ne précise pas la source de l'énergie à transporter ni la durée du service. Alors que sous la Première demande, l'énergie provenait des centrales du Bas-Churchill et le service demandé était d'une durée de 30 ans, HQT ignore la provenance de l'énergie à exporter en vertu de cette nouvelle demande ainsi que la durée du service, qui pourrait être de 20 ou 30 ans²⁹⁵;

²⁸⁸ Témoignage de S. Clermont, NS, 2 février 2010, volume 11, pages 180 à 182, questions 360 à 363.

²⁸⁹ Témoignage de S. Clermont, NS, 2 février 2010, volume 11, pages 186 et 187, question 377; témoignage de P.Q. Hanser, NS, 4 février 2010, volume 13, pages 110 et 111, question 93.

²⁹⁰ Témoignage de S. Clermont, NS, 2 février 2010, volume 11, page 185, question 375.

²⁹¹ Témoignage de C. Deguire, NS, 3 février 2010, volume 12, pages 42 et 43.

²⁹² Témoignage de S. Clermont, NS, 29 janvier 2010, volume 9, pages 71 et 72, question 100.

²⁹³ Témoignage de S. Clermont, NS, 29 janvier 2010, volume 9, pages 72 à 74, questions 102 et 103; témoignage de C. Deguire, NS, 3 février 2010, volume 12, page 124 et suivantes.

²⁹⁴ Témoignage de S. Clermont, NS, 29 janvier 2010, volume 9, pages 125 à 127, questions 184 et 185 et pages 136 et 137, question 198.

²⁹⁵ Témoignage de S. Clermont, NS, 29 janvier 2010, volume 9, pages 139 à 141, questions 202 à 204.

- Dans ces circonstances, HQT était bien fondée à considérer cette recombinaison comme constituant une demande différente, qui aurait dû faire l'objet d'une nouvelle demande de service²⁹⁶;
- La nouvelle demande d'exportation n'est pas « moindre et incluse », puisqu'elle porte sur un type de service de transport (exportation) différent de celui envisagé à la Première demande (passage)²⁹⁷;
- L'article 19.7 des Tarifs et conditions, en ce qui a trait au service provisoire partiel, n'a aucune application en l'espèce²⁹⁸.

[491] La preuve prépondérante est à l'effet que la demande du 24 janvier 2008 n'est pas une demande partielle au sens de l'article 19.7 des Tarifs et conditions cité plus haut, c'est-à-dire une partie du service de transport de point à point demandé, mais une nouvelle demande de service résultant d'une recombinaison d'options. Cela ressort des témoignages de l'ingénieur Deguire²⁹⁹ et de l'expert Hanser³⁰⁰.

[492] Ainsi, comme le souligne HQT, faire droit à cette demande équivaldrait à permettre des transits d'électricité alors que les impacts de ces transits sont inconnus³⁰¹.

[493] En fait, NLH demande à la Régie de mettre de côté la seule preuve de témoins ayant une expertise en matière de mouvements d'énergie sur le réseau de transport d'HQT, et particulièrement sur la question de savoir si HQT devait faire une étude d'impact avant de donner suite à la nouvelle demande du 24 janvier 2008 de NLH.

[494] La Régie ne peut conclure que l'étude d'impact de la Première demande était suffisante pour offrir le service de transport de 20 ans demandé par NLH le 24 janvier 2008, alors que la preuve prépondérante est à l'effet contraire, c'est-à-dire que les trois

²⁹⁶ Témoignage de S. Clermont, NS, 29 janvier 2010, volume 9, pages 139 et 140, questions 200 à 202; NS, 2 février 2010, volume 11, pages 79 à 82.

²⁹⁷ Témoignage de C. Deguire, NS, 3 février 2010, volume 12, page 127.

²⁹⁸ Témoignage de P.Q. Hanser, NS, 4 février 2010, volume 13, pages 198 à 201, questions 337 à 339; témoignage de S. Clermont, NS, 29 janvier 2010, volume 9, pages 141 à 143, question 207.

²⁹⁹ Témoignage de C. Deguire, NS, 3 février 2010, volume 12, page 124 et suivantes.

³⁰⁰ Témoignage de P.Q. Hanser, NS, 4 février 2010, volume 13, pages 83 à 85, question 78.

³⁰¹ NS, 11 février 2010, volume 17, page 128.

transactions demandées résultent d'une recombinaison des options étudiées et devaient faire l'objet d'une étude d'impact au sens de l'article 19.3 des Tarifs et conditions. Donner suite à une telle demande serait de la pure spéculation. La Régie ne peut évidemment s'aventurer sur une telle voie.

[495] La Régie conclut qu'HQT était en droit de refuser d'engager des négociations en vue de la conclusion d'une convention de service de transport ferme de point à point pour les transactions d'exportation vers le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Angleterre et New York et considère la première conclusion de cette plainte non fondée en faits et en droit.

8.4.2 ORDONNANCE DE RECONNAÎTRE LE POINT HQT COMME POINT DE LIVRAISON ET POINT DE RÉCEPTION

[496] Considérant ce que la Régie a décidé en regard de la plainte P-110-1597 qui fait en sorte que la Première demande n'est plus une demande considérée complète au sens des Tarifs et conditions, et considérant sa décision en regard de la plainte P-110-1678 à l'effet qu'HQT est en droit de ne pas donner suite à la nouvelle demande de service de NLH du 24 janvier 2008 et de ne pas signer une convention de service avec NLH, la question de savoir si NLH peut utiliser le point HQT comme un point de livraison et de réception est devenue théorique.

[497] La Régie ne rend pas de décision déclaratoire³⁰².

[498] Pour ces motifs,

³⁰² Décision D-99-156, dossier P-110-19; décision D-2000-151, dossier P-110-356; décision D-2004-107, dossier P-120-11 et décision D-2008-059, dossier P-110-1544.

La Régie de l'énergie :

REJETTE les plaintes P-110-1565, P-110-1597 et P-110-1678.

Jean-Paul Théorêt
Régisseur

Richard Lassonde
Régisseur

Marc Turgeon
Régisseur

Newfoundland and Labrador Hydro représentée par M^e André Turmel,
M^e Pierre-Olivier Charlebois et M^e Pierre Plante;
Hydro-Québec Distribution représentée par M^e Éric Fraser;
Hydro-Québec Production représentée par M^e Stéphane Brière;
Hydro-Québec Transport représentée par M^e Éric Dunberry et M^e Marie-Christine Hivon.

D É C I S I O N

12

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2010-160	P-130-001 et P-130-003	20 décembre 2010
------------	---------------------------	------------------

PRÉSENTS :

Marc Turgeon
Michel Hardy
Richard Lassonde
Régisseurs

Énergie Brookfield Marketing Inc.
Demanderesse

et

Hydro-Québec
Défenderesse

Décision finale

*Plaintes déposées en vertu de l'article 86 de la Loi sur la
Régie de l'énergie*

1. L'INTRODUCTION

[1] Le 15 mars 2010, Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une plainte (P-130-001) dans laquelle elle conteste une décision d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur).

[2] Cette décision, transmise à EBMI le 11 mars 2010, porte sur le refus par le Transporteur de renouveler deux conventions de transport ferme de 43 MW et 68 MW (incluant les pertes de transport) sur le chemin MATI-HQT-NE (les Conventions MATI-NE) pour la période du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2011. La plainte comprend également une demande d'ordonnance de mesures de sauvegarde afin de permettre à EBMI de continuer d'utiliser les services de transport jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue¹.

[3] Le 9 juin 2010, EBMI dépose à la Régie une deuxième plainte (P-130-003) dans laquelle elle conteste une décision du 21 mai 2010 du Transporteur.

[4] Cette seconde plainte porte sur le refus par le Transporteur de reconduire deux conventions de service de transport ferme de 105 MW chacune (incluant les pertes de transport) sur le chemin ON-HQT-NE (les Conventions ON-NE) pour la période du 2 septembre 2010 au 1^{er} septembre 2011. La plainte comprend aussi une demande d'ordonnance de mesures de sauvegarde afin de permettre à EBMI de continuer d'utiliser les services de transport jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue. EBMI demande également à la Régie d'entendre cette plainte en même temps que la plainte P-130-001².

2. LA PROCÉDURE

[5] Le 25 mars 2010, la Régie entend les parties en audience sur la demande d'ordonnance de mesures de sauvegarde relative au dossier P-130-001. Les parties déposent un projet d'ordonnance de sauvegarde qu'elles demandent à la Régie d'entériner. Le jour même, la Régie rend la décision D-2010-031 dans laquelle elle rend une ordonnance de mesures de sauvegarde permettant à EBMI de continuer d'utiliser les

¹ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, pages 17 et 19.

² Dossier P-130-003, pièce B-1, demande, pages 18 et 20.

services de transport ferme sur le chemin MATI-HQT-NE à partir du 1^{er} avril 2010, et ce, jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue.

[6] Le 21 mai 2010, le Transporteur demande la suspension de l'audition de la plainte P-130-001 dans l'attente de la décision finale à intervenir dans le cadre du dossier tarifaire R-3669-2008 Phase 2.

[7] Le 28 mai 2010, EBMI s'oppose à la demande de suspension du Transporteur et soumet ses arguments à cet égard.

[8] Le 3 juin 2010, le Transporteur réplique aux arguments d'EBMI. Le 7 juin 2010, EBMI soumet certains commentaires additionnels.

[9] La Régie, par la décision D-2010-075 du 11 juin 2010, rejette la demande de suspension de l'audition et convoque les parties à une rencontre préparatoire.

[10] Le 21 juin 2010, la Régie tient la rencontre préparatoire pour discuter, notamment, d'un calendrier de traitement des deux dossiers de plainte. Lors de cette rencontre, les deux parties conviennent que les plaintes P-130-001 et P-130-003 devraient être réunies aux fins de l'audience orale.

[11] Le 9 juillet 2010, les parties soumettent un projet d'ordonnance de mesures de sauvegarde pour le dossier P-130-003 qu'elles demandent à la Régie d'entériner. Le 14 juillet 2010, la Régie, par la décision D-2010-089, accueille la demande d'ordonnance de mesures de sauvegarde pour permettre à EBMI de continuer d'utiliser le service de transport sur le chemin ON-HQT-NE jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue.

[12] Le 14 juillet 2010, la Régie rend également la décision D-2010-090 dans laquelle elle accepte la réunion des plaintes P-130-001 et P-130-003 pour l'audience orale et fixe le calendrier de traitement des dossiers.

[13] Le 7 septembre 2010, le Transporteur dépose une affirmation solennelle au soutien de sa demande de traitement confidentiel des annexes 2, 3, 5, 6 et 11 du dossier d'examen interne de la plainte P-130-001, et des annexes 2, 3, 5, 6 et 9 du dossier d'examen interne de la plainte P-130-003.

[14] L'audience orale des plaintes se déroule du 14 au 17 septembre 2010 inclusivement.

3. LES FAITS

[15] EBMI est un client du Transporteur, actif dans les marchés de gros d'électricité du Québec, du Nouveau-Brunswick, de l'Ontario et dans plusieurs états américains, incluant ceux du Nord-Est.

[16] EBMI est le deuxième client en importance du service de transport de point à point du Transporteur. Les conditions de ce service qui lui sont applicables à ce titre sont prévues à la Partie II des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (les Tarifs et conditions)³.

[17] Les 5 et 9 janvier 2007, EBMI dépose deux demandes de service de transport ferme à long terme de point à point pour des capacités respectives de 43 MW et 68 MW (incluant les pertes de transport) sur le chemin MATI-HQT-NE⁴. Les demandes sont acceptées par le Transporteur et les conventions de service sont signées le 31 janvier 2007 pour un service débutant le 1^{er} avril 2007 et se terminant le 31 mars 2008⁵.

[18] Le 2 août 2007, EBMI dépose deux demandes de service de transport ferme à long terme de point à point de 105 MW chacune (incluant les pertes de transport) sur le chemin ON-HQT-NE⁶. À la suite d'une étude d'impact complétée par le Transporteur en mai 2008, ce dernier accepte les demandes de service d'EBMI⁷. Les conventions sont signées le 12 juin 2008 pour un service débutant à la plus éloignée des dates suivantes, le 1^{er} juin 2009 ou la date de mise en service de l'interconnexion entre l'Ontario et le Québec, représentée par le chemin ON-HQT, et se terminant un an après le début du service⁸. Finalement, la date de fin du service de transport a été fixée au 2 septembre 2010⁹.

³ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégué n° 4.

⁴ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégué n° 20.

⁵ Dossier P-130-001, pièce B-1, EBMI-2.

⁶ Dossier P-130-003, pièce B-1, demande, allégué n° 28.

⁷ Dossier P-130-003, pièce B-1, demande, allégué n° 29.

⁸ Dossier P-130-003, pièce B-1, EBMI-6.

⁹ Dossier P-130-003, pièce B-1, demande, allégués n°s 30 et 31.

[19] Entre décembre 2007 et novembre 2008, EBMI souscrit des droits de service de transport ferme à long terme du côté américain, pour des capacités réservées totalisant 282 MW jusqu'en 2013¹⁰.

[20] Le 14 janvier 2008, EBMI demande le renouvellement des Conventions MATI-NE pour la période du 1^{er} avril 2008 au 31 mars 2009¹¹.

[21] Le 4 mars 2008, le Transporteur accepte cette demande, tel qu'il appert des inscriptions affichées sur le site OASIS (*Open Access Same-time Information System*) du Transporteur et des lettres de ce dernier¹². Le Transporteur précise, dans ses lettres, que la durée de vie de l'interconnexion étant limitée, une étude d'impact sera éventuellement requise afin d'identifier le coût d'ajouts au réseau lors d'une demande subséquente de renouvellement.

[22] Du 23 décembre 2008 au 31 janvier 2009, le Transporteur affiche l'avis suivant sur son site OASIS :

« Coordination des capacités de transit »

Dans le contexte de l'ordonnance 890 de la FERC, le Transporteur entreprendra en 2009 des travaux en vue d'aligner les capacités de transit affichées sur OASIS, avec celles affichées sur les réseaux voisins. Au fur et à mesure de la progression des travaux, les nouvelles valeurs de transit seront affichées.

À compter de la publication du présent avis, le Transporteur analysera toute nouvelle demande de service de transport sur ses interconnexions en tenant compte des limites sur les réseaux voisins [...]»¹³.

[23] Le 20 janvier 2009, EBMI demande le renouvellement des Conventions MATI-NE pour la période du 1^{er} avril 2009 au 31 mars 2010. Le 4 mars 2009, le Transporteur accepte cette demande avec les mêmes réserves mentionnées dans la lettre du 4 mars 2008, en ce qui a trait à la durée de vie de l'interconnexion¹⁴.

¹⁰ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégué n° 83 et pièce A-12-2, notes sténographiques (NS) du 15 septembre 2010, volume 2, pages 95 à 98.

¹¹ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégué n° 41 et pièce B-1, EBMI-8.

¹² Dossier P-130-001, pièces B-1, EBMI-8 et EBMI-9.

¹³ Dossier P-130-001, pièce B-1, EBMI-18.

¹⁴ Dossier P-130-001, pièce B-1, EBMI-10.

[24] Le 1^{er} juillet 2009, un service de transport ferme à long terme souscrit par Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur), débute sur le chemin HQT-NE pour une capacité de 1 200 MW et une durée de 35 ans. Le Producteur a transmis la demande pour ce service le 20 janvier 2006¹⁵.

[25] Du 8 juillet au 9 août 2009, le Transporteur affiche l'avis suivant sur son site OASIS :

« Harmonisation des capacités de transport »

Le présent avis fait suite à l'avis publié par le Transporteur sur OASIS le 23 décembre 2008.

À compter d'aujourd'hui, le Transporteur harmonise ses capacités de transport ferme disponibles avec celles des réseaux voisins afin que les réservations de transport de ses clients soient réalisables en tout temps en fonction des capacités de transport des réseaux voisins. Les capacités de transport pour chaque chemin sur l'horizon des treize prochains mois sont affichées sur le site OASIS du Transporteur.

Aucune réservation de transport ferme existante au moment de la publication de cet avis n'est affectée par cette harmonisation. Toutes nouvelles demandes de service de transport ferme incluant les demandes de renouvellement seront évaluées en fonction des nouvelles valeurs de capacité ferme affichées par le Transporteur¹⁶. »

[26] Le 19 janvier 2010, EBMI demande le renouvellement des Conventions MATI-NE, tel qu'il appert des inscriptions affichées sur le site OASIS du Transporteur et de la lettre d'EBMI datée du 20 janvier 2010¹⁷.

[27] Le 12 février 2010, le Transporteur avise EBMI de son refus de renouveler les Conventions MATI-NE à compter du 1^{er} avril 2010, au motif suivant :

« [...] L'analyse des capacités de transport ferme sur ce chemin [MATI-NE] indique toutefois qu'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») ne peut offrir la capacité demandée et par conséquent n'est pas en mesure de renouveler votre demande [...]»¹⁸.

¹⁵ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégué n° 29 et pièce B-1, EBMI-5.

¹⁶ Dossier P-130-001, pièce B-1, EBMI-19.

¹⁷ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégué n° 47 et pièce B-1, EBMI-11.

¹⁸ Dossier P-130-001, pièce B-1, EBMI-12.

[28] Le 22 février 2010, EBMI soumet sa demande de renouvellement des Conventions ON-NE pour une période d'un an débutant le 2 septembre 2010, tel qu'il appert des inscriptions affichées sur le site OASIS du Transporteur¹⁹.

[29] Le 25 février 2010, EBMI soumet au Transporteur une plainte à l'encontre de sa décision du 12 février 2010 de refuser le renouvellement des Conventions MATI-NE²⁰.

[30] Le 11 mars 2010, le Transporteur informe EBMI qu'il maintient sa décision communiquée le 12 février 2010 de refuser les deux demandes de renouvellement de service de transport annuel ferme sur le chemin MATI-HQT-NE pour la période du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2011²¹.

[31] Le 15 mars 2010, EBMI dépose à la Régie une plainte (P-130-001) à l'encontre de la décision du Transporteur du 11 mars 2010 concernant le refus de renouvellement des Conventions MATI-NE.

[32] Le 23 mars 2010, le Transporteur informe EBMI que les demandes de renouvellement des Conventions ON-NE seront éventuellement traitées de la même manière que les demandes de renouvellement des Conventions MATI-NE. De plus, le Transporteur précise que la date de fin du service de transport actuel sur le chemin ON-NE sera au plus tôt le 2 septembre 2010, cette date devant vraisemblablement être prolongée en raison de travaux au site de l'interconnexion Outaouais prévus du 19 avril au 10 mai 2010²².

[33] Le 13 mai 2010, EBMI soumet au Transporteur une plainte concernant le refus du renouvellement des Conventions ON-NE²³.

[34] Le 21 mai 2010, le Transporteur informe EBMI du maintien de sa position de refuser le renouvellement des Conventions ON-NE²⁴.

¹⁹ Dossier P-130-003, pièce B-1, EBMI-5.

²⁰ Dossier P-130-001, pièce B-1, EBMI-16.

²¹ Dossier P-130-001, pièce B-1, EBMI-17.

²² Dossier P-130-003, pièce B-1, EBMI-2.

²³ Dossier P-130-003, pièce B-1, EBMI-13.

²⁴ Dossier P-130-003, pièce B-1, EBMI-14.

[35] Le 9 juin 2010, EBMI dépose à la Régie une deuxième plainte (P-130-003) à l'encontre de la décision du Transporteur du 21 mai 2010.

4. LES PLAINTES

[36] Les conclusions recherchées par EBMI dans le cadre de la plainte P-130-001 qui demeurent pertinentes sont les suivantes :

« [...] »

***ACCUEILLIR** la plainte de la plaignante Énergie Brookfield Marketing Inc.;*

***ORDONNER** au Transporteur, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité, à reconduire pour la période du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2011, les Conventions de services 2007 (EBMI-2) selon les modalités des Tarifs et conditions en vigueur à la date des présentes et **ORDONNER** au Transporteur de permettre à Énergie Brookfield Marketing Inc. de continuer d'utiliser les services de transport ferme à long terme de point à point sur le réseau du Transporteur et en particulier sur le chemin MATI-HQT-NE, conformément aux modalités des Tarifs et conditions présentement en vigueur et découlant des décisions D-2009-018 [sic, D-2009-015] et D-2009-023 pour une capacité réservée de 111/106 MW. »*

[37] Quant à la plainte P-130-003, les conclusions recherchées qui demeurent pertinentes sont les suivantes :

« [...] »

***ACCUEILLIR** la plainte de la plaignante Énergie Brookfield Marketing Inc.;*

***ORDONNER** au Transporteur, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité, de reconduire pour la période du 2 septembre 2010 au 1^{er} septembre 2011, les Conventions de service ON-HQT-NE (EBMI-6) selon les modalités des Tarifs et conditions en vigueur à la date des présentes et **ORDONNER** au Transporteur de permettre à Énergie Brookfield Marketing Inc. de continuer d'utiliser les services de transport ferme à long terme de point à point sur le réseau du Transporteur et en particulier sur le chemin ON-HQT-NE, conformément aux modalités des Tarifs et conditions présentement en vigueur et*

déoulant des décisions D-2009-018 et D-2009-023 pour une capacité réservée totalisant 210/200 MW ».

[38] La Régie précise que la version des Tarifs et conditions applicable à la plainte P-130-003 est celle approuvée par les décisions D-2010-032 et D-2010-041, et non celle approuvée par les décisions D-2009-018 et D-2009-023.

[39] De plus, la Régie comprend que la période de renouvellement pour la plainte P-130-003 devrait être du 22 octobre 2010 au 21 octobre 2011 plutôt que du 2 septembre 2010 au 1^{er} septembre 2011, conformément à l'entente soumise par les parties pour les fins de l'ordonnance de mesures de sauvegarde²⁵.

5. LES OBJECTIONS PRISES SOUS RÉSERVE

[40] La Régie a pris sous réserve une objection d'EBMI et deux objections du Transporteur lors de l'audience.

[41] EBMI s'est objectée à une question posée au témoin du Transporteur à propos d'une affirmation d'EBMI à l'effet que le Transporteur aurait avantage indûment le Producteur. Selon EBMI, cette question amènerait le témoin de fait à formuler une opinion. La Régie constate que la réponse fournie par le témoin ne relève pas de l'opinion²⁶. Par conséquent, l'objection est rejetée.

[42] La première objection du Transporteur portait sur la production en preuve de certains documents déposés dans le cadre d'autres dossiers sous examen devant la Régie, soit les dossiers R-3669-2008 Phase 2 et R-3699-2009. Toutefois, cette objection n'a plus à être tranchée, puisque les parties se sont entendues sur une alternative à la production de ces documents, soit par le biais d'admissions de la part du Transporteur²⁷.

[43] La deuxième objection du Transporteur portait sur la production en preuve d'un document intitulé « *ISO New England Inc. Transmission, Markets and Services Tariff* »

²⁵ Dossier P-130-003, pièce C-1-6.

²⁶ Dossier P-130-001, pièce A-12-3, NS du 16 septembre 2010, volume 3, pages 90 et 91.

²⁷ Dossier P-130-001, pièce A-12-3, NS du 16 septembre 2010, volume 3, pages 142 à 147.

(tarif ISO-NE). EBMI cherche, par le dépôt de ce document, à démontrer que ISO-NE (*Independent System Operator New England*) ne considère pas nécessaire de coordonner le calcul des ATC (*Available Transfer Capability* ou capacité de transport disponible) avec le réseau du Transporteur, compte tenu de la nature technique de l'interconnexion à courant continu entre les deux réseaux.

[44] Au paragraphe 127, la Régie s'exprime sur l'opportunité de traiter, dans les présents dossiers, de l'implantation par le Transporteur d'une approche fondée sur l'harmonisation des interconnexions en fonction des capacités de réception des réseaux voisins (l'implantation de l'harmonisation). Dans le contexte des allégués des plaintes, la Régie juge que le tarif ISO-NE est admissible en preuve et rejette l'objection du Transporteur. Toutefois, pour les motifs exposés plus loin, la Régie considère que ce document n'est pas déterminant aux fins de la présente décision.

6. LA POSITION DES PARTIES

6.1 EBMI

[45] EBMI adopte une position commune pour les deux dossiers de plainte P-130-001 et P-130-003.

[46] Elle soumet que ses demandes de service sur les chemins MATI-HQT-NE et ON-HQT-NE ont été jugées complètes et acceptées par le Transporteur, sans restriction ni condition²⁸.

[47] EBMI estime avoir droit au renouvellement de ses conventions en application de l'article 2.2 des Tarifs et conditions. Cet article a été approuvé par la Régie dans toutes les versions des Tarifs et conditions depuis son approbation initiale (décisions D-2002-286 et D-2003-12). Le libellé de l'article 2.2 se retrouvant aux Tarifs et conditions présentement en vigueur en vertu des décisions D-2009-015 et D-2009-023 n'a pas connu d'amendements significatifs²⁹. L'article 2.2 se lit comme suit :

²⁸ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégué n° 22; dossier P-130-003, pièce B-1, demande, allégué n° 32.

²⁹ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégué n° 114 et 115.

« 2.2 *Priorité de réservation pour les clients existants du service ferme* : Les clients existants du service de transport ferme avec une durée de contrat d'un an ou plus sont en droit de continuer d'utiliser le service de transport du Transporteur à l'expiration, à la reconduction ou au renouvellement de leur contrat. Cette priorité de réservation de transport ne dépend pas du fait que le client existant continue à acheter l'électricité du Producteur, ou choisit d'acheter l'électricité d'un autre fournisseur. Si, à la fin de la durée du contrat, le réseau de transport du Transporteur ne peut pas répondre à toutes les demandes de service de transport, le client existant de service ferme doit accepter une durée de contrat au moins égale à celle d'une nouvelle demande concurrente de la part d'un client admissible et accepter de payer le tarif juste et raisonnable courant approuvé par la Régie pour ce service. Cette priorité de réservation de transport pour les clients existants du service ferme est un droit qui se continue et qui peut être exercé à la fin de tous les contrats fermes d'un an ou plus, à condition que le client en avise le Transporteur par écrit et via OASIS au plus tard soixante (60) jours avant la fin du contrat. »

[48] EBMI prétend que le droit de renouvellement d'un service de transport ferme aux termes de l'article 2.2 des Tarifs et conditions s'examine au moment de la demande initiale. Une fois la demande accordée, le client est en droit d'exiger la reconduction de son service quelles que soient les contraintes qui pourraient survenir postérieurement sur le réseau du Transporteur³⁰.

[49] EBMI soutient que les textes des articles 2.2 et 13.6 des Tarifs et conditions applicables en l'espèce ont été calqués en substance sur les dispositions équivalentes approuvées par la *Federal Energy Regulation Commission* (la FERC). Il s'ensuit qu'on ne peut faire abstraction de l'interprétation de la FERC de ces dispositions, notamment sur la question des droits de renouvellement³¹.

[50] EBMI réfère la Régie à certaines sections des Ordonnances 888, 890 et 890-A de la FERC qui traitent du droit de renouvellement des clients de service de transport à long terme. Essentiellement, EBMI soumet que, selon la FERC, lorsqu'un client signe une convention de service ferme à long terme, l'article 2.2 lui accorde un droit perpétuel d'utiliser le service de transport, dans la mesure où le préavis est transmis à l'intérieur du délai de 60 jours prévu. Dans le cas où un transporteur veut limiter le droit à l'exercice du droit de reconduction, la FERC précise que ces limites doivent être inscrites dans la convention initiale et qu'aucune restriction ne peut être apportée ultérieurement. Ainsi, si

³⁰ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégués n^{os} 116 et 117.

³¹ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 56 à 58.

un problème sur le réseau, postérieur à la signature de la convention, occasionne une insuffisance de capacité de transport disponible, la conséquence n'est pas la perte du droit de reconduction, mais plutôt la réduction du service selon l'article 13.6 des Tarifs et conditions³².

[51] EBMI s'appuie également sur le rapport de son expert, M. Craig Roach, qui a fait l'analyse de plusieurs décisions de la FERC, notamment l'affaire *Exelon Generation Company, LLC c. Southwest Power Pool, Inc.*³³. EBMI soumet que, selon cette décision, un transporteur a l'obligation de maintenir la capacité disponible pour les clients ayant des droits de renouvellement et que les restrictions relatives à ces droits doivent être inscrites dans la convention de service initiale.

[52] En l'espèce, EBMI soumet que les conventions de service signées avec le Transporteur ne comportaient aucune restriction ni condition relative au droit de renouvellement prévu à l'article 2.2 des Tarifs et conditions. La seule restriction à laquelle le Transporteur fait référence dans ses lettres acceptant les demandes de renouvellement a trait à la durée de vie utile de l'interconnexion, ce qui n'est aucunement lié au motif de refus invoqué par le Transporteur en 2010³⁴.

[53] Selon EBMI, une insuffisance de capacité de transport sur le réseau du Transporteur, en raison d'un problème sur le réseau ou d'un événement quelconque ne fait pas perdre le droit de reconduction d'un client en service ferme à long terme. Toutefois, cette situation peut occasionner une réduction de service pour les clients du service de transport ferme à long terme au sens de l'article 13.6 des Tarifs et conditions³⁵. C'est également l'opinion du témoin expert Roach qui s'appuie sur la décision *ConocoPhillips* de la FERC³⁶ pour conclure que, dans un tel cas, il y a lieu d'appliquer une réduction proportionnelle de service à tous les clients de service ferme point à point (« *a pro rata curtailment of all firm customers including firm point-to-point customers* »)³⁷.

³² Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 85 à 91.

³³ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 2^e volume, onglet 4 A, *Exelon Generation Company, LLC c. Southwest Power Pool, Inc.* [99 FERC 61,235].

³⁴ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 19 et 20.

³⁵ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 85 et 86.

³⁶ Dossier P-130-001, pièce B-13, rapport de l'expert C. Roach, 30 juillet 2010, pages 18 et 19.

³⁷ Dossier P-130-001, pièce B-13, rapport de l'expert C. Roach, 30 juillet 2010, page 18, paragraphe 34.

[54] Quant à la question de l'harmonisation, EBMI souligne que le Transporteur a décidé seul de réduire sa capacité de transport disponible de 2 000 MW à 1 200 MW, en sachant que cette décision aurait des impacts sur les droits d'EBMI. Malgré tout, le Transporteur n'a pas avisé directement EBMI de cette situation et n'a pas demandé à la Régie d'approuver cet important changement³⁸. EBMI soutient que le Transporteur ne peut modifier des conditions contractuelles par le biais d'avis affichés sur le site OASIS³⁹.

[55] Selon EBMI, le Transporteur a décidé unilatéralement de procéder à l'harmonisation de ses capacités de transport disponibles dans le but de s'assurer que les clients qui détiennent des ententes de service de transport ferme puissent réaliser leurs transactions en tout temps. EBMI soutient qu'une telle approche équivaut à s'immiscer dans le contexte commercial entre des clients⁴⁰.

[56] Enfin, EBMI juge que le Transporteur a modifié la méthodologie de calcul de l'ATC prévue à l'Appendice C des Tarifs et conditions⁴¹ et donc, qu'une autorisation préalable de la Régie était requise⁴².

[57] Par ailleurs, quant à la solution alternative aux plaintes proposée par le Transporteur et consistant à utiliser un produit de service de transport non ferme, EBMI considère que cette question de savoir si un service non ferme est suffisant pour répondre à ses besoins n'est pas pertinente à l'objet de ses plaintes⁴³.

6.2 LE TRANSPORTEUR

[58] Le Transporteur soutient qu'il a traité les demandes de renouvellement d'EBMI en conformité avec les articles 2.2 (Priorité de réservation pour les clients existants du service ferme), 13.2 (Priorité de réservation), 17.5 (Réponse à une demande complète) et avec l'Appendice C (Méthodologie pour évaluer la capacité de transport disponible) des Tarifs et conditions⁴⁴.

³⁸ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 26 et 27.

³⁹ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, page 25.

⁴⁰ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 32 et 33.

⁴¹ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, page 64.

⁴² Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégué n° 96.

⁴³ Dossier P-130-001, pièce B-11, réponses d'EBMI à la demande de renseignements n° 1 du Transporteur et pièce A-12-1, NS du 14 septembre 2010, volume 1, pages 77 et 78.

⁴⁴ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégué n° 8.

[59] Le Transporteur, s'appuyant sur la décision de la FERC, *Tenaska Power Services Co.*⁴⁵, soutient qu'il pouvait utiliser la méthode de son choix pour procéder à l'étude des demandes de renouvellement selon l'article 2.2 des Tarifs et conditions⁴⁶. Le Transporteur fait également référence à deux décisions de la FERC, soit *Long Island Lighting Company*⁴⁷ et *Southwest Power Pool, Inc.*⁴⁸ pour soutenir que l'article 2.2 octroie un droit de priorité de réservation lorsqu'il y a une demande concurrente⁴⁹.

[60] De plus, le Transporteur soumet qu'une demande de renouvellement est traitée comme une nouvelle demande pour les raisons suivantes : (i) une demande de renouvellement doit être inscrite sur le site OASIS avec un nouveau numéro de demande, (ii) une demande de renouvellement mène à la conclusion d'une nouvelle convention de service de transport et (iii) le fait qu'une demande de renouvellement est traitée comme une nouvelle demande a été clairement indiqué dans l'avis du 8 juillet 2009 sur le site OASIS⁵⁰.

[61] Les demandes de renouvellement sont analysées en fonction des conditions existantes au moment du dépôt de ces demandes et en prenant en considération les réservations prioritaires selon l'article 13.2 des Tarifs et conditions⁵¹.

[62] De plus, l'article 2.2 des Tarifs et conditions ne doit pas être interprété comme offrant un accès au service de transport à perpétuité⁵².

[63] Par ailleurs, l'Appendice C prévoit la méthode qui doit être utilisée par le Transporteur pour calculer l'ATC. Depuis le 8 juillet 2009, le Transporteur prend en compte les capacités des réseaux voisins par le biais de la *Transmission Reliability*

⁴⁵ *Tenaska Power Services Co. v. Midwest Independent Transmission System Operator, Inc.*, Order on Complaints, Dockets No. EL04-43-000 and EL04-46-000, March 8, 2004, paragraphe 48.

⁴⁶ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégué n° 9 et pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, page 127.

⁴⁷ *Long Island Lighting Company v. Northeast Utilities Service Company*, Order Denying Complaint and Accepting Termination, Dockets No. EL97-34-000 and ER97-2746-000, June 26, 1997, page 4.

⁴⁸ *Southwest Power Pool, Inc.*, Order on Paper Hearing, Docket No. EL09-40-000, January 21, 2010, paragraphe 28.

⁴⁹ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégué n° 10 a).

⁵⁰ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégué n° 10 b).

⁵¹ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégués n° 10 c) et 10 d).

⁵² Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégué n° 10 e).

Margin (TRM). Ce faisant, le Transporteur prétend qu'il n'a pas modifié la méthode ni l'équation utilisée pour calculer l'ATC⁵³.

[64] En appliquant la méthode de calcul de l'ATC en conformité avec l'Appendice C, le Transporteur a déterminé que l'ATC en transport ferme sur le chemin HQT-NE était de 1 200 MW depuis le 8 juillet 2009⁵⁴.

[65] Cette capacité est établie en fonction de contraintes sur le réseau voisin connues par EBMI lors des demandes de service initiales et lors du renouvellement de ces demandes. En utilisant les contraintes des réseaux voisins pour établir l'ATC, le Transporteur a voulu utiliser une valeur transparente et non arbitraire⁵⁵.

[66] Le Transporteur soumet qu'il est le seul responsable de la gestion et de la planification de son réseau de transport. La gestion de réseau de transport inclut l'application de valeurs et autres contraintes qui apparaissent appropriées au Transporteur pour déterminer l'ATC sur le réseau, en conformité avec l'Appendice C et les pratiques reconnues dans le domaine. En l'absence de toute démonstration probante d'erreur ou de non-conformité à l'égard de l'application de l'Appendice C par le Transporteur, il n'est pas du rôle de la Régie de s'immiscer dans la détermination d'une valeur de capacité de transfert⁵⁶.

[67] Le Transporteur soumet que l'harmonisation des capacités de transport vise à s'assurer que les réservations de transport de ses clients soient réalisables en tout temps, en fonction des capacités de transport des réseaux voisins. Cela s'inscrit dans une démarche commerciale ayant pour objectif *une plus grande transparence et cohérence de l'information*⁵⁷.

[68] Le Transporteur explique avoir valablement informé ses clients de l'harmonisation par le biais d'avis affichés sur son site OASIS. Selon le Transporteur, la publication d'avis sur OASIS lui permet de communiquer avec tous les clients en même temps et de façon transparente. L'information quant à la coordination des capacités de transport qui se retrouve dans les avis sur OASIS est de nature commerciale et tous les clients doivent

⁵³ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégués n^{os} 12 à 14.

⁵⁴ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégué n^o 15.

⁵⁵ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégués n^{os} 16 et 17.

⁵⁶ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégués n^{os} 19 à 22.

⁵⁷ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégués n^{os} 24 et 25.

avoir accès à cette information en même temps, et ce, en conformité avec le Code de conduite du Transporteur⁵⁸.

[69] Par ailleurs, le Transporteur soumet qu'il a proposé à EBMI une solution efficace, disponible et apte à clore la plainte⁵⁹ qui consiste à utiliser un produit de service de transport non ferme disponible et valable⁶⁰.

[70] Sur la question de l'application de l'article 13.6 des Tarifs et conditions portant sur la réduction du service de transport ferme dans les cas où il y a des contraintes sur le réseau, le Transporteur souligne que la réduction proportionnelle des services a des conséquences sur des tiers, notamment le Producteur, et que la Régie ne peut rendre une décision à cet égard sans permettre à ces tiers de faire des représentations⁶¹.

[71] Selon le Transporteur, l'application de réductions proportionnelles sur les réservations de capacité de transport ferme du Producteur et d'EBMI, comme le prévoit l'article 13.6 des Tarifs et conditions, serait inéquitable pour le Producteur, puisque ce dernier subirait une réduction sur un contrat d'une durée de 35 ans, alors qu'EBMI pourrait décider de ne pas renouveler ses engagements dans le futur. De plus, comme EBMI détient plus de transport ferme sur le réseau du Transporteur que sur celui d'ISO-NE, une réduction au pro rata n'aurait pas d'impact pour EBMI⁶².

6.3 LA RÉPLIQUE D'EBMI

[72] Sur l'application de la règle de la réduction proportionnelle selon l'article 13.6 des Tarifs et conditions et qui affecterait le Producteur, EBMI souligne que l'application de l'article 13.6 prévoit comment tous les clients sont affectés par une réduction de capacité de transport. De plus, si l'harmonisation doit déclencher l'application de la règle de proportionnalité de l'article 13.6, EBMI soumet qu'il s'agit d'une indication que les clients sont affectés par l'harmonisation et que ce changement introduit par le Transporteur aurait dû faire l'objet d'une demande spécifique à la Régie⁶³.

⁵⁸ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégués n°s 26 à 28.

⁵⁹ Dossier P-130-001, pièce B-1, EBMI-17, section 2.4.

⁶⁰ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégué n° 31.

⁶¹ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 145 et 146.

⁶² Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 148 à 151.

⁶³ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, page 181.

[73] Sur l'application de l'article 13.6 des Tarifs et conditions, EBMI souligne que cet article vise l'insuffisance de capacité sur le réseau du Transporteur lorsqu'un problème de nature technique survient, tel la perte d'une ligne. Quand le Transporteur décide de s'imposer une restriction ayant un impact sur la clientèle, comme il le fait par l'implantation de l'harmonisation, cela ne relèverait plus de l'application de l'article 13.6 mais d'un changement de *policy*, comme le souligne l'expert Roach, nécessitant alors une modification des Tarifs et conditions. Le forum approprié pour introduire de tels changements est une cause tarifaire⁶⁴.

[74] Quant aux décisions de la FERC citées par le Transporteur, EBMI considère que ces décisions traitent du mécanisme de *tie-breaking* de l'article 2.2 du *Pro Forma Open Access Transmission Tariff* (tarif pro forma) applicable lorsqu'il y a une demande concurrente à celle de renouvellement d'un client⁶⁵. Selon EBMI, ces décisions ne portent pas sur le droit au renouvellement d'un contrat comme dans le cas présent.

7. L'OPINION DE LA RÉGIE

[75] La Régie est saisie de deux plaintes d'EBMI portant sur le refus du Transporteur de lui accorder le renouvellement de quatre conventions de service de transport ferme de long terme pour une période d'un an. Le Transporteur invoque comme motif de refus qu'il ne peut offrir les capacités fermes de transport demandées. L'insuffisance de capacité résulte du fait que le Transporteur a procédé à l'harmonisation de sa capacité de transport ferme avec celle du réseau voisin et que l'implantation de cette harmonisation a eu pour effet de réduire la capacité de transport ferme disponible sur le chemin HQT-NE de 2 000 MW à 1 200 MW.

[76] Conformément à l'article 98 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁶⁶ (la Loi), lorsqu'elle examine une plainte, la Régie doit vérifier si l'application des tarifs et des conditions de transport a été suivie par le Transporteur. Lorsqu'elle considère la plainte fondée, l'article 101 de la Loi accorde à la Régie le pouvoir d'ordonner au Transporteur d'appliquer, dans le délai qu'elle fixe, les mesures qu'elle détermine relativement à l'application des tarifs et des conditions.

⁶⁴ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 184 à 186.

⁶⁵ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 182 et 183.

⁶⁶ L.R.Q., c. R-6.01.

[77] La Régie doit donc déterminer si la décision du Transporteur de refuser les demandes de renouvellement des Conventions MATI-NE et des Conventions ON-NE pour le motif d'insuffisance de capacité de transport ferme disponible due au processus d'harmonisation qu'il a mis en place le 8 juillet 2009, est conforme aux dispositions des Tarifs et conditions.

[78] Plus spécifiquement, la Régie doit se demander si le Transporteur était bien fondé de traiter les demandes de renouvellement d'EBMI comme de nouvelles demandes de service et, par conséquent, déterminer si la capacité de transport ferme était suffisante pour accepter ces demandes de renouvellement.

[79] La question principale soulevée par ces plaintes a trait à la portée de l'article 2.2 des Tarifs et conditions qu'il y a lieu de citer à nouveau :

« 2.2 Priorité de réservation pour les clients existants du service ferme : Les clients existants du service de transport ferme avec une durée de contrat d'un an ou plus sont en droit de continuer d'utiliser le service de transport du Transporteur à l'expiration, à la reconduction ou au renouvellement de leur contrat. Cette priorité de réservation de transport ne dépend pas du fait que le client existant continue à acheter l'électricité du Producteur, ou choisit d'acheter l'électricité d'un autre fournisseur. Si, à la fin de la durée du contrat, le réseau de transport du Transporteur ne peut pas répondre à toutes les demandes de service de transport, le client existant de service ferme doit accepter une durée de contrat au moins égale à celle d'une nouvelle demande concurrente de la part d'un client admissible et accepter de payer le tarif juste et raisonnable courant approuvé par la Régie pour ce service. Cette priorité de réservation de transport pour les clients existants du service ferme est un droit qui se continue et qui peut être exercé à la fin de tous les contrats fermes d'un an ou plus, à condition que le client en avise le Transporteur par écrit et via OASIS au plus tard soixante (60) jours avant la fin du contrat⁶⁷. » [nous soulignons]

[80] Par ailleurs, la Régie est d'avis que la question de savoir si la solution alternative proposée par le Transporteur à EBMI d'utiliser un produit de service de transport non ferme est valable ou pas, n'est pas pertinente au débat devant elle.

⁶⁷ Version des Tarifs et conditions telle qu'approuvée par les décisions D-2009-015 et D-2009-023 pour la plainte P-130-001 et par les décisions D-2010-032 et D-2010-041 pour la plainte P-130-003. Aucune modification à l'article 2.2 entre les versions de 2009 et 2010.

La portée de l'article 2.2 des Tarifs et conditions

[81] L'article 2.2 des Tarifs et conditions actuellement en vigueur origine du Règlement 659 d'Hydro-Québec⁶⁸ (le Règlement 659).

[82] Le Règlement 659 reproduit essentiellement le texte du tarif pro forma adopté par la FERC par son Ordonnance 888 du 24 avril 1996.

[83] Le texte de l'article 2.2 des Tarifs et conditions applicable aux présentes plaintes est substantiellement le miroir du texte de l'article 2.2 du tarif pro forma, tel qu'il appert des différentes versions en anglais comparatives de cet article déposées par EBMI⁶⁹.

[84] Dans ce contexte, et bien qu'elle ne soit pas liée par les décisions de la FERC, la Régie considère que les décisions de la FERC sont pertinentes afin d'apporter un éclairage lui permettant d'interpréter la portée du droit de renouvellement prévu à l'article 2.2 des Tarifs et conditions.

[85] La Régie reprend ainsi, dans l'ordre chronologique, les décisions pertinentes de la FERC qui traitent de l'article 2.2 du tarif pro forma.

[86] Le 24 avril 1996, la FERC rend l'Ordonnance 888 qui a donné lieu à l'adoption du tarif pro forma. Dans cette ordonnance, elle traite du droit d'un client de continuer à utiliser un service de transport ferme en ces termes :

« 175 [...] A further issue concerning firm contract customers is their right to transmission capacity (and the rate for such capacity) when their contracts expire by their own terms or become subject to renewal or rollover. We have concluded that all firm transmission customers (requirements and transmission-only), upon the expiration of their contracts or at the time their contracts become subject to renewal or rollover, should have the right to continue to take transmission service from their existing transmission provider. The limitations are that the underlying contract must have been for a term of one-year or more and the existing customer must agree to match the rate offered by another potential customer, up to the

⁶⁸ Règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau, 129 G.O. partie II, 12 mars 1997, page 1248, approuvé par le décret 276-97 du gouvernement du Québec le 5 mars 1997.

⁶⁹ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 1^{er} volume, onglet 2 D.

transmission provider's maximum filed transmission rate at that time, and to accept a contract term at least as long as that offered by the potential customer.

176/ This means that there is no right to grandfather the historical price of the transmission service. Thus, if not enough capacity is available to meet all requests for service, the right of first refusal gives the capacity to the existing customer who had contractually been using the capacity on a long-term, firm basis, assuming that it meets the conditions set forth above⁷⁰. » [nous soulignons]

[87] Dans l'Ordonnance 888-A du 4 mars 1997, la FERC revient spécifiquement sur le droit de premier refus (*Right of First Refusal*) :

« *Right of First Refusal*

In the Final Rule, the Commission concluded that all firm transmission customers (requirements and transmission-only), upon the expiration of their contracts or at the time their contracts become subject to renewal or rollover, should have the right to continue to take transmission service from their existing transmission provider. 46 / If not enough capacity is available to meet all requests for service, the right of first refusal gives the existing customer who had contractually been using the capacity on a long-term, firm basis the option of keeping the capacity. However, the limitations imposed by the Commission are that the underlying contract must have been for a term of one- year or more and the existing customer must agree to match the rate offered by another potential customer, up to the transmission provider's maximum filed transmission rate at that time, and to accept a contract term at least as long as that offered by the potential customer. 47 / Moreover, the Commission indicated that this right of first refusal is an ongoing right that may be exercised at the end of all firm contract terms (including all future unbundled transmission contracts)⁷¹. » [nous soulignons]

[...]

« *Commission Conclusion*

*In this order, the Commission reaffirms its decision to give a reservation priority to existing and future firm transmission customers served under a contract of one year or more, and also addresses petitioner arguments regarding the Commission-imposed limitations associated with the exercise of that priority*⁷². » [nous soulignons]

⁷⁰ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 1^{er} volume, onglet 3 I A, pages 5 et 6.

⁷¹ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 1^{er} volume, onglet 3 I B, pages 1 et 2.

⁷² Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 1^{er} volume, onglet 3 I B, page 7.

[88] Il ressort de ces ordonnances de la FERC que, d'une part, le client de service de transport ferme de long terme d'un an et plus a le droit de continuer d'utiliser le service à l'expiration de sa convention de service. D'autre part, dans le cas où le client existant décide de continuer d'utiliser le service et où il y aurait d'autres demandes concurrentes, si la capacité sur le réseau n'est pas suffisante pour satisfaire à toutes les demandes, le client existant a droit à une priorité sur les autres demandes à la condition d'égaliser la meilleure offre concurrente.

[89] Le 31 mai 2002, dans l'affaire *Exelon Generation Company, LLC (Exelon) v. Southwest Power Pool, Inc. (SPP)*, la FERC s'est prononcée sur l'application de l'article 2.2 du tarif pro forma dans une situation où un transporteur a refusé une demande de renouvellement au motif de capacité de transport insuffisante, à la suite de la réalisation d'une étude d'impact⁷³.

[90] Dans cette affaire, le transporteur SPP refusait de renouveler l'entente de service du client Exelon en raison de changements à des engagements fermes (« *native load growth, changes in external trading patterns, generation dispatch modeling assumptions and loop flow changes* »). Ces changements ont entraîné des surcharges sur des portions du réseau de SPP, en attendant que des travaux de renforcement soient complétés⁷⁴.

[91] À l'instar de l'article 2.2 des Tarifs et conditions, le texte de l'article 2.2 du tarif de SPP prévoit que le client existant d'un service ferme long terme a le droit de continuer d'utiliser le service de transport à l'expiration, à la reconduction ou au renouvellement de son engagement. Même si le motif lié aux contraintes du réseau de SPP dans cette affaire n'est pas de la même nature que le motif invoqué par le Transporteur pour refuser les demandes de renouvellement d'EBMI, cette décision est pertinente pour déterminer la portée à donner à l'article 2.2 quant au droit de renouvellement d'un contrat ferme d'un an et plus.

[92] SPP a plaidé notamment que l'article 2.2 était inapplicable en l'absence de demande concurrente et qu'une demande de renouvellement devait être traitée comme une nouvelle demande. La FERC a rejeté les arguments de SPP et accueilli la plainte pour les motifs suivants :

⁷³ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 2^e volume, onglet 4 A, paragraphe 3.

⁷⁴ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 2^e volume, onglet 4 A, paragraphes 13 et 25.

« 23. The Commission will grant Exelon's complaint. Section 2.2 of SPP's OATT provides, in relevant part:

Reservation Priority For Existing Firm Service Customers: Existing firm service customers (wholesale requirements and transmission-only, with a contract term of one-year or more, and retail) . . . have the right to continue to take transmission service from the Transmission Provider when the contract expires, rolls over, or is renewed . . . This transmission reservation priority for existing firm service customers is an ongoing right that may be exercised . . . at the end of all firm contract terms of one year or longer . . . If competing existing firm service requirements customers apply for service that cannot be fully provided, the priority rights will be ranked in accordance with first-come, first-served principles. If firm service customers tie, then the capacity for which they receive priority rights under this Tariff shall be apportioned on a pro rata basis.

24. As stated earlier, Section 2.2 of the SPP OATT adopts the language of the Commission's pro forma OATT. The Commission has consistently held that under Section 2.2, all firm transmission customers (requirements and transmission-only), upon the expiration of their contracts or at the time their contracts become subject to renewal or rollover, have a right to continue to take transmission service from their existing transmission provider. The underlying contract must have been for a term of one-year or more (i.e., be a long-term contract) and the existing transmission customer must agree to match the rate offered by another potential transmission customer (up to the transmission provider's maximum filed rate at that time) and to accept a contract term at least as long as that offered by the potential customer (sometimes referred to as the right of first refusal). This rollover right, set forth in Section 2.2, was intended to apply regardless of whether there is a competing request for transmission service. Thus, Exelon has the right to request a rollover of its existing firm point-to-point transmission service.

25. SPP maintains that it is unable to provide the requested service due to changes to existing firm uses on its system including native load growth, changes in external trading patterns, generation dispatch modeling assumptions, and loop flow changes. SPP's arguments in this regard are not sufficient to override Exelon's rollover rights under Section 2.2 of the SPP OATT. Under Section 2.2, SPP is obligated to maintain available transmission capacity for its existing long-term transmission customers with rollover rights, such as Exelon, until the time expires for those customers to exercise their rollover rights. While we stated in Entergy that "by exercising a right of first refusal an existing transmission customer is, in effect, arranging a new long-term firm point-to-point transmission service," that does not diminish an existing customer's rollover right and related reservation priority as SPP argues. In this regard, we note that Exelon properly complied with SPP's tariff and exercised its rollover right on March 11, 2002, more than 60 days prior to the June 1, 2002 expiration date.

[...]

27. *The Commission has consistently reaffirmed this policy, stating that a transmission provider can deny a customer the ability to rollover its long-term firm service contract only if the transmission provider includes in the original service agreement specific, reasonably forecasted native load needs that will use the transmission capacity provided under the contract at the end of the contract term. Any limitations to the rollover rights must be clearly stated in the customer's service agreement. Because the service agreement at issue here contains no such limitations on Exelon's rollover rights, Section 2.2 of the SPP OATT controls⁷⁵.* »
[nous soulignons]

[93] Ainsi, selon la FERC, l'article 2.2 accorde à un client existant qui a une réservation ferme de long terme d'un an et plus un droit de renouvellement du service de transport à l'expiration de sa convention, et ce, qu'il y ait ou non une demande concurrente. La FERC ajoute également qu'un transporteur a l'obligation de maintenir la capacité disponible pour permettre aux clients d'exercer leur droit de renouvellement et que toute limitation de ce droit doit être prévue dans la convention de service initiale.

[94] SPP a déposé à la FERC une demande en révision de cette décision. En novembre 2002, la FERC a rejeté la demande de révision de SPP et a clairement réitéré l'obligation, pour le transporteur, de s'assurer de maintenir la capacité de transport disponible afin de satisfaire les demandes des clients qui détiennent des droits de renouvellement. De plus, dans le cas où une contrainte surviendrait après la signature de la convention initiale, la FERC a indiqué que le transporteur a l'obligation de construire des ajouts au réseau pour alléger la contrainte de réseau ou d'appliquer la procédure de réduction de service ferme prévue au tarif de SPP :

« 13. SSP's arguments do not diminish Exelon's rollover rights under Section 2.2 of the SPP OATT. Under Section 2.2 of its OATT, SPP is responsible for maintaining available transmission capacity for existing long-term transmission customers with rollover rights, such as Exelon, until the time expires for those customers to exercise their rollover rights. In providing for Exelon's rollover rights in Section 2.2, SPP is responsible for evaluating the impact of the exercise of these rights on its system.

14. [...] Under section 2.2 of its OATT, SPP is responsible for maintaining available transmission capacity for existing long-term transmission customers with rollover rights, such as Exelon, until the time expires for those customers to exercise their rollover rights. Thus, the constraint that SPP cites are not sufficient to override Exelon's rollover rights. If constraints arise after a transmission

⁷⁵ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 2^e volume, onglet 4 A, pages 6 à 8.

provider enters into a long-term agreement with a transmission customer (and that agreement contains no restrictions on the transmission customer's rollover rights), the obligation is on the transmission provider to either build additional transmission facilities to relieve the constraint or to implement the curtailment procedures set forth in its OATT.

15. In its rehearing request, SPP states that « [t]he Commission's order will force SPP and other transmission providers to presume that all long-term customers will renew their service, and evaluate the impact of the service for years beyond the requested term of the proposed service agreement. » SPP is correct in this regard. Indeed, it was the intent of the Commission in establishing the rollover policy that long-term customers have the right to continue to take service and, accordingly, that the transmission provider be in the position of continuing to provide it⁷⁶. » [nous soulignons]

[95] De plus, dans cette même décision, la FERC a été amenée à préciser le seul cas où une demande de renouvellement peut être traitée comme une nouvelle demande :

« 40 [...] The only instance in which a transmission provider can require a new system impact study for an existing long-term customer seeking to rollover over its service would be where that customer requests a change to a receipt or delivery point in an existing long-term firm transmission service agreement. In that instance, the customer's request can be treated as a new request for service for purposes of the availability of capacity⁷⁷. » [nous soulignons]

[96] La Régie comprend de cette décision que, selon la FERC, une demande de renouvellement ne peut être traitée comme une nouvelle demande, sauf dans le cas où le client souhaite modifier le point de réception ou de livraison dans sa convention de service existante.

[97] Le 16 février 2007, dans l'Ordonnance 890, la FERC expose à nouveau sa position sur la portée de l'article 2.2 du tarif pro forma :

« 3. Rollover Rights

1214. Section 2.2 of the pro forma OATT allows existing firm transmission service customers – wholesale requirements and transmission-only customers with

⁷⁶ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 2^e volume, onglet 4 B, pages 5 et 6.

⁷⁷ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 2^e volume, onglet 4 B, page 16.

contracts of one year or more – the right to continue to take transmission service from the transmission provider when the customer's contract expires.

[...]

1215. [...] Once a transmission provider evaluates the impact on its system of serving a long-term firm transmission customer and grants the transmission customer existing capacity, the transmission provider must plan and operate its system with the expectation that it will continue to provide service to the transmission customer should the transmission customer exercise the right of first refusal. If constraints arise after a transmission provider enters into a long-term agreement with the transmission customer (and that agreement does not contain an allowed restriction on the transmission customer's right of first refusal), the obligation is on the transmission provider to either curtail service to all affected customers or build more capacity to relieve the constraint. A transmission provider is obligated to curtail service pursuant to its OATT or expand its system when its system becomes constrained such that it cannot satisfy existing transmission customers, including the exercise of their rollover rights, because it should have planned and operated its system with the expectation that each long-term firm transmission customer will exercise its rollover rights.

[...]

Commission Determination

1255. The Commission will not adopt any changes to its matching policies at this time. At the time of rollover of their contracts, transmission customers will continue to be required to match competing requests for service as to term and rate in order to roll over their service. This preserves the current policy goal of providing a mechanism for awarding capacity to those who value it most, as well as providing for a tie-breaking mechanism when needed that gives priority to existing customers so that they may continue to receive transmission service. Absent the requirement that the customer match the contract term of a competing request, transmission providers could be forced to enter into shorter-term arrangements that could be detrimental from both an operational standpoint (i.e., system planning) and a financial standpoint. We clarify, however, that transmission customers must also enter into a transmission contract of at least five years in order to obtain a subsequent rollover right in the absence of a competing request for a longer term.

1256. The Commission will continue to require rollover restrictions based on reasonable forecasts of native load growth or preexisting contracts that commence in the future to be included in the initial transmission service agreement. This will remain the only appropriate way to restrict a rollover right⁷⁸. » [nous soulignons]

⁷⁸ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 1^{er} volume, onglet 3 I C, pages 712 à 715, 743 et 744.

[98] La FERC revient sur la question des restrictions au droit de renouvellement dans l'Ordonnance 890-A du 28 décembre 2007 :

« 2. Rollover Rights

[...]

633. The Commission declined to eliminate the requirement that an existing transmission customer match competing offers as to term and rate in order to roll over its service. The Commission also continued to require rollover restrictions to be based only on reasonable forecasts of native load growth or preexisting contracts that commence in the future. The Commission affirmed that any restrictions on a customer's rollover rights must be included in the initial transmission service agreement.

[...]

Commission Determination

*675. The Commission continues to believe it is appropriate to require that rollover restrictions be based on reasonable forecasts of native load growth or preexisting contracts that commence in the future and that such restrictions be included in the initial transmission service agreement. As explained in Order No. 890, this will remain the only appropriate way to restrict a rollover right*⁷⁹. »

[nous soulignons]

[99] La Régie note que la FERC maintient sa position quant à la nature du droit de renouvellement prévu à l'article 2.2.

[100] À la lumière des ordonnances et décisions de la FERC, la Régie retient les principes suivants aux fins de la présente décision :

- L'article 2.2 accorde à un client existant d'un service de transport ferme de long terme d'une durée de contrat d'un an ou plus un droit de continuer d'utiliser le service de transport à l'expiration de sa convention de service, à la condition de transmettre un préavis en ce sens dans le délai prescrit. Ce droit existe, qu'il y ait ou non des demandes concurrentes;
- Un transporteur a la responsabilité de s'assurer que la capacité sur son réseau de transport est suffisante pour répondre aux demandes des clients qui détiennent des droits de renouvellement;

⁷⁹ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 1^{er} volume, onglet 3 I D, pages 334, 335 et 359.

- Une demande de renouvellement ne peut être traitée comme une nouvelle demande;
- Les limitations ou restrictions au droit de renouvellement doivent être précisées dans la convention de service initiale.

[101] Aux fins des présentes plaintes, étant donné l'absence de demandes concurrentes au moment des demandes de renouvellement, ce qui n'est pas contesté par le Transporteur⁸⁰, seul le premier volet de l'article 2.2 des Tarifs et conditions est en cause, soit le droit pour un client existant du service de transport ferme avec une durée d'un an et plus de continuer d'utiliser le service de transport à l'expiration de la convention.

[102] En l'espèce, EBMI est un client existant au sens de l'article 2.2 des Tarifs et conditions qui bénéficie du droit de renouvellement, puisque les conventions de service en cause sont des contrats de transport ferme d'un an et plus. EBMI a également respecté la condition préalable à l'exercice du droit de renouvellement en transmettant au Transporteur un préavis écrit au moins soixante jours avant l'expiration de ses conventions.

[103] Cela étant dit, la Régie doit vérifier si des restrictions au droit de renouvellement ont été prévues dans les conventions initiales.

[104] Dans le cas des Conventions MATI-NE, la Régie constate que le Transporteur a inséré une clause à l'annexe B prévoyant certaines restrictions quant à la disponibilité du service :

« Pour des raisons de maintenance sur l'interconnexion HQT-NE le service sera interrompu du 30 avril au 3 mai 2007. Le Transporteur avait également prévu des travaux sur les lignes L1101 et L1104, par conséquent, le service de transport entre MATI-HQT ne sera pas disponible entre le 1^{er} et le 12 octobre 2007⁸¹. »

[105] La Régie considère que cette clause n'avait pas pour objectif de restreindre le droit de renouvellement prévu à l'article 2.2 des Tarifs et conditions, mais bien de préciser les périodes spécifiques au cours desquelles le service ne serait pas disponible pendant la durée des conventions. Une telle clause ne peut avoir pour effet de restreindre le droit de renouvellement prévu à l'article 2.2 des Tarifs et conditions.

⁸⁰ Dossier P-130-001, pièce B-1, EBMI-17, page 5, section 2.3.1.

⁸¹ Dossier P-130-001, pièce B-1, EBMI-2, annexe B.

[106] La Régie note que, par la suite, le Transporteur a accepté les demandes de renouvellement de service pour les Conventions MATI-NE en 2008 et en 2009, en précisant toutefois ce qui suit :

« Le Transporteur vous avise que la durée de vie de l'interconnexion qui est représentée par le chemin visé dans votre demande est limitée et qu'une étude d'impact sera éventuellement requise afin d'identifier le coût des ajouts au réseau ou des travaux permettant de maintenir le service demandé. Lors d'une demande de renouvellement subséquente, vous devrez alors vous engager à défrayer les frais de cette étude et à assumer éventuellement la part des coûts qui vous reviendra si vous exercez votre droit de renouvellement, conformément aux Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec qui seront alors en vigueur⁸². » [nous soulignons]

[107] Selon la Régie, les précisions apportées par le Transporteur, en ce qui a trait à la durée de vie utile des équipements, n'ont aucune incidence sur le droit de renouvellement prévu à l'article 2.2 des Tarifs et conditions, d'autant plus qu'elles sont postérieures à la signature des conventions initiales.

[108] En ce qui a trait aux Conventions ON-NE, elles n'ont fait l'objet d'aucune clause particulière pouvant avoir un effet restrictif sur le droit de renouvellement d'EBMI.

[109] La Régie conclut qu'il n'y avait donc pas de clause dans les conventions de service initiales pouvant restreindre le droit de renouvellement d'EBMI. Néanmoins, le Transporteur a refusé les demandes de renouvellement au motif que la capacité de transport était insuffisante au moment où les demandes de renouvellement ont été analysées. Pour arriver à cette conclusion, le Transporteur a considéré les demandes de renouvellement comme de nouvelles demandes et a appliqué le principe du « *premier arrivé, premier servi* » prévu à l'article 13.2 des Tarifs et conditions :

« 13.2 Priorité de réservation : Le service de transport ferme à long terme de point à point est offert selon le principe du premier arrivé, premier servi, c'est-à-dire dans l'ordre chronologique de réservation du service par chaque client du service de transport. [...] » [nous soulignons]

⁸² Dossier P-130-001, pièces B-1, EBMI-9 et EBMI-10, lettres du Transporteur du 4 mars 2008 et du 4 mars 2009.

[110] La Régie comprend qu'étant donné que la demande de service du Producteur de 1 200 MW était antérieure aux demandes de renouvellement d'EBMI, le Transporteur a ainsi établi, à la suite de l'implantation de l'harmonisation, que la capacité de transport ferme sur le chemin HQT-NE n'était plus suffisante pour accorder les demandes d'EBMI. Toutefois, le même article 13.2 prévoit ce qui suit pour les clients existants :

« [...] Les priorités de réservation pour les clients existants du service de transport ferme sont stipulées à l'article 2.2. [...] »

[111] Selon la Régie, en ce qui a trait à la priorité de réservation, il est clair que les demandes de renouvellement des clients existants relèvent de règles distinctes de celles applicables aux nouvelles demandes. Le principe du « *premier arrivé, premier servi* » ne s'applique donc pas aux demandes de renouvellement.

[112] En fait, selon la Régie, permettre au Transporteur de traiter une demande de renouvellement comme une nouvelle demande reviendrait à ignorer l'existence même du droit de renouvellement prévu à l'article 2.2 des Tarifs et conditions.

[113] Enfin, le fait qu'une demande de renouvellement requiert une nouvelle inscription sur le site OASIS, l'octroi d'un nouveau numéro et la signature d'une nouvelle convention ne peut justifier le Transporteur de la traiter au même titre qu'une nouvelle demande de service. De l'avis de la Régie, il s'agit de pratiques de nature administrative qui ne peuvent avoir pour effet d'affecter les droits de clients existants comme EBMI.

[114] En conséquence, la Régie juge que le Transporteur ne pouvait traiter les demandes de renouvellement d'EBMI comme de nouvelles demandes de service.

[115] EBMI, en tant que client existant du service de transport ferme de point à point de long terme, ayant transmis son avis de renouvellement dans le délai prescrit, elle avait donc le droit au renouvellement des Conventions MATI-NE et des Conventions ON-NE, et ce, conformément à l'article 2.2 des Tarifs et conditions.

[116] Ainsi, la Régie conclut que la décision du Transporteur de refuser les demandes de renouvellement des Conventions MATI-NE et des Conventions ON-NE pour le seul motif que l'ATC sur le chemin HQT-NE défini à la suite de l'implantation de l'harmonisation était insuffisant, contrevient à l'article 2.2 des Tarifs et conditions.

[117] Par ailleurs, la Régie constate que le renouvellement des Conventions MATI-NE et des Conventions ON-NE pour la totalité des capacités ferait en sorte qu'il y aurait plus de 1 500 MW de réservations fermes sur le chemin HQT-NE, en tenant compte du contrat de 1 200 MW du Producteur ayant débuté le 1^{er} juillet 2009.

[118] Dans la décision de la demande en révision de l'affaire Exelon citée précédemment, la FERC a indiqué que, dans le cas où une contrainte surviendrait sur le réseau après la signature d'une convention initiale, le transporteur a deux options : construire des ajouts au réseau afin d'alléger la contrainte du réseau ou réduire le service ferme selon l'article 13.6 des Tarifs et conditions. Il est clair que la première option n'est pas applicable, puisque le réseau du Transporteur ne présente pas de problème, étant donné que la capacité du chemin HQT-NE est de 2 000 MW. C'est d'ailleurs cette capacité maximale de transport de 2 000 MW qui est affichée sur le site OASIS depuis l'ouverture du chemin HQT-NE.

[119] Quant à la deuxième option, EBMI a suggéré que, dans le cas où le Transporteur a le droit de réduire la capacité de transport disponible de 2 000 à 1 200 MW, une solution pourrait consister à appliquer l'article 13.6 des Tarifs et conditions en réduisant proportionnellement le service ferme des clients afin de ramener le total des capacités des réservations fermes à 1 200 MW.

[120] La Régie juge donc opportun d'aborder cette question aux paragraphes suivants.

L'applicabilité de l'article 13.6 des Tarifs et conditions

[121] L'article 13.6 des Tarifs et conditions se lit comme suit :

« 13.6 Réduction du service de transport ferme : Si une réduction dans le réseau de transport du Transporteur, ou une partie de celui-ci, est nécessaire pour maintenir une exploitation fiable du réseau, des réductions seront faites de façon non discriminatoire à la transaction (aux transactions) qui a (ont) pour effet d'alléger les contraintes. Si plusieurs transactions doivent être réduites, dans la mesure du possible et 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 oeuvre 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. » [nous soulignons]

[122] L'article 13.6 des Tarifs et conditions prévoit les situations pouvant mener à des réductions de service de transport ferme. Le Transporteur peut effectuer des réductions sur son réseau, lorsque nécessaire, pour maintenir une exploitation fiable du réseau. Il y est également mentionné que les réductions peuvent être appliquées lorsqu'il existe une urgence de nature électrique, pour faire face à un état d'urgence ou toute autre condition imprévisible qui pourrait compromettre la fiabilité du réseau de transport.

[123] En l'espèce, la preuve au dossier n'a pas démontré que le Transporteur faisait face à une contrainte réelle sur son réseau pouvant justifier l'application de réductions du service ferme prévu à l'article 13.6. À cet égard, la Régie retient du témoignage de monsieur Sylvain Clermont, témoin du Transporteur, qu'il n'y a pas eu de dégradation du service sur le chemin HQT-NE, même si les réservations fermes sur ce chemin totalisent plus de 1 500 MW⁸³.

[124] De plus, en argumentation, le Transporteur a admis qu'il n'y a pas de problème d'accès au réseau⁸⁴, ni de congestion⁸⁵.

[125] La Régie conclut que l'état de la situation actuelle sur le chemin HQT-NE ne met pas en péril l'exploitation fiable du réseau de transport et ne justifie pas, selon la preuve au dossier, l'application de réductions de service conformément à l'article 13.6 des Tarifs et conditions.

La conclusion

[126] Pour les motifs mentionnés, la Régie arrive à la conclusion que la décision du Transporteur de refuser le renouvellement des Conventions MATI-NE et des

⁸³ Dossier P-130-001, pièce A-12-3, NS du 16 septembre 2010, volume 3, pages 112, 113 et 118.

⁸⁴ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 143 et 144.

⁸⁵ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, page 152.

Conventions ON-NE n'est pas conforme à l'article 2.2 des Tarifs et conditions. Les demandes de renouvellement d'EBMI n'avaient pas à être traitées comme de nouvelles demandes par le Transporteur. EBMI a donc le droit au renouvellement des Conventions de MATI-NE pour la période du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2011, et des Conventions ON-NE pour la période du 22 octobre 2010 au 21 octobre 2011. Par ailleurs, la Régie juge que la réduction des services fermes selon l'article 13.6 des Tarifs et conditions n'est pas applicable dans les cas présents.

[127] La question de savoir si la décision du Transporteur de procéder à l'implantation de l'harmonisation ou de la coordination de la capacité de transport sur son réseau avec celle du réseau voisin ISO-NE aurait dû faire l'objet d'une autorisation préalable de la Régie demeure académique aux fins de la présente décision pour les régisseurs Turgeon et Hardy, compte tenu des conclusions auxquelles arrive la formation sur la portée de l'article 2.2 des Tarifs et conditions et les droits d'EBMI en vertu des Conventions MATI-NE et ON-NE.

8. L'OPINION ADDITIONNELLE DU RÉGISSEUR LASSONDE

[128] Je suis d'accord avec mes collègues sur le fait qu'EBMI a un droit clair au renouvellement des Conventions MATI-NE et des Conventions ON-NE (les Conventions) suivant l'article 2.2 des Tarifs et conditions.

[129] EBMI est donc un client à long terme du service de transport ferme de point à point au même titre que tout autre client du même service, avec les droits et obligations qui s'y rattachent.

[130] Sur la question de l'harmonisation des capacités de transport ferme sur le chemin HQT-NE en tenant compte des limites sur le réseau voisin géré par ISO-NE, je tiens à préciser ce qui suit.

[131] EBMI a plaidé⁸⁶ que l'opération d'harmonisation n'est pas « *une pure question de gestion de réseau* » et que le Transporteur ne pouvait se livrer à une telle opération sans

⁸⁶ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégués n^{os} 93 à 96.

« que la Régie en examine le bien-fondé, la pertinence, l'impact sur les droits des clients de transport existants et, le cas échéant, en baliser l'implantation ».

[132] Une fois réglée la question du droit d'EBMI de continuer d'utiliser le transport ferme au renouvellement des Conventions, ce que doit faire le Transporteur advenant des circonstances limitant la capacité de transport ferme sur le chemin HQT-NE est, selon moi, une question de gestion de réseaux des deux côtés de la frontière.

[133] Même si, dans le cadre d'une autre demande⁸⁷, le Transporteur veut ajouter des dispositions aux Tarifs et conditions portant sur l'harmonisation de la capacité de son réseau avec celle des réseaux voisins, cela ne veut pas dire qu'il devait obtenir l'autorisation de la Régie pour gérer une situation pouvant avoir un impact sur la capacité de transport ferme sur le chemin HQT-NE.

[134] Il est en preuve que le Transporteur a contracté avec EBMI et le Producteur des services de transport ferme sur le chemin HQT-NE pour environ 1 500 MW, alors que des contraintes sur le réseau voisin peuvent réduire cette capacité à 1 200 MW.

[135] Même si la réduction du service de transport ferme sur le chemin HQT-NE semble hypothétique pour le moment puisque les deux clients en service ferme du Transporteur — EBMI pour 306 MW et le Producteur pour 1 200 MW — réussissent à faire transiter ces quantités sur le chemin en question, en tant que clients du service de transport ferme du Transporteur, EBMI et le Producteur peuvent, en tout temps, demander le transit de la totalité des quantités prévues à leurs conventions de service.

[136] Le jour où un tel transit ne pourra se faire parce qu'ISO-NE ne le permettra pas, comme il n'y a pas de restriction de capacité sur le réseau du Transporteur sur ce chemin (2 000 MW étant disponibles), la logique voudrait que ce soit ISO-NE qui gère la restriction du côté américain du chemin HQT-NE en appliquant les dispositions du tarif OATT, dont les dispositions sont semblables à celles de l'article 13.6 des Tarifs et conditions.

[137] Qu'il incombe, en pareilles circonstances, au Transporteur ou à ISO-NE de gérer les restrictions de capacité de transit sur le chemin HQT-NE, cela devra se faire de façon

⁸⁷ Dossier R-3669-2008 Phase 2.

non discriminatoire pour satisfaire la demande des clients en service ferme, dont EBMI et le Producteur.

[138] Bref, mis à part la partie de l'avis du Transporteur sur OASIS publiée entre le 8 juillet et le 9 août 2009, où le Transporteur assimilait les demandes de renouvellement de transport ferme à de nouvelles demandes, il m'apparaît normal que le Transporteur ait informé ses clients, par avis sur OASIS, qu'il allait analyser les valeurs de transit sur son réseau en tenant compte des capacités de transit sur le réseau voisin. Cela ne contrevenait pas, selon moi, aux Tarifs et conditions.

[139] De plus, un tel avis sur OASIS m'apparaît logique et nécessaire dans le contexte où les engagements fermes du Transporteur sur son réseau dépassent déjà les limites de transport ferme qu'ISO-NE pourrait imposer dans certaines circonstances et que cela pourra, le cas échéant, avoir un impact sur les demandes de transport ferme des nouveaux clients.

9. LA DEMANDE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[140] Le Transporteur dépose les annexes 2, 3, 5, 6 et 11 du dossier d'examen interne de la plainte P-130-001 et les annexes 2, 3, 5, 6 et 9 du dossier d'examen interne de la plainte P-130-003 sous pli confidentiel. Ces annexes contiennent des comptes rendus de réunions tenues entre ISO-NE et le Transporteur.

[141] Le Transporteur a permis la consultation de ces documents par les représentants d'EBMI par la signature d'une entente de confidentialité et de non-divulgence.

[142] Le 7 septembre 2010, le Transporteur dépose une affirmation solennelle de monsieur Sylvain Clermont au soutien de sa demande de traitement confidentiel de ces annexes. Monsieur Clermont allègue que ces annexes contiennent des renseignements dont certains aspects sont de nature commerciale et qui font l'objet d'une obligation de confidentialité en vertu de la *Convention des exploitants de l'interconnexion entre ISO New England Inc. et Hydro-Québec TransÉnergie*. Ainsi, selon monsieur Clermont, la divulgation publique de ces renseignements irait à l'encontre des obligations contractuelles du Transporteur.

[143] Le Transporteur demande à la Régie de se prévaloir de l'article 30 de la Loi et d'interdire toute divulgation de l'information et des renseignements contenus aux annexes confidentielles. EBMI ne s'est pas opposée à cette demande.

[144] Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE les plaintes P-130-001 et P-130-003 d'EBMI;

ORDONNE au Transporteur de reconduire, pour la période du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2011, les Conventions MATI-NE selon les modalités des Tarifs et conditions en vigueur à la date des présentes, et **ORDONNE** au Transporteur de permettre à EBMI de continuer d'utiliser les services de transport ferme à long terme de point à point sur le réseau du Transporteur, et en particulier sur le chemin MATI-HQT-NE, conformément aux modalités des Tarifs et conditions découlant des décisions D-2009-015 et D-2009-023, pour une capacité réservée de 111/106 MW;

ORDONNE au Transporteur de reconduire, pour la période du 22 octobre 2010 au 21 octobre 2011, les Conventions ON-NE selon les modalités des Tarifs et conditions en vigueur à la date des présentes, et **ORDONNE** au Transporteur de permettre à EBMI de continuer d'utiliser les services de transport ferme à long terme de point à point sur le réseau du Transporteur, et en particulier sur le chemin ON-HQT-NE, conformément aux modalités des Tarifs et conditions découlant des décisions D-2010-032 et D-2010-041, pour une capacité réservée totalisant 210/200 MW;

ACCUEILLE la demande de traitement confidentiel du Transporteur;

INTERDIT la divulgation, la publication ou la diffusion des documents suivants :

- pièce HQT-22, annexes 2, 3, 5, 6 et 11 du dossier P-130-001,
- pièce HQT-18, annexes 2, 3, 5, 6 et 9 du dossier P-130-003.

Marc Turgeon
Régisseur

Michel Hardy
Régisseur

Richard Lassonde
Régisseur

EBMI représentée par M^e Paule Hamelin et M^e Pierre Legault;
Hydro-Québec représentée par M^e Yves Fréchette.

