

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

Demande relative à la modification des tarifs et conditions de transport d'Hydro-Québec à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009

NO : R-3669-2008, Phase 2

Phase 2

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

-et-

ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING INC.,

Intervenante

CAHIER D'AUTORITÉS  
AU SOUTIEN DU PLAN D'ARGUMENTATION D'EBM  
ANNEXES 4 ET 5

ONGLETS

Décision D-2009-015 rendue dans le dossier R-3669-2008 en date du 5 mars 2009

1

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3669-2008 Phase 2
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 4 juillet 2011
Pièces n°: NON COTÉE

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3669-2008 Phase 2
PIÈCE NO: C-6-117
Date: 4/07/2011



# 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<sup>er</sup> 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 (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> janvier 2009. Il dépose également des amendements à sa demande principale qu'il juge nécessaires afin que l'application des tarifs fixés subséquentement au 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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-2004-122<sup>1</sup>.

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

---

<sup>1</sup> 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'efficacité 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'efficacité**

Chantiers	Gains 2008 anticipés (en M\$)	Gains 2009 anticipés (en M\$)
<b>Optimisation des charges - Maintenance</b>		
- 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	<i>Note (1)</i>
- <i>Révision des normes de maintenance</i>	N/A	<i>Note (1)</i>
<b>Optimisation des charges - Exploitation</b>		
- 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	<i>Note (1)</i>
<b>Optimisation des charges - Technologies de l'information (TI)</b>		
- 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	<i>Note (1)</i>
<b>Optimisation des charges - Sous-total</b>	<b>7,7</b>	<b>7,7</b>
<b>Optimisation des investissements</b>		
- Gouvernance des TI	6,0	4,0
- Mise en place d'ateliers de remise à neuf	1,0	<i>Note (1)</i>
- Projets de croissance-pérennité		
➤ Processus de planification intégrée	Indicateur à développer	Indicateur à développer
➤ Gestion des investissements par portefeuille		
<b>Optimisation des investissements - Sous-total</b>	<b>7,0</b>	<b>4,0</b>
<b>Gains totaux</b>	<b>14,7</b>	<b>11,7</b>
<b>Montants réinvestis (charges)</b>	<b>-2,3</b>	<b>-2,3</b>
<b>Gains totaux nouveaux chantiers 2009</b>	<b>N/A</b>	<b>6,0</b>
<b>Gains nets totaux anticipés</b>	<b>12,4</b>	<b>15,4</b>

*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)<sup>2</sup>**

### *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.

---

<sup>2</sup> Pièce B-1-HQT-3, document 1, pages 23 à 26.

### ***Consolidation des TI - Matériel informatique et bureautique***

La gestion efficiente 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'efficience 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'efficacité 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'efficacité 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'efficacité 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'efficacité 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'efficacité. 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'efficacité tant pour les chantiers déjà implantés que pour ceux à implanter en 2009, ainsi que des indicateurs d'efficacité pour chaque activité.

La Régie accueille favorablement les efforts déployés par le Transporteur afin d'implanter sa démarche d'efficacité. Elle considère que les informations soumises en preuve sont utiles à l'appréciation de l'efficacité 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. »*<sup>3</sup>

De plus, la Régie demande au Transporteur de faire un suivi sur une base cumulative des gains d'efficiences obtenus par chantier chaque année depuis la mise en place de la démarche d'efficiences, 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. »*<sup>4</sup>

<sup>3</sup> Décision D-2008-019, dossier R-3640-2007, page 35.

<sup>4</sup> 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 efficacité.

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.

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-2004-87<sup>6</sup>, D-2005-50<sup>7</sup> 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

---

<sup>6</sup> Dossier R-3520-2003.

<sup>7</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 échéant<sup>8</sup>. Par ailleurs, dans sa décision D-2008-24<sup>9</sup>, 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

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

<sup>9</sup> Dossier R-3644-2007.

d'énergie, vu le retrait de l'exploitation et le démantèlement anticipé des installations du poste Monroe au New Hampshire<sup>10</sup>.

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*<sup>11</sup> (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-2002-95<sup>12</sup>, 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.**

<sup>10</sup> Pièce B-9-HQT-13, document 1, page 61.

<sup>11</sup> L.R.Q., c. R-6.01.

<sup>12</sup> 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<sup>er</sup> 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

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.

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'efficacité 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'efficacité 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<sup>er</sup> 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		2009		Variation 2009 - 2008 autorisé		Variation	Variation
	autorisé D-2008-019	année historique	année de base	année témoin	M\$	%	2009 - 2007 année historique	2009 - 2008 année de base
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%
<b>Total</b>	<b>1 476,3</b>	<b>1 517,7</b>	<b>1 460,7</b>	<b>1 641,5</b>	<b>165,2</b>	<b>11,2%</b>	<b>8,2%</b>	<b>12,4%</b>

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%
<i>Régime d'intéressement corporatif</i>	8,5	6,9	7,0	(1,5)	-17,6%	0,1	1,4%
<i>Régime de gestion de la performance</i>	3,3	2,6	2,6	(0,7)	-21,2%	-	0,0%
<i>Autres</i>	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%
<i>Coût de retraite</i>	47,5	27,8	28,2	(19,3)	-40,6%	0,4	1,4%
<i>Autres</i>	35,0	35,8	40,4	5,4	15,4%	4,6	12,8%
<i>Avantages complémentaires-retraités</i>	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%
<b>Total</b>	<b>514,3</b>	<b>497,3</b>	<b>528,2</b>	<b>13,9</b>	<b>2,7%</b>	<b>30,9</b>	<b>6,2%</b>

## **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.

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

Références:

<sup>1</sup> Pièce B-1-HQT-5, document 1, page 3

<sup>2</sup> Pièce B-1-HQT-6, document 2, page 7

<sup>3</sup> 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\$.

<sup>4</sup> Pièce B-1-HQT-6, document 3.1, page 32

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

<sup>6</sup> Pièce B-1-HQT-6, document 2, page 7

<sup>7</sup> 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	M\$	%	année	année
	D-2008-019	historique	de base	témoin				
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%
<b>Total</b>	<b>789,0</b>	<b>757,6</b>	<b>781,0</b>	<b>931,1</b>	<b>142,1</b>	<b>18,0%</b>	<b>22,9%</b>	<b>19,2%</b>

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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 conduite<sup>19</sup>, 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.**

---

<sup>19</sup> 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'intérim, 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<sup>er</sup> 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-2002-175<sup>20</sup> 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 Québec<sup>21</sup>. 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. »*

<sup>20</sup> Dossier R-3482-2002.

<sup>21</sup> 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 (Toulnustouc), 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 Toulnustouc. 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 Toulnoy, 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 Tournustouc 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 Tournustouc 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
	autorisé	année	année	année	MS	%	année	année de base
	D-2008-019	historique	de base	témoin				
<b>Base de tarification</b>								
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%
<b>Total</b>	<b>16 018,1</b>	<b>14 983,0</b>	<b>15 746,8</b>	<b>16 217,3</b>	<b>199,2</b>	<b>1,2%</b>	<b>8,2%</b>	<b>3,0%</b>

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-2006-76<sup>22</sup>, 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 réalisation<sup>23</sup>. 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.

<sup>22</sup> Dossier R-3594-2005, page 6.

<sup>23</sup> Pièce B-9-HQT-13, document 1, 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. »<sup>24</sup>*

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.

---

<sup>24</sup> 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 %<sup>25</sup>.

**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-2004-47<sup>26</sup>. 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.

<sup>25</sup> Pièce B-61-HQT-8, document 2, page 6.

<sup>26</sup> 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<sup>er</sup> 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	année	année	année	MS	%	%	%
	D-2008-019	historique	de base	témoin				
<b>Revenus requis</b>								
<b>Rendement sur la base de tarification</b>								
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%				
<b>Total</b>	<b>1 256,4</b>	<b>1 157,6</b>	<b>1 235,1</b>	<b>1 234,2</b>	<b>(22,2)</b>	<b>-1,8%</b>	<b>6,6%</b>	<b>-0,1%</b>
<b>Dépenses nécessaires à la prestation du service</b>								
<b>Charges nettes d'exploitation</b>								
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%
<b>Autres charges</b>								
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%
<b>Total</b>	<b>1 476,3</b>	<b>1 517,7</b>	<b>1 460,7</b>	<b>1 641,5</b>	<b>165,2</b>	<b>11,2%</b>	<b>8,2%</b>	<b>12,4%</b>
<b>Grand Total</b>	<b>2 732,7</b>	<b>2 675,3</b>	<b>2 695,8</b>	<b>2 875,7</b>	<b>143,0</b>	<b>5,2%</b>	<b>7,5%</b>	<b>6,7%</b>

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 M\$, 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 dénominateur Sécurisation. Quant aux interventions présentées sous le dénominateur 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 requis<sup>27</sup>.

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 débuter 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.

---

<sup>27</sup> 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. »<sup>28</sup>*

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

---

<sup>28</sup> 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**

<b>Services de transport</b>	<b>Besoins</b>
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-2008-030<sup>29</sup> que le Transporteur présente, à l'occasion d'un dossier tarifaire, un suivi des différents engagements et conventions d'achat de services de transport.

<sup>29</sup> 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-2007-141<sup>30</sup>, D-2008-030<sup>31</sup>, D-2008-073<sup>32</sup> relatives à certains dossiers d'investissement et dans la décision D-2008-019<sup>33</sup>.

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.

---

<sup>30</sup> Dossier R-3631-2007.

<sup>31</sup> Dossier R-3646-2007.

<sup>32</sup> Dossier R-3656-2008.

<sup>33</sup> 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. »<sup>34</sup>*

En réponse à cette préoccupation, le Transporteur propose de créer une nouvelle sous-fonction dans la fonction Raccordements des clients, intitulée Raccordements de type Toulnostouc. 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 Toulnostouc, 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 Toulnostouc. 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'AQCIE/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 Toulnostouc. 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

<sup>34</sup> 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 orientation<sup>35</sup>.

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.2<sup>36</sup> des Tarifs et conditions.

<sup>35</sup> Dossier R-3549-2004, page 17.

<sup>36</sup> 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.

*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 [...] »<sup>39</sup>*

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'Ontario<sup>40</sup>.

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

---

<sup>39</sup> NS, volume 6, page 165.

<sup>40</sup> 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 terme<sup>41</sup>.

**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.**

---

<sup>41</sup> 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
<b>Cavalier</b>				
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
<b>Tarif annuel (\$/kW/an)</b>									
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
<b>Facture de la charge locale (M\$)</b>									
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

se rapprocher le plus possible de la bonne génération de clients, comme le souhaite la Régie<sup>43</sup>.

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<sup>er</sup> 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.

---

<sup>43</sup> 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 2008<sup>44</sup>. 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. »<sup>45</sup>*

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. »<sup>46</sup>*

<sup>44</sup> Décision D-2008-36, dossier R-3626-2007, pages 35 et 36.

<sup>45</sup> Décision D-2008-36, dossier R-3626-2007, page 13.

<sup>46</sup> 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 Canada<sup>47</sup>. 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<sup>er</sup> 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 IPSCE 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

---

<sup>47</sup> 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.

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

réglémenté. 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 incrémentiel<sup>50</sup>.

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 tarifaire<sup>51</sup>.

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

<sup>50</sup> NS, volume 6, page 73.

<sup>51</sup> 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 induite<sup>52</sup>.

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. »<sup>53</sup>*

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

<sup>52</sup> NS, volume 6, pages 81 et 82.

<sup>53</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 tarifaire<sup>54</sup>. La Régie rappelle que, selon le Guide de dépôt du Transporteur, une demande doit être déposée au plus tard le 1<sup>er</sup> 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;

---

<sup>54</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>c</sup> Denis Falardeau;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M<sup>c</sup> Sébastien Leblond;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M<sup>c</sup> Pierre Pelletier;
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI) représentée par M<sup>c</sup> Paule Hamelin et M<sup>c</sup> Pierre Legault;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M<sup>c</sup> André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M<sup>c</sup> Geneviève Paquet;
- Option consommateurs (OC) représentée par M<sup>c</sup> Stéphanie Lussier;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M<sup>c</sup> Annie Gariépy;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M<sup>c</sup> Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M<sup>c</sup> Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M<sup>c</sup> Steve Cadrin.