

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

**DOSSIER R-3610-2006**

Demande du Distributeur  
relative à l'établissement des tarifs d'électricité  
pour l'année tarifaire 2007-2008

**RAPPORT D'EXPERTISE DE CO PHAM**

préparé à la demande de

**UNION DES CONSOMMATEURS**

**30 octobre 2006**

## INTRODUCTION

Dans le cadre du dossier R-3610-2006 de la Régie de l'énergie portant en examen la cause tarifaire 2007-2008 du Distributeur, l'Union des consommateurs nous a donné le mandat de fournir des expertises sur certains sujets.

Ce rapport présente les résultats de notre travail. Il comprend les sections suivantes :

1. Commentaires sur la répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniale par catégorie de consommateurs ;
2. Commentaires sur la répartition du coût de transport du Distributeur par catégorie de consommateurs ;
3. Commentaires sur certains ajustements tarifaires proposés par le Distributeur pour l'exercice 2007-2008 et à plus long terme.

## Section 1

### Commentaires sur la répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniaire par catégorie de consommateurs

#### 1. Problématique du choix d'une méthode de répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniaire par catégorie de consommateurs

En vertu de l'article 52.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale est de 2,79 cents le kilowattheure (¢/kWh) pour un volume maximal de 165 térawatt-heures (TWh). Pour l'année témoin projetée 2007, le Distributeur évalue le coût moyen de l'électricité patrimoniale à 2,77 ¢/kWh pour un volume de 166,4 TWh (HQD-11, Document 4, p. 15, tableau 9.A, colonnes 2 et 3). L'écart entre ces deux coûts unitaires (2,79 ¢/kWh contre 2,77 ¢/kWh) serait dû fort probablement à la différence entre deux volumes de consommation de l'électricité patrimoniale (165 TWh contre 166,4 TWh).

Pour sa part, le coût de l'électricité postpatrimoniaire en 2007 est évalué par le Distributeur à 8,71 ¢/kWh (HQD-11, Document 4, p. 15, colonne 5), soit 3,14 fois plus élevé que le coût moyen de l'électricité patrimoniale de la même année.

La problématique du choix d'une méthode de répartition de l'électricité postpatrimoniaire provient de cet écart très important entre le coût moyen de l'électricité patrimoniale et celui de l'électricité postpatrimoniaire. En ce sens, il faut s'assurer que la répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniaire par catégorie de consommateurs soit effectuée de la façon la plus précise possible afin de refléter cet écart de coût correctement.

En termes absolus, la preuve du Distributeur indique un montant important de 664 millions de dollars de coût pour l'électricité postpatrimoniaire pour l'année 2007 (HQD-11, Document 4, page 15, colonne 7). Ce dernier augmenterait tout

probablement dans les prochaines années, puisque la limite maximale de l'électricité patrimoniale a été atteinte en 2005, selon le 4<sup>ème</sup> paragraphe du décret 790-2006, et que les besoins en électricité des différentes catégories de consommateurs devraient croître selon les prévisions de la demande d'Hydro-Québec (voir B-1-HQD-2, Document 1 – Prévision de la demande et B-1-HQD-2, Document 2 – Approvisionnement).

Les résultats de l'exercice de répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniale constituent donc des informations (données) cruciales pour aider la Régie à fixer des tarifs justes et raisonnables pour chacune des catégories de consommateurs.

Évidemment, la précision des résultats de répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniale dépend en grande partie du choix de sa méthode de répartition.

## **2. Les principaux utilisateurs des approvisionnements postpatrimoniaux de 2005 à 2007**

Par quelles catégories de consommateurs les approvisionnements postpatrimoniaux coûteux (à peu près trois fois le prix de l'électricité patrimoniale) ont-ils été utilisés ?

Pour répondre à cette question, il serait utile d'examiner certaines données d'Hydro-Québec Distribution reproduites dans le tableau 1 ci-dessous.

À la colonne A du tableau, on a une image de la consommation de différentes catégories de consommateurs au moment du dépassement du volume maximal de l'électricité patrimoniale. À la colonne B, nous avons aussi reproduit les consommations totales prévues par le Distributeur pour 2007. La différence entre les quantités d'énergie présentées aux colonnes A et B indique alors l'ordre de grandeur des quantités d'électricité postpatrimoniale destinées aux différentes catégories de consommateurs.

**Tableau 1 : Consommation d'électricité (GWh) par catégorie de consommateurs — 2005 et 2007**

Catégories de consommateurs	Électricité patrimoniale au moment de l'atteinte de sa limite maximale en 2005	Consommation totale en 2007 (patrimoniale et postpatrimoniale)	Différence
	(A)	(B)	(C = B – A)
Tarifs D et DM	53 972	56 444	2 472
Tarif DH	4	4	0
Tarif DT	2 603	2 610	7
Tarifs G et à forfait	12 449	12 888	439
Tarif G-9	1 079	1 114	35
Tarif M	25 913	27 359	1 446
T.E.P.S.	547	561	14
Tarif L	51 591	45 708	-5 883
Tarif H	10	8	-2
Contrats spéciaux	18 231	27 323	9 092
Total	166 399	174 019	7 620

Sources :

Colonne (A) : HQD-11, Document 1, page 10, tableau 1, Année 2005, Volume total de 166 400 GWh ;  
Colonne (B) : HQD-11, Document 4, page 15, « Achat d'électricité - Année témoin projetée 2007 », colonne 9.

On y voit que la catégorie de consommateurs « Tarifs D et DM » a requis un approvisionnement postpatrimonial important de 2 472 GWh, par rapport à la situation prévalant en 2005, c'est-à-dire au moment de l'atteinte du volume maximal de l'électricité patrimoniale. Cette quantité d'électricité représente 32% du volume total de l'électricité postpatrimoniale (2 472 GWh divisé par 7 620 GWh = 32%).

Les catégories de consommateurs « Tarifs G et à forfait » et les tarifs M (moyenne puissance) ont requis à des degrés divers l'approvisionnement en électricité postpatrimoniale.

Finalement, la catégorie de consommateurs « Tarifs L » diminue significativement sa part en électricité patrimoniale, alors que la catégorie « Contrats spéciaux » en augmente la sienne. Mis ensemble, les consommateurs au tarif L et aux contrats spéciaux sont les auteurs de 3,2 TWh d'approvisionnements postpatrimoniaux, soit 42% du total (3,2 TWh sur 7,6 TWh = 42%).

### 3. Commentaires sur l'approche de répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniale proposée par le Distributeur

Le Distributeur expose ses arguments en faveur de la méthode de répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniale qu'il propose à la pièce HQD-11, Document 1, de la page 7 à la page 18. Il affirme ce qui suit :

*« La proposition du Distributeur a été et est toujours de répartir le coût de l'électricité postpatrimoniale de la même manière que l'électricité patrimoniale à savoir un traitement avec un signal de coût sur la base du facteur d'utilisation. » (HQD-11, Document 1, page 7, lignes 2-7) (nous soulignons)*

Avant d'analyser la méthode de répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniale proposée par le Distributeur, il est important de rappeler que la Régie, dans ses deux dernières décisions tarifaires<sup>1</sup>, a accepté la proposition du Distributeur mais indiquait qu'elle n'était pas disposée à statuer de façon définitive sur le sujet. À cet effet, nous partageons l'avis du Distributeur sur ce dernier point (HQD-11, Document 1, page 7, lignes 21-22).

À notre avis, pour aider la Régie à choisir une méthode de répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniale appropriée, il serait utile de comprendre les avantages et les inconvénients de la méthode proposée par le Distributeur et ceux des méthodes alternatives, et ce, dans le contexte québécois très particulier où la Régie doit respecter la répartition des coûts par catégorie de consommateurs de l'électricité patrimoniale fixée par décret par le gouvernement.

La proposition du Distributeur citée ci-haut comporte deux volets ayant des impacts importants sur les résultats de coûts répartis par catégorie de consommateurs ou sur leurs interprétations, soit :

---

<sup>1</sup> D-2005-34 (R-3541-2004) et D-2006-34 (R-3579-2006).

- répartition du coût de l'électricité postpatrimoniale de la même manière que celui de l'électricité patrimoniale ;
- traitement avec un « signal de coût » sur la base du facteur d'utilisation.

Nous analyserons dans les paragraphes suivants chacun de ces deux volets de la proposition du Distributeur.

Analysons maintenant le premier volet caractéristique de la proposition du Distributeur, soit « *de répartir le coût de l'électricité postpatrimoniale de la même manière que l'électricité patrimoniale* » (HQD-11, Document 1, page 7, lignes 2-7). Il paraîtrait donc raisonnable de répartir les coûts de l'électricité patrimoniale et postpatrimoniale de la même manière, mais l'analyse des hypothèses associées à cette thèse montre des conséquences différentes sur les coûts attribués aux diverses catégories de consommateurs.

Examinons tout d'abord la séparation des volumes d'énergie entre l'électricité patrimoniale et l'électricité postpatrimoniale par la méthode proposée par le Distributeur, selon les données de 2007 prises à titre d'illustration.

Comme le montre le tableau 2 ci-dessous, l'approche proposée par le Distributeur sépare la consommation d'une catégorie de consommateurs donnée en électricité patrimoniale et en électricité postpatrimoniale selon sa part dans la consommation totale de toutes les catégories de consommateurs. Par exemple, si la part de la catégorie de consommateurs « Tarifs D et DM » dans la consommation totale en 2007 était de 32,44%, ce même pourcentage serait utilisé tant pour électricité patrimoniale que pour l'électricité postpatrimoniale selon la méthode proposée par le Distributeur.

**Tableau 2 : Illustration de la séparation des volumes entre électricité patrimoniale et électricité postpatrimoniale selon la méthode proposée par HQD — 2007**

Catégories de consommateurs	Consommation totale		Consommation patrimoniale		Consommation postpatrimoniale	
	(Référence 1)		(Référence 2)		(Référence 3)	
	(GWh)	Part (%)	(GWh)	Part (%)	(GWh)	Part (%)
Tarifs D et DM	56 444	32,44%	53 973	32,44%	2 471	32,44%
Tarif DH	4	0,00%	3	0,00%	0	0,00%
Tarif DT	2 610	1,50%	2 495	1,50%	114	1,50%
Tarifs G et à forfait	12 888	7,41%	12 323	7,41%	564	7,40%
Tarif G-9	1 114	0,64%	1 065	0,64%	49	0,64%
Tarif M	27 359	15,72%	26 161	15,72%	1 198	15,73%
T.E.P.S.*	561	0,32%	536	0,32%	25	0,33%
Tarif L	45 708	26,27%	43 707	26,27%	2 001	26,27%
Tarif H	8	0,00%	8	0,00%	0	0,00%
Contrats spéciaux	27 323	15,70%	26 127	15,70%	1 196	15,70%
Total (nos calculs)	174 019	100,00%	166 398	100,00%	7 618	100,00%
Total selon HQD (Réf. 4)	174 019		166 400		7 619	

\* T.E.P.S : Tarifs d'éclairage public et sentinelle.

Sources :

Référence 1: HQD-11, Document 4, page 15, colonne 9 ;

Référence 2: HQD-11, Document 4, page 15, colonne 3 ;

Référence 3: HQD-11, Document 4, page 15, colonne 6 ;

Référence 4: HQD-11, Document 4, page 15, colonne 9, ligne 24.

Notre compréhension de l'approche proposée par le Distributeur se confirme par la note dans sa présentation des résultats des calculs relatifs aux achats d'électricité pour l'année 2007 :

*« Les ventes par catégories de consommateurs pour la consommation patrimoniale sont établies au prorata des ventes totales » (HQD-11, Document 4, page 15, note no. 1) et « les ventes par catégories de consommateurs pour la consommation postpatrimoniale sont établies en soustrayant le volume patrimonial (colonne 3) du volume total (colonne 9). » (HQD-11, Document 4, page 15, note no. 2)*



L'approche du Distributeur d'utiliser les mêmes pourcentages de parts pour l'électricité patrimoniale et pour les consommations totales (patrimoniale et postpatrimoniale) a été aussi appliquée dans ses travaux présentés au Comité technique sur la méthode de répartition du coût de service (voir Annexe 1). Signalons que le Distributeur a présenté au Comité technique cette approche comme le seul élément nouveau de ses calculs des coûts selon la méthode aux coûts horaires<sup>2</sup>.

Or, comme nous l'avons soulevé précédemment, le rapport de prix entre ces deux sources d'approvisionnement est de 1 à 3, il devient alors important d'attribuer les responsabilités en termes de coûts par catégorie de consommateurs de façon distincte pour l'électricité patrimoniale et postpatrimoniale, ce que ne permet pas l'approche du Distributeur.

#### **4. Reflet de la causalité des coûts de l'électricité postpatrimoniale**

Que se passerait-il si une catégorie de consommateurs avait une croissance rapide de son volume de consommation d'électricité ?

Afin d'illustrer notre propos, prenons le cas de la première catégorie de consommateurs indiquée au tableau ci-dessus, soit les « tarifs D et DM ». Considérons les hypothèses suivantes :

1. Croissance de 2% du volume d'électricité des tarifs D et DM, soit 1 129 GWh ( $2\% \times 56\,444 \text{ GWh} = 1\,129 \text{ GWh}$ ) ; et
2. Croissance nulle du volume d'électricité pour les autres catégories de consommateurs.

---

<sup>2</sup> « Seul élément nouveau : répartition non fixe du volume de consommation de l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs. » (HQD, Rapport du Comité technique sur la méthode de répartition du coût de service, 16 mai 2006, page 4).

Dans ces conditions, quelle serait la répartition appropriée pour cette quantité supplémentaire d'électricité ? Logiquement, cette quantité supplémentaire d'électricité devrait être achetée par le Distributeur sous forme d'électricité postpatrimoniale à un prix relativement élevé et son coût devrait alors être réparti uniquement à la catégorie de consommateurs « Tarifs D et DM », en vertu du principe de causalité des coûts.

Les résultats des calculs sur la base de l'approche globale (« *mêmes pourcentages de part dans l'électricité patrimoniale et dans l'électricité postpatrimoniale* ») proposée par le Distributeur sont montrés au tableau 3 ci-dessous.

**Tableau 3 : Illustration de l'impact d'une croissance rapide du volume de consommation d'une catégorie de consommateur donnée, selon la méthode proposée par le Distributeur**

Cas illustré: Augmentation de 2% de la consommation de la catégorie de consommateurs « Tarifs D et DM »						
Quantité d'énergie supplémentaire : 2% x 56 444 GWh = 1 129 GWh						
Catégories de consommateurs	Consommation totale		Consommation patrimoniale		Consommation postpatrimoniale	
	(GWh)	Part (%)	(GWh)	Part (%)	(GWh)	Part (%)
Tarifs D et DM	57 573	32,87%	54 697	32,87%	2 876	32,87%
Tarif DH	4	0,00%	4	0,00%	0	0,00%
Tarif DT	2 610	1,49%	2 480	1,49%	130	1,49%
Tarifs G et à forfait	12 888	7,36%	12 244	7,36%	644	7,36%
Tarif G-9	1 114	0,64%	1 058	0,64%	56	0,64%
Tarif M	27 359	15,62%	25 992	15,62%	1 367	15,62%
T.E.P.S.	561	0,32%	533	0,32%	28	0,32%
Tarif L	45 708	26,10%	43 425	26,10%	2 283	26,10%
Tarif H	8	0,00%	8	0,00%	0	0,00%
Contrats spéciaux	27 323	15,60%	25 958	15,60%	1 365	15,60%
Total (nos calculs)	175 148	100,00%	166 398	100,00%	8 750	100,00%

Le tableau 4 ci-dessous montre les écarts par rapport à la situation avant l'ajout de 1 129 GWh d'électricité postpatrimoniale. On y voit clairement qu'au lieu d'attribuer la totalité de cette quantité supplémentaire à la catégorie de consommateurs « Tarifs D et DM », l'approche proposée par le Distributeur aurait puisé 724 GWh dans l'électricité patrimoniale en diminuant la part des autres catégories de

consommateurs et aurait, en contrepartie, attribué une partie de la quantité supplémentaire à ces catégories sous forme d'électricité postpatrimoniale. Le principe de causalité des coûts ne serait donc pas respecté.

**Tableau 4 : Résultats des écarts créés par l'approche du Distributeur**

Catégories de consommateurs	Consommation totale	Consommation patrimoniale	Consommation postpatrimoniale
	(GWh)	(GWh)	(GWh)
Tarifs D et DM	1 129	724	405
Tarif DH	0	1	0
Tarif DT	0	-15	16
Tarifs G et à forfait	0	-79	80
Tarif G-9	0	-7	7
Tarif M	0	-169	169
T.E.P.S.	0	-3	3
Tarif L	0	-282	282
Tarif H	0	0	0
Contrats spéciaux	0	-169	169
Total	1 129	0	1 132

Le même phénomène se produirait si une autre catégorie de consommateurs, par exemple les grandes industries, avait une croissance rapide de son volume d'électricité par rapport aux autres catégories de consommateurs.

À l'inverse, si une catégorie de consommateurs diminuait son volume d'électricité, elle perdrait une partie de sa part originale dans l'électricité patrimoniale.

Cet exemple démontre que le traitement global (traitement de l'électricité postpatrimoniale de la même manière que l'électricité patrimoniale) proposé par le Distributeur ne reflète pas correctement la causalité des coûts de l'électricité postpatrimoniale. En effet, ce traitement confère aux catégories de consommateurs ayant un taux de croissance rapide un avantage indu en leur attribuant une part plus grande du bloc d'électricité patrimoniale au détriment des catégories de consommateurs ayant un taux de croissance faible. Ces derniers devant assumer une part plus importante des coûts des approvisionnements postpatrimoniaux.

### **5. Respect du décret prévu à l'article 52.2 2) 2° iii**

Le coût unitaire en €/kWh de l'électricité patrimoniale pour chacune des catégories de consommateurs est fixé par le gouvernement pour les années suivant l'atteinte de son volume maximal (*Loi sur la Régie de l'énergie*, article 52.2 2) 2° iii). Les décrets 1070-2004 du 16 novembre 2004, 759-2005 du 17 août 2005, et 790-2006 du 22 août 2006 ont été adoptés à cet égard.

Le choix d'une méthode de répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniale doit être effectué pour tenir compte de la réalité des coûts de l'électricité patrimoniale et des approvisionnements postpatrimoniaux.

Très fondamentalement, l'électricité patrimoniale et l'électricité postpatrimoniale n'ont pas les mêmes caractéristiques réglementaires, bien qu'elles utilisent toutes les deux certains vocabulaires semblables (puissance, énergie, facteur d'utilisation et taux de pertes).

Notons que le coût unitaire (€/kWh) de l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateur fixé dans le décret 790-2006 est presque identique à celui du décret 759-2005 (voir tableau 5 ci-dessous).

**Tableau 5 : Coût alloué à chaque catégorie de consommateur pour établir le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale (¢/kWh)**

Catégories de consommateurs	Décret 759-2005	Décret 790-2006	Écart
Tarifs D et DM	3,20	3,21	0,01
Tarif DH	3,10	3,09	-0,01
Tarif DT	2,68	2,67	-0,01
Tarifs G et à forfait	2,88	2,89	0,01
Tarif G-9	2,79	2,79	0,00
Tarif M	2,67	2,67	0,00
Tarifs d'éclairage public et sentinelle	2,65	2,62	-0,03
Tarif L	2,46	2,46	0,00
Tarif H	2,65	2,64	-0,01
Contrats spéciaux	2,43	2,43	0,00

Notons de plus que les volumes de consommation de l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs indiqués dans le décret 790-2006 en date du 22 août 2006 « à titre indicatif et pour information » sont identiques à ceux calculés par le Distributeur en date du 16 août 2006 (HQD-11, Document 4, page 15, reproduit au tableau 6 ci-dessous)<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> En 2006, comme les volumes d'électricité patrimoniale des différentes catégories de consommateurs sont présentés dans le décret 759-2005 à titre indicatif, c'est la Régie qui a fixé ces différents volumes selon la méthodologie utilisée dans ce décret :

« Dans ce décret, les volumes d'électricité patrimoniale des différentes catégories de consommateurs utilisés pour établir le coût par catégorie de consommateurs sont présentés à titre indicatif. Ces volumes sont établis en calculant la part des volumes d'une catégorie dans les volumes totaux du Distributeur et en multipliant le ratio ainsi obtenu par le volume total d'électricité patrimoniale. Ainsi, la proportion d'électricité patrimoniale est la même pour chacune des catégories et correspond à la portion de la consommation patrimoniale dans les livraisons totales du Distributeur.

La Régie fixe les volumes d'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs selon la méthodologie utilisée dans le décret 759-2005 aux fins de l'allocation des coûts de l'électricité patrimoniale. » (Décision D-2006-34, page 65)

**Tableau 6 : Comparaison des volumes d'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs calculés par HQD et indiqués dans le décret 790-2006**

Catégories de consommateurs	HQD	Décret 790-2006	Écart
	16 août 2006	22 août 2006	
Tarifs D et DM	53 973	53 973	0
Tarif DH	3	3	0
Tarif DT	2 495	2 495	0
Tarifs G et à forfait	12 323	12 323	0
Tarif G-9	1 065	1 065	0
Tarif M	26 161	26 161	0
T.E.P.S.	536	536	0
Tarif L	43 707	43 707	0
Tarif H	8	8	0
Contrats spéciaux	26 127	26 127	0
Total	166 398	166 398	0

Source : HQD-11, Document 4, page 15, colonne 6.

Malgré les faits présentés ci-haut, il nous apparaît important de mentionner que l'approche proposée par le Distributeur pourrait se révéler problématique quant aux décisions du gouvernement en ce qui concerne l'électricité patrimoniale pour les années subséquentes à 2007. Selon nous, le fait que le gouvernement ait adopté la répartition des volumes d'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs selon la méthodologie d'Hydro-Québec Distribution ne signifie pas nécessairement qu'il en sera de même dans l'avenir.

Selon notre compréhension, le gouvernement peut dicter à la Régie toutes proportions par catégorie de consommateurs de l'électricité patrimoniale, indépendamment des proportions de consommation des catégories de consommateurs dans la vente totale d'Hydro-Québec Distribution.

À l'opposé, la répartition du coût de l'électricité postpatrimoniale par catégorie de consommateurs est sous la responsabilité de la Régie qui souhaite clairement considérer la causalité des coûts des contrats d'approvisionnement postpatrimoniaux :

« 1. *Décision de la Régie*

[...]

*Demande au Distributeur et aux intervenants de fournir davantage d'explications sur 4 enjeux spécifiques reliés à l'application de la méthode horaire des coûts de l'électricité postpatrimoniale :*

*[...] le reflet de la causalité des coûts » (HQD, Comité technique sur la méthode de répartition du coût de service, 16 mai 2006, page 4).*

Le choix d'une méthode de répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniale pour 2007 et pour les années subséquentes devrait se faire selon le principe de causalité des coûts et selon le décret en vigueur portant sur le coût unitaire de l'électricité patrimoniale, sans présumer que le volume maximal de l'électricité patrimoniale sera réparti par catégorie de consommateurs au prorata de leurs consommations totales prévues comme le propose le Distributeur.

## **6. Commentaires sur l'application par le Distributeur de la méthode du facteur d'utilisation global pour l'électricité postpatrimoniale**

Nous avons discuté dans les paragraphes précédents de l'approche du Distributeur de répartir le coût de l'électricité postpatrimoniale de la même manière que l'électricité patrimoniale. Voyons maintenant le deuxième volet de l'approche proposée par le Distributeur, soit un « signal de coût sur la base du facteur d'utilisation », dans la proposition du Distributeur déjà reproduite précédemment:

*« La proposition du Distributeur a été et est toujours de répartir le coût de l'électricité postpatrimoniale de la même manière que l'électricité patrimoniale à savoir un traitement avec un signal de coût sur la base du facteur d'utilisation. » (HQD-11, Document 1, page 7, lignes 2-7) (nous soulignons)*

L'énoncé ci-haut du Distributeur indique qu'il entend répartir le coût de l'électricité postpatrimoniale sur la base du facteur d'utilisation ; il serait donc utile de rappeler les hypothèses sous-jacentes à cette méthode.

Le facteur d'utilisation est un paramètre purement technique (puissance et énergie) ayant rapport à la consommation ou à la production. Il n'est pas en soi un paramètre de coût (\$, \$/kW et \$/kWh). Sa définition est comme suit :

$$\text{Facteur d'utilisation annuel (F.U.)} = \frac{\text{Volume d'énergie (kWh)}}{\text{Puissance maximale (kW) x 8 760 heures}}$$

Le Distributeur évalue le facteur d'utilisation de l'électricité postpatrimoniale à 66,4% pour 2007, en prenant la moyenne des consommations des 300 heures de pointe comme puissance maximale (HQD-11, Document 1, page 9, lignes 12-16). Le résultat de 66,4% serait calculé selon la formule présentée ci-haut.

Le facteur d'utilisation se calcule aussi par le rapport entre la puissance moyenne et la puissance maximale, selon la formule suivante :

$$\text{Facteur d'utilisation (F.U.)} = \frac{\text{Puissance moyenne (kW)}}{\text{Puissance maximale (kW)}}$$

Dans la définition du facteur d'utilisation, exprimée par les deux formules précédentes, il n'y a rien qui indique l'ampleur des coûts de puissance de pointe et d'énergie (en M\$) des approvisionnements.

Pour départager les coûts des composantes puissance et énergie, la méthode du facteur d'utilisation émet une hypothèse, et nous insistons sur le mot hypothèse. Elle est la suivante :



- Part de coût de la composante énergie = Facteur d'utilisation (FU)
- Part de coût de la composante puissance = 1 moins (FU)

Pour un coût total de l'électricité postpatrimoniale de 664 M\$ en 2007 (HQD-11, Document 4, page 15, colonne 7), les coûts des composantes « énergie » et « puissance de pointe » seraient comme suit :

- Coût de la composante énergie : 664 M\$ x 66,4% = 440 M\$
- Coût de la composante puissance : 664 M\$ x 33,6% = 224 M\$

Hydro-Québec Distribution a utilisé en 2001 ce mode d'estimation des coûts des composantes énergie et puissance dans la répartition des coûts de l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs<sup>4</sup>.

Cette hypothèse ne peut pas refléter, à moins d'une coïncidence fortuite, les coûts des contrats d'approvisionnement postpatrimoniaux destinés à la composante « énergie » tel que le contrat d'énergie de base avec TransCanada Energy. Elle ne peut pas non plus refléter le coût réel des contrats de puissance interruptible et des autres produits destinés à la satisfaction des besoins de pointe. C'est donc une méthode estimative pour évaluer les parts des coûts de la composante « énergie » et « puissance de pointe », sans référence aucune aux conditions réelles associées aux coûts des différents contrats d'approvisionnement postpatrimoniaux.

Dans le cas où l'ensemble des coûts des produits destinés à la satisfaction des besoins de pointe est moins élevé que les 224 M\$ montrés précédemment, la méthode du facteur d'utilisation attribue toujours ce montant à toutes les catégories de consommateurs présentes aux 300 heures de pointe. Ce sont les consommateurs des secteurs domestiques qui devront supporter majoritairement les coûts de cette imprécision. À l'inverse, si dans le futur, le niveau de pénétration du chauffage

---

<sup>4</sup> R-3477-2001, HQD-1, Document 1, Annexe 1, page 1 :  
<http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3477-01/3477-HQD-1doc.1pdf>.

électrique dans le marché augmentait fortement causant des achats de puissance postpatrimoniaux dépassant les 224 M\$ pris en exemple, la méthode du facteur d'utilisation ne verrait pas cette cause d'augmentation des coûts et attribuerait aux catégories de consommateurs autres que la catégorie domestique une partie de ce coût supplémentaire.

Et cette imprécision serait « durable », car le facteur d'utilisation du réseau et des catégories de consommateurs évoluerait lentement.

La méthode du facteur d'utilisation se base sur les caractéristiques de consommation de l'ensemble de la clientèle du Distributeur et non sur les coûts des contrats postpatrimoniaux à proprement parler. Tant qu'on peut avoir accès aux coûts des différents produits d'approvisionnement postpatrimoniaux (approvisionnement de base, cyclable, interruptibles, éolienne, etc.), il n'y aurait pas de raison de retenir la méthode du facteur d'utilisation.

## **7. La méthode aux coûts horaires**

La méthode aux coûts horaires prend une approche différente. Elle simule, heure par heure, l'utilisation optimale de tous les approvisionnements disponibles (patrimoniaux et postpatrimoniaux) d'une année donnée.

La méthode aux coûts horaires décrite par Hydro-Québec ressemble à la méthode « Probability of Dispatch Method ». Cette dernière est décrite de la façon suivante par NARUC dans son manuel portant sur la répartition des coûts :

*« The probability of dispatch (POD) method is primarily a tool for analyzing cost of service by time periods. The method requires analyzing an actual or estimated hourly load curve for the utility and identifying the generating units that would normally be used to serve each hourly load. The annual revenue requirement of each generating unit is divided by*

*the number of hours in the year that it operates, and that “per hour cost” is assigned to each hour that it runs. (...) It must be noted that this method has substantial input data and analysis requirements that may make it prohibitively expensive for utilities that do not develop and maintain the required data.» (NARUC, “Electric Utility Cost Allocation Manual – January, 1992”, page 62). (nous soulignons).*

Ainsi, les résultats de la simulation horaire devraient normalement montrer que la centrale de base de TransCanada Energy, par exemple, est utilisée à toutes les heures (sauf pour la période d'entretien), par conséquent, son coût devrait être réparti à toutes les catégories de consommateurs. À l'autre extrême, l'utilisation des contrats interruptibles serait concentrée aux heures de pointe et son coût serait attribué à toutes les catégories de consommateurs présentes aux heures de pointe dont principalement la catégorie Domestique. Bref, il y a un lien entre les coûts des approvisionnements et leur utilisation pour des fins énergétique ou de puissance de pointe. Ce lien est plus explicite avec la méthode aux coûts horaires que celui qu'on retrouve dans la méthode du facteur d'utilisation.

Finalement, il est important de rappeler que dans sa décision D-2005-34, la Régie a clairement indiqué l'importance du respect du principe de causalité des coûts et du reflet des caractéristiques des produits (contrats d'approvisionnement) dans la répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniale :

*« Dans sa décision D-2005-34, la Régie mentionnait notamment en ce qui concerne le choix d'une méthode de répartition :*

- *que le principe de causalité était fort important compte tenu de l'ampleur des coûts à allouer et qu'il devait primer sur le principe de simplicité;*

- *que pour bien refléter la causalité des coûts, la méthode de répartition devait tenir compte des caractéristiques des produits et faire un appariement entre ces produits et les caractéristiques de consommation. » (Décision D-2006-34, page 66) (nous soulignons)*

À notre avis, la méthode aux coûts horaires répond au critère de causalité des coûts et peut refléter correctement les caractéristiques des produits dans la répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniale.

## **8. La méthode B.I.P**

Outre la méthode aux coûts horaires, la méthode dite Base, Intermédiaire et Pointe (B.I.P) pourrait constituer une alternative intéressante pour aider le Distributeur à mieux répartir les coûts des approvisionnements postpatrimoniaux.

Mentionnons par ailleurs que la méthode B.I.P est reconnue par NARUC. Elle est décrite de la façon suivante par cette institution :

*« The BIP method is a time-differentiated method that assigns production plant costs to three rating periods: (1) peak hours, (2) secondary peak (intermediate, or shoulders hours), and (3) base loading hours. » (NARUC, Electric Utility Cost Allocation Manual, January 1992, page 60).*

Elle a été aussi appliquée, pour l'essentiel, par Hydro-Québec dans le passé.

Cette méthode a l'avantage de refléter les caractéristiques des produits (base, intermédiaire et pointe), tout en n'ayant pas la lourdeur d'avoir à traiter les coûts de chacun des produits d'approvisionnement pour chacune des 8 760 heures d'une

année donnée. Quant à la complexité des calculs, elle se situerait à mi-chemin entre la méthode du facteur d'utilisation et la méthode aux coûts horaires.

### **9. Méthode du facteur d'utilisation utilisée pour répartir les coûts de l'électricité patrimoniale dans le passé**

Nous ne pouvons indiquer les raisons ayant mené au choix de cette méthode pour l'électricité patrimoniale dans le passé, avant l'atteinte de son volume maximal. Cependant, la lecture de la proposition d'Hydro-Québec dans l'étude du dossier R-3398-98 nous renseigne sur certains faits.

Selon notre compréhension, les coûts unitaires par catégorie de consommateurs de l'électricité patrimoniale étaient déterminés sur la base d'un tarif existant (le tarif L) et non sur la base des coûts des équipements de production d'Hydro-Québec pour fournir cette quantité d'énergie (R-3398-98, HQ-1, Document 1, section 2.4, « Modalités d'établissement et d'implantation des tarifs de fourniture »). Donc, il n'y avait pas de possibilité de faire des simulations horaires comme dans le cas de l'électricité postpatrimoniale présentement.

Le contexte de l'utilisation de la méthode du facteur d'utilisation pour répartir les coûts de l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs à l'époque est donc totalement différent du cas de l'électricité postpatrimoniale qui nous occupe pour le moment.

Tout argument éventuel en faveur de la « continuité » dans l'application de la méthode du facteur d'utilisation pour l'électricité postpatrimoniale devrait donc être considéré en tenant compte du contexte dans lequel cette dernière se situe.

## 10. Commentaires sur les hypothèses relatives aux coûts de puissance de pointe de l'électricité postpatrimoniale

Avant d'analyser les différentes hypothèses relatives aux coûts de puissance de pointe de l'électricité postpatrimoniale, il serait utile de faire un survol des résultats de calculs des deux méthodes en discussion, soit la méthode du facteur d'utilisation et la méthode aux coûts horaires, pour comprendre pourquoi différentes hypothèses de coûts de puissance de pointe ont été émises.

Hydro-Québec Distribution présente les résultats de l'application des deux méthodes mentionnées que nous reproduisons au tableau ci-dessous.

**Tableau 7 : Coûts de l'électricité postpatrimoniale par catégorie de consommateurs évalués par le Distributeur selon le scénario basé sur le FU et le scénario des coûts horaires (¢/kWh) — 2007**

Catégories de consommateurs	Scénario 1 FU	Scénario 2 Coûts horaires
Domestique	10,03	8,96
Petite puissance	9,04	9,01
Moyenne puissance	8,40	8,66
Grande puissance	7,70	8,48
Total	8,71	8,71

\* Le même coût moyen de 8,71 ¢/kWh pour l'électricité postpatrimoniale a été présenté par le Distributeur dans son évaluation du coût des achats d'électricité pour 2007 (HQD-11, Document 4, page 15, tableau 9A, colonne 5, dernière ligne).

Source : HQD-11, Document 1, page 15, tableau 2.

On y voit clairement que, selon les résultats des calculs effectués par Hydro-Québec, la méthode du facteur d'utilisation attribue un coût de 10,03 ¢/kWh au secteur Domestique, soit 15% de plus que le coût moyen de 8,71 ¢/kWh de l'électricité postpatrimoniale. Cependant, cette même méthode attribue seulement 88% du coût moyen à la catégorie de consommateurs « Grande puissance ». Par contre, la méthode aux coûts horaires attribue, pour 2007, à peu de choses près, les mêmes coûts unitaires par catégorie de consommateurs.

La question qu'on doit se poser, ce n'est absolument pas laquelle des deux méthodes est plus avantageuse pour une catégorie de consommateurs donnée. Elle est la suivante : est-ce vrai que les approvisionnements postpatrimoniaux requis pour 2007 sont pour l'essentiel destinés à la composante « énergie », par opposition à la composante « puissance de pointe » ? La réponse à cette question nécessite des analyses des caractéristiques des contrats d'approvisionnement en vigueur en 2007.

Relativement à la composante « énergie » des coûts des contrats d'approvisionnement postpatrimoniaux, Hydro-Québec fait le constat suivant :

*« La méthode aux coûts horaires appliquée aux contrats d'approvisionnement existants donne essentiellement un coût en énergie (99%). » (HQD-11, Document 1, page 13, lignes 23-25)*

Le Distributeur discute par la suite, dans le document précité, sur l'à-propos d'ajouter un « signal de coût en puissance » variant entre 80 \$/kW et 110 \$/kW qui représentent respectivement les coûts en puissance estimés par le Distributeur pour le contrat de base de 350 MW et du contrat cyclable de 250 MW avec Hydro-Québec Production.

Le Distributeur signale aussi que « *le seul contrat d'approvisionnement significatif pour lequel l'information est confidentielle est TransCanada Energy.* » (HQD-11, Document 1, page 14, lignes 17-18)

Selon notre expérience, les sources d'approvisionnement de base, de la même nature que celle du contrat avec TransCanada Energy, ne sauraient avoir beaucoup de coût de « puissance de pointe ». Leur rôle normal n'est pas de répondre aux besoins de pointe comme les contrats de puissance interruptible ou les turbines-à-gaz.

Aux fins de référence, nous reproduisons ci-dessous les données relatives à la capacité en puissance et en énergie et aux coûts unitaires des contrats d'approvisionnement postpatrimoniaux indiquées dans le préambule de la question no. 10 de la Régie à Hydro-Québec (HQD-16, Document 1, page 21). Ces données sont basées sur les conditions de 2004 (coût du gaz naturel et / ou autres indices) ; avant la mise à jour des coûts unitaires selon des paramètres récents. On y remarque que le contrat cyclable de 250 MW avec HQP comporte un prix de 34% plus élevé que celui de 350 MW de base avec HQP.

**Tableau 8 : Données relatives aux contrats d'approvisionnements postpatrimoniaux (Paramètres de 2004 – avant la mise à jour d'octobre 2006 effectuée par Hydro-Québec)**

Contrats	Puissance (MW)	Énergie (TWh/an)	Facteur d'utilisation (nos calculs)	Coût unitaire (¢/kWh)	Ratio par rapport au coût unitaire du contrat de 350 MW de base avec HQP
Base avec HQP	350	2,9	95 %	5,5	1,00
Base avec TCE	507	4,1	92 %	6,0	1,09
Cyclable avec HQP	250	2,1	96 %	7,4	1,34

Source : HQD-16, Document 1, page 21 (Question no. 10 de la Régie à HQD) – Avant la mise à jour du 26 octobre 2006 d'Hydro-Québec.

La mise à jour pour 2007 effectuée par Hydro-Québec donne les résultats suivants :

*« Le coût unitaire en ¢/kWh des trois contrats pour 2007 est de 4,9 ¢/kWh pour le contrat en base de HQP, de 5,3 ¢/kWh pour le contrat cyclable de HQP avec un FU de 100 % et de 10,5 ¢/kWh pour le contrat de TCE en utilisant une prévision du prix du gaz naturel basée sur les prix "forward" Henry Hub sur le NYMEX, en date de mai 2006. » (HQD-16, Document 1, page 21, Réponse d'Hydro-Québec à la question no. 10.1 de la Régie – Version révisée du 26 octobre 2006).*



On remarque que le coût unitaire en 2007 du contrat cyclable chute à 5,3 ¢/kWh pour un facteur d'utilisation de 100 %, ce qui représente un écart de 8% seulement avec le coût unitaire du contrat de base de 350 MW avec HQP.

Sans vouloir nous prononcer sur la justesse de la valeur des coûts de puissance évalués par le Distributeur, nous soutenons que l'exercice d'ajouter un « signal de coût de puissance » est très délicat.

Dans sa demande de renseignements à Hydro-Québec, la Régie lui a demandé de présenter deux scénarios supplémentaires de l'application de la méthode aux coûts horaires avec des coûts de puissance de 10 \$/kW et 20 \$/kW (HQD-16, Document 1, page 114).

Les résultats de ces différents scénarios sont reproduits dans le tableau ci-dessous.

**Tableau 9 : Coûts de l'électricité postpatrimoniale par catégorie de consommateurs (¢/kWh) – Année 2007 - Méthode aux coûts horaires – Évaluation d'Hydro-Québec**

Catégories de consommateurs	Scénario Coûts horaires	Scénario avec 10 \$/kW pour 300 h	Scénario avec 20 \$/kW pour 300h	Scénario 4 Puissance postpat. 80 \$/kW	Scénario 5 Puissance postpat. 110 \$/kW
Domestique	8,96	8,93	9,01	9,85	10,18
Petite puissance	9,01	8,86	8,87	9,00	9,05
Moyenne puissance	8,66	8,77	8,74	8,47	8,37
Grande puissance	8,48	8,49	8,43	7,83	7,59
Total	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71

Sources :

Scénarios aux coûts horaires et coût de puissance de 80 \$/kW et 110 \$/kW : HQD-11, Document 1, page 15, tableau 2 ;

Scénarios aux coûts de puissance de 10 \$/kW et de 20 \$/kW : HQD-16, Document 1, page 115.

On constate que plus l'amplitude du « signal de coût de puissance » augmente, plus élevé sera le coût unitaire de la catégorie de consommateurs « Domestique », alors qu'on observe le contraire pour la catégorie « Grande puissance ».

Dans l'éventualité où la Régie adopterait la méthode aux coûts horaires avec l'ajout d'un signal de coût de puissance comme le propose le Distributeur, il serait important d'examiner la pertinence d'utiliser une valeur de coût de puissance donnée<sup>5</sup> pour s'assurer de l'exactitude et de la précision des résultats.

### **11. Conclusion sur la répartition des coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux par catégorie de consommateurs**

La façon la plus logique et la plus simple d'établir le coût d'approvisionnement postpatrimonial pour une catégorie de consommateurs donnée serait de le considérer comme étant la différence entre les coûts totaux (électricité patrimoniale et postpatrimoniale) calculés pour la catégorie de consommateurs en question et le coût correspondant de l'électricité patrimoniale alloué à cette même catégorie de consommateurs selon le décret en vigueur. Pour l'année 2007, ce dernier est le décret 790-2006 en date du 22 août 2006. Pour appliquer cette approche, on devrait utiliser le volume de consommation patrimoniale de chacune des catégories de consommateurs fixé par le gouvernement ou par la Régie.

Quant à la répartition des coûts de puissance et d'énergie des approvisionnements postpatrimoniaux, la méthode du facteur d'utilisation n'est pas appropriée dans la mesure où la Régie souhaite établir une certaine correspondance avec les différents contrats d'approvisionnement postpatrimoniaux sous sa juridiction.

---

<sup>5</sup> Les coûts de puissance de 10 \$/kW et de 20 \$/kW sont interprétés par le Distributeur comme un coût d'opportunité sur les marchés à court terme dans sa discussion sur l'ajustement des coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux :

*« Par ailleurs, selon le Distributeur l'utilisation d'un coût de puissance associé à des coûts d'opportunité sur les marchés à court terme serait inappropriée pour des fins de répartition des coûts de services sans introduire une plus grande instabilité des résultats, ce qu'il faut éviter. » (HQD-16, Document 1, page 115)*

La méthode aux coûts horaires, accompagnée des ajustements justifiés pour le coût de puissance de pointe, constituerait une alternative nettement plus intéressante que la méthode du facteur d'utilisation.

Si la Régie souhaite éviter la lourdeur des calculs de la méthode aux coûts horaires, elle pourrait considérer la méthode Base, Intermédiaire et Pointe (BIP).

## Section 2

### Commentaires sur la répartition des coûts de transport du Distributeur par catégorie de consommateurs

#### 1. Contexte

Les méthodes de répartition des coûts discutées par le Distributeur dans ce dossier visent à répartir le coût de transport du Distributeur entre les catégories de consommateurs (consommateurs locaux). Les résultats de cette répartition constituent des données pour la considération de la Régie dans la fixation des tarifs. C'est pour cette raison que la répartition des coûts doit s'effectuer de façon la plus précise possible, selon les règles de l'art et conformément aux orientations de la Régie.

Deux méthodes sont considérées dans le présent dossier : la méthode de la pointe coïncidente proposée par le Distributeur et la méthode adoptée par la Régie dans le dossier R-3549-2004 et appliquée au coût de transport du Distributeur.

À l'issue de l'examen de ce dernier dossier, la Régie a rendu sa décision sur la méthodologie de répartition des coûts du réseau de transport d'Hydro-Québec entre les utilisateurs des services de gros (point à point de court et de long terme, et charge locale) ainsi que sur les tarifs applicables à ces utilisateurs (Décision D-2006-66, 18 avril 2006). Elle s'est aussi prononcée sur la causalité des coûts de plusieurs composantes physiques du réseau de transport d'Hydro-Québec. La facture de transport du Distributeur est fixée à 2 483 M\$ (D-2002-66, page 23), soit 96% des 2 591 M\$ de revenu du Transporteur en 2005.

Il faut remarquer que la Régie a accepté la méthode de la pointe coïncidente (méthode 1-PC) pour la répartition du coût de transport du Distributeur par catégorie de consommateurs dans le dossier R-3492-2002 – Phase 1, en précisant qu'elle se

prononcera sur ce sujet à la suite de l'examen de l'étude d'allocation des coûts du Transporteur :

*« [La Régie] se prononcera en profondeur sur la méthodologie d'allocation des coûts de transport à adopter pour le Distributeur, à la suite de l'examen de l'étude d'allocation des coûts du Transporteur. Dans l'attente d'une décision sur l'allocation des coûts du Transporteur, la Régie accepte la proposition du Distributeur de répartir les coûts de transport en totalité à la puissance et selon la méthode basée sur la pointe coïncidente (1-PC). » (Décision D-2003-93, page 150)*

Dans la décision suivant l'examen du dossier R-3579-2005, la Régie « rappelle que l'examen de l'étude de répartition des coûts de transport devra être effectué dans le dossier tarifaire suivant la décision sur la répartition des coûts du Transporteur ». (D-2006-34, page 58)

Nous soumettons ci-après certaines remarques relatives à la répartition des coûts du transport du Distributeur entre les catégories de consommateurs (charge locale).

## **2. Rappel de la méthode du 1-PC et de la méthode adoptée par la Régie**

Le coût du réseau de transport d'Hydro-Québec représente des investissements énormes accumulés au fil des ans. Il comprend notamment 11 lignes de transport de très longues distances à très haute tension (THT – 735kV), une ligne de transport à courant continu (450 kV) et des interconnexions avec les réseaux voisins requises aux activités d'exportation et d'importation d'Hydro-Québec. Son coût d'investissement et d'exploitation annuel est de l'ordre de 2,6 milliards de dollars. Ce coût annuel particulièrement élevé résulte en grande partie de la décision d'Hydro-Québec d'aménager des centrales hydroélectriques éloignées des centres de consommation.

Le Transporteur récupère son coût annuel auprès de ses clients de gros dont 2 483 M\$ chez le Distributeur. Et, c'est ce montant qu'on doit maintenant répartir entre les catégories de consommateurs.

Pour effectuer la répartition des coûts, on se base sur le principe de causalité des coûts qui, pour l'essentiel, répartit les coûts entre les usagers d'un réseau selon leur utilisation. C'est un principe standard de l'industrie électrique (Régie, NARUC, APPA et de nombreux autres organismes de régulation et de services publics d'électricité).

Et, c'est dans la mesure de l'utilisation du réseau par ses différents usagers que les qualités et les défauts des méthodes se révèlent.

La plupart des réseaux de transport nord-américains utilisent les douze puissances coïncidentes mensuelles (12-PC) comme mesure de l'utilisation du réseau par ses usagers.

Le Distributeur utilisait et propose d'utiliser encore cette année la pointe coïncidente annuelle (1-PC) comme mesure. Ainsi, la totalité des coûts de transport du Distributeur est répartie en fonction des parts des catégories de consommateurs mesurées à la seule heure de pointe, indépendamment de leur utilisation pendant le reste des heures de l'année.

Dans ce dossier, le Distributeur présente cette méthode comme suit :

*« Le Transporteur utilisait la pointe coïncidente (1-PC) comme facteur de répartition des différentes fonctions sur la base que ce critère respectait le principe de causalité entre le coût de prestation et les investissements requis pour rencontrer la pointe annuelle du réseau. » (HQD-11, Document 1, page 20, ligne 13-16).*

Selon nous, même s'il y avait une certaine relation entre les investissements requis pour rencontrer la pointe annuelle et la planification des capacités du réseau, rien n'indique que son utilisation à l'année longue devrait se mesurer uniquement en fonction de la présence des catégories de consommateurs à l'heure de pointe. On semble confondre un objectif de la planification du réseau avec la répartition des coûts et l'élaboration des tarifs. Cette interprétation erronée de l'utilité du réseau a pour effet de mal distribuer les coûts entre les catégories de consommateurs. Cela a, entre autres, pour effet de surévaluer les coûts de transport de la catégorie de consommateurs Domestique. À titre indicatif, la surévaluation du coût de transport de la catégorie Domestique par la méthode du 1-PC sera de 114 millions de dollars si l'on admet que la différence entre les résultats calculés par la méthode de la Régie et par la méthode du 1-PC représente la valeur estimée de la surévaluation mentionnée (chiffre tiré de HQD-11, Document 1, page 26, tableau 4, colonne 4).

Dans sa décision D-2006-66, la Régie n'a pas retenu la méthode du 1-PC par des interprétations très claires, en indiquant d'autres facteurs à prendre en compte en plus de la notion de puissance de pointe :

*« La Régie comprend que la notion de puissance de pointe sur laquelle le Transporteur base sa planification annuelle est un inducteur de coût important. Toutefois, elle considère que d'autres facteurs que l'appel de puissance en pointe sont à prendre en compte aux fins de répartition des coûts ». (D-2006-66, page 13)*

*« Il apparaît ainsi qu'en plus de la puissance à la pointe, les dépenses en fiabilité et la distance liée à la localisation des centrales de production en expliquent les coûts. » (D-2006-66, page 14)*

Pour la répartition des coûts des équipements de transport associés à la production et des interconnexions, la Régie privilégie la méthode du facteur d'utilisation (D-2006-66, pages 15-17). Cette méthode prend en compte à la fois le coût de l'énergie transitée à toutes les périodes de l'année et les coûts supplémentaires

encourus pour desservir les clients aux heures de pointe. Les parts des coûts des composantes « énergie » et « puissance de pointe » sont respectivement 61% et 39% (D-2006-66, page 16).

Il faut signaler aussi que dans la méthode de répartition de la Régie, la méthode du facteur d'utilisation ne s'applique que pour les équipements de transport associés à la production et les interconnexions dont le coût représente 54% du coût total de transport du Distributeur. La méthode de la Régie utilise certains autres paramètres pour répartir les coûts du reste des composantes du réseau (voir tableau ci-dessous). Les résultats de la répartition du coût de transport du Distributeur par catégorie de consommateurs pour l'année 2007 se trouvent à la pièce HQD-11, Document 4, page 17, tableau 9C. Le tableau suivant présente les composantes de coût de transport du Distributeur et leurs paramètres de répartition.

**Tableau 10 : Composantes du coût de transport du Distributeur et leurs paramètres de répartition selon la méthode de répartition de la Régie**

Catégories d'équipement de transport	M\$	Parts	Paramètres de répartition
Équipements de transport associés à la production et interconnexions	1340,4	54,0%	Facteur d'utilisation
Autres équipements de transport à Très haute tension et à haute tension (fonction réseau)	739,0	29,7%	Puissance coïncidente (1-PC)
Raccordement des clients (Postes abaisseurs et « Client Haute tension »)	403,6	16,3%	1-PNC* Moyenne Tension pour les postes abaisseurs et 1-PNC* Haute Tension pour « Client Haute tension »
Total	2 483,0	100,0%	

\* PNC: puissance non coïncidente.

Source : HQD-11, Document 4, page 17.



### 3. Expérience internationale en matière de répartition du coût de transport entre les consommateurs locaux

Nous ne connaissons aucun grand réseau de transport qui utilise la méthode du 1-PC pour répartir ses coûts de transport entre les catégories de consommateurs locaux (résidentiel, commercial, industriel et autres).

Le cas de BCTC de la Colombie-Britannique est particulièrement intéressant, compte tenu de ses similitudes avec le cas d'Hydro-Québec : présence de centrales de production hydroélectriques éloignées, réseaux de transport ouverts à tous, exportation significative d'électricité. La lecture de l'extrait ci-dessous montre bien que BCTC utilise la méthode des 12-PC pour répartir les revenus requis entre les utilisateurs de service de réseau intégré (network service) qui comprennent les consommateurs locaux :

*« 43.2 Veuillez confirmer que BCTC utilise la méthode des 12 CP pour répartir ses coûts.*

*R43.2 Réponse du Dr Ren Orans :*

*(...) BCTC uses monthly coincident peak to divide the shares of network revenues to be paid by network customers. » (R-3549-2004, Phase 2, HQT-6, Document 9, page 54, lignes 11-22)*

Aux États-Unis, Bonneville Power Administration, une entreprise hydroélectrique bien connue, utilise aussi la méthode des 12-PC pour répartir les coûts de transport entre les consommateurs locaux et les autres utilisateurs du service de réseau intégré :

*« Question: « (...) Bonneville Power Administration (« BPA »), Puget Sound Energy (« Puget »), and Portland General Electric (« PGE ») – all of which are Open Acces designs – base their Network service rates on the coincident monthly system peak. (...) To what extent can BCTC*

*comment on the similarities or difference between those systems with respect to their design to meet a single winter system peak ?*

*Response: Like BCTC, the utilities mentioned in the Pacific Northwest have winter peaking systems and continue to base their network service rates on the coincident monthly system peak.» (BCUC Information Request No. 3.58.4.1, Dated: 9 November 2004, page 112)*

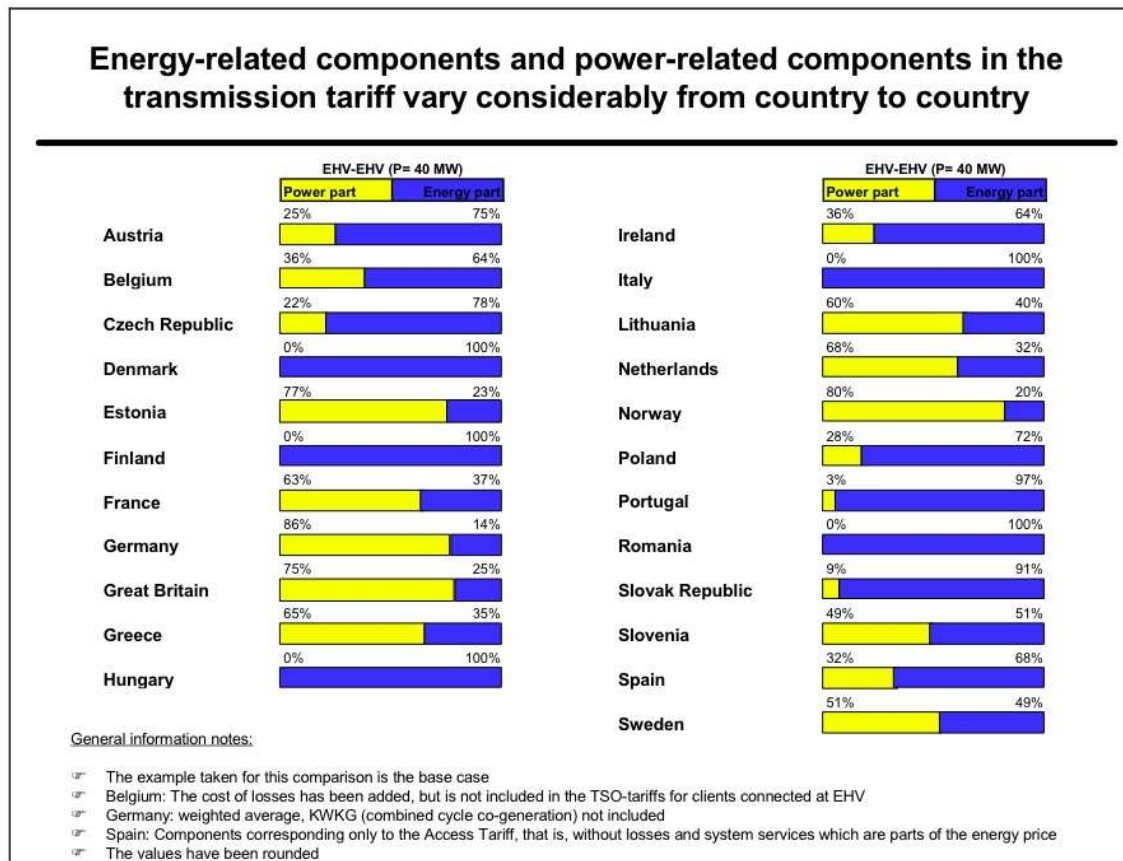
Il en ressort que la méthode de répartition des coûts de la Régie ou celles utilisées par BCTC et Bonneville Power Administration reconnaissent toutes l'importance de tenir compte de la composante « énergie ».

Du côté de l'Europe, un rapport de *European Transmission System Operators (ETSO)*, montre les parts relatives des composantes « énergie » et « puissance » des tarifs de transport de 19 pays (voir figure reproduite ci-bas)<sup>6</sup>. Tous les tarifs de transport évalués par ETSO comportent des parts diverses de ces deux composantes, mais aucun ne comporte que la composante « puissance » selon l'hypothèse de la méthode du 1-PC. Par contre, tous comportent un pourcentage donné de la composante énergie.

---

<sup>6</sup> European Transmission System Operators (ETSO), *Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2005*, Juin 2006, page 5. On peut consulter le rapport cité à l'adresse Internet suivante : <http://www.ets-net.org/upload/documents/benchmarking2005.pdf>.

**Figure 1 : Composantes « énergie » et « puissance » des tarifs de transport en Europe**



En se basant sur les expériences examinées ci-dessus, nous croyons que la reconnaissance de la Régie dans sa décision D-2006-66 de la composante « énergie » dans les coûts des installations de transport associées à la production et des interconnexions d'Hydro-Québec concorde avec la pratique nord-américaine et européenne.

#### **4. Proposition**

En tenant compte des éléments discutés précédemment, nous croyons que la répartition des coûts de transport du Distributeur ne devrait pas s'effectuer par la méthode du 1-PC parce qu'elle est tout simplement non conforme au critère standard de causalité des coûts.

La méthode de répartition retenue par la Régie (D-2006-66) devrait donc être privilégiée dans le présent dossier.

Bien sûr, toute méthode évolue et s'ajuste au fil des ans, le Distributeur et les intervenants pourraient proposer à la Régie leurs recommandations en temps et lieu bien qu'incidemment certaines améliorations seraient souhaitables. Notons finalement que dans le dossier R-3605-2006 en cours d'examen par la Régie, cette dernière n'entend pas reconsidérer la méthodologie de répartition du coût du service du Transporteur fixée dans le cadre du dossier R-3549-2004 Phase 2 ; la Régie a instruit aux participants de porter le débat sur l'application de la méthodologie mentionnée (D-2006-126, page 7).

## 5. Commentaires sur le lien entre la facture de transport du Distributeur et le choix d'une méthode de répartition des coûts

Dans sa preuve, le Distributeur soumet à la Régie son dilemme à l'effet que sa facture de transport est basée sur la puissance coïncidente (HQD-11, Document 1, page 22, ligne 9-15 et page 23, ligne 1-4), alors que : « *la règle de base en matière de répartition est d'allouer les coûts de la même façon qu'ils sont facturés (...)* » (HQD-11, Document 1, page 24, lignes 8-10).

Nous croyons opportun de soumettre à l'attention de la Régie une nuance relative à la relation entre la facture de transport du Distributeur et sa pointe coïncidente.

À notre connaissance, la facture de transport du Distributeur demeure toujours la même dans le cas où sa consommation réelle dépasse sa puissance coïncidente maximale estimée. La lecture d'une affirmation récente du Transporteur relative à l'approche actuelle de facturation du service de transport pour la charge locale confirme ce fait :

*« Quant à la facture qu'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») devra assumer pour le service d'alimentation de la charge locale, le Transporteur propose de maintenir l'approche actuelle, qui consiste à facturer ce service à partir du montant fixe inscrit à l'appendice H des Tarifs et conditions jusqu'à ce que ce montant soit modifié lors d'une demande tarifaire subséquente. Même si les besoins de transport réels de la charge locale diffèrent par rapport à la prévision déposée dans la présente demande, le Transporteur souligne enfin que le service de transport sera offert sans frais additionnels pour le Distributeur. » (Dossier R-3605-2006, HQT-12, Document 1, page 13, lignes 9-18, document daté du 6 juillet 2006) (nous soulignons)*

Il en ressort que le lien entre la facture de transport du Distributeur et sa pointe maximale n'a pas un caractère absolu.

De plus, le Distributeur ne facture pas ses clients de façon proportionnelle à leurs consommations à l'heure de pointe. La correspondance entre la facturation des frais de transport du Distributeur et la répartition de ces derniers par catégorie de consommateurs devrait donc être établie avec nuance.

Il est important de noter également la différence entre la répartition des coûts de transport et l'établissement des tarifs ou facture de transport du Distributeur. Avant de fixer la facture de transport de 2 483 M\$ du Distributeur dans le dossier R-3549-2006, la Régie a clairement indiqué cette différence :

*« La répartition du coût de service constitue un intrant important de la détermination de la structure et du caractère juste et raisonnable des tarifs. Lors de la conception des tarifs des services de transport d'électricité, la Régie considère aussi d'autres critères que la seule causalité des coûts, dont l'efficacité économique, la stabilité tarifaire et la simplicité d'application. » (R-3549-2004, D-2006-66, 18 avril 2006, page 22)*

Si pour fixer la facture de transport du Distributeur la Régie a considéré d'autres critères que la seule causalité des coûts, on ne peut pas dire que cette facture résulte uniquement de simples calculs basés sur la puissance de pointe. Comment peut-on alors répartir cette facture entre les catégories de consommateurs sur la base d'un seul élément, soit la pointe coïncidente maximale ?

Dans sa preuve, le Distributeur a invoqué un autre élément militant en faveur du maintien de la méthode actuelle (la méthode du 1-PC) de répartition des coûts de transport du Distributeur entre les catégories de consommateurs. L'élément en question est décrit de la façon suivante par le Distributeur :

« [...] la méthode de répartition des coûts du Transporteur pourrait évoluer, une fois analysées les implications de cette méthode sur la clientèle. En particulier, le Distributeur ne peut endosser une méthode qui lui impute 81 M\$ de coûts de transport de plus que sa facturation et qui pourrait, à terme, impliquer de profondes modifications à sa structure tarifaire et à l'interfinancement entre les catégories. » (HQD-11, Document 1, page 24, lignes 11-16)

Nous croyons opportun de soumettre à l'attention de la Régie que l'écart de 81 M\$ entre le coût et la facture de transport du Distributeur serait dû essentiellement à des considérations méthodologiques différentes dans la répartition des coûts et dans la fixation des tarifs.

En effet, à l'étape de répartition des coûts de transport par service de gros, la méthodologie de la Régie exclut les revenus provenant des services de transport de court terme de 78 M\$ en 2005 (R-3549-2004, D-2006-66, 18 avril 2006, page 23). Ceci résulte en des coûts plus élevés pour la charge locale et les services de point à point de long terme comparativement aux coûts évalués en tenant compte des revenus des services de court terme. Par contre, à l'étape de fixation de la facture de transport de la charge locale et du tarif de point à point de long terme, les revenus de 78 M\$ mentionnés sont pris en compte. La conciliation entre les résultats de coûts et de fixation de la facture se voit à l'aide du tableau suivant :

**Tableau 11 : Coûts et factures des clients du Transporteur**

Catégories de service de transport de gros	Coûts Répartis	Facture	Écart
	(M\$)	(M\$)	(M\$)
	(A)	(B)	(A-B)
Charge locale (Distributeur)	2 564,2	2 483	81
Point de point de long terme	26,8	29,5	(3)
Point à point de court terme	0	78	(78)
Total	2 591	2 591	0

Source : D-2006-66, pages 21 et 23.

Cet écart de 81 M\$ n'a pas d'impact sur la répartition de la facture de transport du Distributeur entre les catégories de consommateurs puisque le Distributeur a réussi à en tenir compte dans sa répartition des coûts selon la méthode de la Régie :

*« Le deuxième scénario est un de ceux présentés en comité technique consistant à utiliser la méthode adoptée par la Régie établissant à 2 564 M\$ les coûts de la charge locale et, pour être conforme à la facturation de la charge locale établie à 2 483 M\$ à l'aide du tarif annuel, à répartir la différence de 81 M\$ sur la base des coûts répartis à chacune des fonctions. » (HQD-11, Document 1, page 25, lignes 3-7)*



### **Section 3**

## **Commentaires sur certains ajustements tarifaires prévus par le Distributeur pour l'exercice 2007-2008 et à plus long terme**

### **1. Mise en situation**

Le Distributeur propose une hausse de tarifs d'électricité de 2,8% applicable à compter du 1<sup>er</sup> avril 2007 uniformément pour toutes les catégories de consommateurs. Selon la pièce HQD-12, Document 1, pages 17 -18, le portrait global des revenus du Distributeur pour l'année 2007 se présenterait comme suit si sa demande de hausse tarifaire de 2,8% était acceptée par la Régie:

- Manque à gagner pour l'année 2007 : 256 M\$ ;
- Revenus générés par une hausse de 2,8% du 1<sup>er</sup> avril 2007 au 31 décembre 2007 : 177 M\$ ;
- Provision réglementaire : 79 M\$ (= 256 M\$ moins 177 M\$).

Les niveaux de hausse tarifaire (2,8% ou autres pourcentages) pour chacune des catégories tarifaires seront décidés par la Régie à la fin de son examen du dossier. Selon notre compréhension, les éléments suivants, entre autres, affecteraient la fixation du niveau de la hausse tarifaire : les dépenses du Distributeur et le mode de traitement des soldes des comptes de frais reportés ayant trait à la facture de transport du Distributeur et aux coûts des approvisionnements postpatrimoniaux.

Pour leur part, les ajustements de la structure tarifaire proposés par le Distributeur affecteraient ses clients de façon différente, et cela même à l'intérieur d'une catégorie tarifaire donnée, par exemple le tarif D.

## 2. Commentaires sur la croissance des coûts et les ajustements de structure tarifaire des tarifs D et DM proposés par le Distributeur

Comme on l'a vu à la section 1, les coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux représentent une source importante de la croissance des coûts globaux du Distributeur.

Le coût unitaire (¢/kWh) de l'approvisionnement postpatrimonial est de trois fois plus élevé que celui de l'électricité patrimoniale. Le premier représente en quelque sorte le coût marginal de fourniture du Distributeur. En effet, le tableau 12 ci-bas montre que le coût moyen d'approvisionnement postpatrimonial en 2007 est du même ordre de grandeur que le coût de la composante fourniture du coût évité global du chauffage des locaux. Ce tableau montre aussi que les coûts évités des composantes « Transport – Charge locale » et « Distribution » sont inférieurs à celui de la fourniture postpatrimoniale.

**Tableau 12: Coût évité et coût des approvisionnements postpatrimoniaux — 2007**

<b>Catégories de coûts</b>	<b>¢/kWh</b>
<b>Approvisionnement postpatrimonial</b> (Source : HQD-11, Document 4, p. 15, colonne 5)	8,71
<b>Coût évité (Chauffage des locaux)</b> (Source : HQD-12, Document 1, page 31, tableau 10)	
- Fourniture et Transport	8,83
- Transport – Charge locale	1,27
- Distribution	0,46

Pour leur part, les tarifs domestiques et autres tarifs du Distributeur sont basés sur l'approche des coûts moyens (average or embedded cost) qui est très différente de l'approche des coûts évités (coûts marginaux). De plus, on ne trouve pas, dans les décrets gouvernementaux, de partage entre les consommateurs chauffés à

l'électricité et non chauffés à l'électricité en ce qui concerne le volume d'électricité patrimoniale du tarif D.

Compte tenu de ces facteurs, nous croyons que les ajustements de la structure tarifaire des tarifs domestiques devraient se faire avec prudence et de façon graduelle.

### 3. Écart de prix entre les deux tranches des tarifs D et DM

Le tableau suivant présente les données d'Hydro-Québec relatives à la structure des tarifs D et DM, ainsi qu'aux revenus générés par composante pour l'exercice 2005-2006. On y voit que le prix actuel de la 2<sup>ème</sup> tranche des tarifs D et DM est de 31% plus élevé que celui de la première tranche. Par cet écart et par les effets du volume d'énergie de la deuxième tranche, cette dernière génère 1,5 milliards de dollars pour l'année tarifaire 2005-2006, soit près de la moitié de l'ensemble des revenus générés par toutes les composantes de la structure des tarifs D et DM. (Le seuil actuel de la première tranche est 30 kWh/jour).

**Tableau 13 : Tarifs D et DM : Revenus par composante tarifaire – 2005-2006**

Composantes tarifaires	Tarif en vigueur avril 1 <sup>er</sup> avril 2006	
	Prix	M\$
Redevance (¢/kWh)	40,64	421
Énergie		
1 <sup>ère</sup> tranche (¢/kWh)	5,22	1 300
2 <sup>ème</sup> tranche (¢/kWh)	6,83	1 543
Puissance		
D (\$/kW)	4,71	2
DM (\$/kW)	1,17	1
Total		3 268

Source : HQD-12, Document 1, page 23, tableau 5

#### **4. Analyse de la proposition du Distributeur d'augmenter pour 2007 le prix de la deuxième tranche deux fois plus que le prix de la première**

Pour 2007, le Distributeur propose d'augmenter le prix de la deuxième tranche deux fois plus que le prix de la première, en considérant plusieurs facteurs : la demande du gouvernement telle qu'énoncée dans la Stratégie énergétique, l'écart de coûts qui existe entre les usages de base et les autres usages, le prix des combustibles, et surtout le signal donné par les coûts marginaux (HQD-12, Document 1, page 31, lignes 14-15 et page 32, lignes 1-4). Ainsi, l'augmentation du prix de la deuxième tranche serait de 4,2% et celle de la première tranche serait de 1,9% (HQD-12, Document 1, page 34, tableau 12). À notre connaissance, si cette proposition du Distributeur était acceptée par la Régie, il s'agirait de la deuxième année consécutive que les consommateurs utilisant le chauffage électrique subissent des hausses de facture plus élevées que l'inflation.

En tenant compte de la proposition du Distributeur de geler le prix de la redevance, les impacts de la hausse globale de 2,8% de 2007 et de la modification des prix des deux tranches du tarif domestique, se présentent comme suit:

**Tableau 14 : Impact de la hausse proposée (2,8%) sur la facture annuelle de la clientèle domestique**

Types de client	Facture annuelle au 1 <sup>er</sup> avril 2006	Hausse de facture en 2007
<b>Client moyen domestique</b> (17 075 kWh)	1 174 \$	33 \$ (2,8%)
<b>Chauffé à l'électricité :</b>		
- Logement (11 590 kWh)	789 \$	16 \$ (2,0%)
- Petite maison (20 494 kWh)	1 379 \$	39 \$ (2,9%)
- Moyenne maison (26 484 kWh)	1 782 \$	56 \$ (3,1%)
- Grande maison (32 054 kWh)	2 161 \$	72 \$ (3,3%)
<b>Client 1<sup>ère</sup> tranche</b> (10 950 kWh)	720 \$	11 \$ (1,5%)
<b>Multi-logement</b> (124 160 kWh)	8 342 \$	239 \$ (2,9%)
<b>Grand client</b> (100 kW, 411 700 kWh)	29 041 \$	1 324 \$ (4,6%)
Inflation		2%

Source : HQD-12, Document 1, page 36, tableau 13.

Selon ce scénario, les consommateurs utilisant le chauffage électrique auront des hausses tarifaires plus élevées que ceux dont la consommation se trouve en première tranche. Les consommateurs habitant un petit logement auraient une hausse équivalente à l'inflation qui se situe aux alentours de 2%.

Le Distributeur a aussi présenté des scénarios de hausses tarifaires de 2% par année à l'horizon de 2010 (HQD-12, Document 1, page 36). Leurs impacts, en terme de la différence entre les hausses de facture entre les différents types de clients des tarifs D et DM, sont similaires au cas de 2007 discuté précédemment.

Nous sommes d'avis que, pour 2007, pour des hausses tarifaires de l'ordre de 2,8%, la correction de la structure du tarif domestique pourrait être considérée comme raisonnable, puisque les hausses de facture se situent de manière générale au niveau de l'inflation ou à l'inflation plus 1%.

Le tableau suivant compare les augmentations de la facture mensuelle pour les scénarios de hausse de 2,8%, de 4% et de 5%, accompagnées d'une correction du rapport de prix entre les deux tranches. On y voit que des hausses de facture seraient plus importantes pour les scénarios de 4% et de 5%.

**Tableau 15 : Scénario d'augmentation de la facture mensuelle de la clientèle domestique (Tarif D) — Hausse de la 2<sup>ème</sup> tranche deux fois plus élevée que celle de la première tranche)**

Type de client (Tarif D seulement)	Hausse de 2,8%	Hausse de 4%	Hausse de 5%
Moyenne des clients non chauffés à l'électricité (12 820 kWh)	1,93 \$ (2,6%)	2,78 \$ (3,7%)	3,48 \$ (4,6%)
Moyenne des clients chauffés à l'électricité (19 050 kWh)	3,12 \$ (2,9%)	4,48 \$ (4,1%)	5,60 \$ (5,2%)
Client habitant une maison unifamiliale chauffée à l'électricité (26 500 kWh)	4,67 \$ (3,1%)	6,69 \$ (4,5%)	8,35 \$ (5,6%)

Sources : Scénario de hausse de 2,8% : HQD-12, Document 1, page 68, tableau 33 ;  
Scénarios de hausse de 4% et 5% : HQD-16, Document 1, page 130 (Réponse d'Hydro-Québec à la demande de renseignements no. 1 de la Régie).

## **5. Commentaires sur les résultats d'indices d'interfinancement entre les catégories de consommateurs suite à une hausse tarifaire hypothétique de 2,8% en 2007**

Au sujet de l'interfinancement entre les catégories de consommateurs, il faut distinguer deux éléments :

- l'impact sur les indices d'interfinancement de la proposition de hausse tarifaire de 2,8% du Distributeur pour 2007 (HQD-12, Document 1, pages 63-64) ;
- l'impact sur les hausses tarifaires requises selon l'interprétation proposée par le Distributeur de l'article 52.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, soumise aux fins de discussion uniquement (HQD-12, Document 1, pages 10-13).

Nous discutons dans le paragraphe qui suit du premier point.

Dans sa décision D-2006-34 (page 86), la Régie a demandé au Distributeur de calculer les indices d'interfinancement en se basant sur les revenus générés par l'application des tarifs sur les 12 mois de l'année témoin, plutôt que d'utiliser les revenus générés par les tarifs durant l'année financière. Cette décision a aussi confirmé l'ajustement de la balise de référence 2002 pour tenir compte des changements méthodologiques et des effets prix/coût/volume.

Le Distributeur a calculé les indices d'interfinancement selon la demande de la Régie dont les résultats sont reproduits dans le tableau ci-dessous.

**Tableau 16 : Indices d'interfinancement – Hausse uniforme de 2,8% en 2007**

Catégories de consommateurs	Indices d'interfinancement 2002 ajusté (%)	Indices d'interfinancement 2007 avant hausse (%)	Indices d'interfinancement 2007 après hausse (%)
Domestique	80,8	81,1	81,1
Petite puissance	122,5	123,1	123,1
Moyenne puissance	130,3	131,4	131,4
Grande puissance	117,9	115,6	115,6
Total – Tarifs réguliers	100,0	100,0	100,0
Contrats spéciaux	100,0	100,0	100,0
Tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours	100,0	100,0	100,0
Tarif BT	100,0	s.o.	s.o.

Source : HQD-12, Document 1, page 64, tableau 29.

Les indices d'interfinancement restent donc stables.

Cette stabilité des indices serait due à des hausses tarifaires uniformes pour toutes les catégories de consommateurs. Ainsi, on peut croire que la hausse uniforme de 2,8% demandée par le Distributeur n'aurait pas pour effet d'atténuer l'interfinancement entre les catégories de consommateurs.

## 6. Scénario illustratif de hausse tarifaire requise selon l'interprétation du Distributeur de l'article 52.1 de la Loi

Le Distributeur a présenté, à titre illustratif (HQD-12, Document 1, pages 65-66), un scénario de hausses tarifaires requises selon son interprétation du 4<sup>ème</sup> alinéa de l'article 52.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* qui se lit comme suit:

*« La Régie ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs. »*

Ce scénario montre une hausse tarifaire requise pour la catégorie de consommateurs Domestique de 4,1%, alors que les autres catégories ont des hausses requises variant de 1,3% à 2,8%, pour une moyenne de 2,8% (voir tableau 17 ci-dessous)

**Tableau 17 : Hausse tarifaire requise en 2007 (à titre illustratif) selon l'interprétation du Distributeur de l'article 52.1 de la Loi**

<b>Catégorie de consommateurs</b>	<b>Hausse requise (%)</b>
Domestique	4,1
Petite puissance	2,8
Moyenne puissance	1,6
Grande puissance	1,3
Total	2,8

Source : HQD-12, Document 1, page 66, tableau 30.

Le Distributeur explique son mode de calcul des hausses tarifaires requises de la façon suivante :



« De façon plus succincte, la proposition du Distributeur vise d'abord à maintenir les acquis de la clientèle domestique ; en ce qui concerne les coûts additionnels encourus pour desservir une clientèle, le Distributeur est d'avis que le respect de l'article 52.1 ne doit pas empêcher la causalité des coûts. Pour ce faire, lors d'une hausse tarifaire, il s'agit de récupérer, auprès de chacune des catégories de consommateurs, la croissance des coûts qui lui sont attribués. Ce faisant, l'interfinancement est maintenu en ce qui concerne les revenus prévus et requis des années antérieures tandis que la causalité des coûts est respectée pour les coûts à la marge de ces mêmes revenus requis. Cela signifie donc des hausses tarifaires différenciées par catégorie de consommateurs ainsi qu'un indice d'interfinancement qui variera d'année en année. L'indice d'interfinancement d'une année sera un résultat et non un objectif visé. » (HQD-12, Document 1, page 12, lignes 6-17) (nous soulignons)

De ce qui précède, on note deux éléments importants:

- L'application éventuelle de l'interprétation du Distributeur aurait pour effet d'exiger des hausses tarifaires relativement élevées chez la clientèle domestique (par exemple, 4% pour le secteur domestique au lieu de 2,8% pour l'ensemble des catégories de consommateurs en 2007);
- Si l'on appliquait en même temps l'accentuation de l'écart entre le prix de la deuxième tranche des tarifs D et DM et celui de la première tranche, les consommateurs résidentiels utilisant le chauffage électrique auraient probablement à faire face à des hausses de facture plus élevées que l'inflation dans les prochaines années.

Il s'agit donc d'une interprétation d'un article de la *Loi sur la Régie de l'énergie* qui aurait des impacts importants sur les tarifs applicables aux consommateurs résidentiels.

Sur un autre plan, selon nous, quelle que soit l'interprétation que la Régie voudrait bien donner à l'article 52.1 concernant la non atténuation de l'interfinancement après l'audition de la présente cause, il est important que la mesure de l'interfinancement entre les catégories de consommateurs soit précise ; ce qui implique que les méthodes de répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniaire et du coût de transport du Distributeur le soient aussi.

**ANNEXE 1****Comparaison des parts des catégories de consommateurs dans la consommation totale et dans l'électricité patrimoniale**

Données tirées de la pièce HQD-11, Document 2 (Rapport final du Comité technique sur la méthode de répartition du coût de service, page 11).

Catégories de consommateurs	Consommation totale	Proportion basée sur la consommation totale	Consommation patrimoniale	Parts*
	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)
Domestique	58 876	34%	55 999	34%
Petite puissance	14 555	8%	13 483	8%
Moyenne puissance	27 465	16%	26 123	16%
Grande puissance	74 053	42%	70 434	42%
Total	174 949	100%	166 400	100%

\* Nos calculs.