

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO.1 et NO.2
DE L'AQCIE/CIFQ**

Demande #1

Référence(s) : R-3610-2006, HQD-2, document 2, pages 5 à 9 et 19 à 20 de 25

Préambule :

Tableau 4 (page 19) et Tableau 5 (page 20), où le Distributeur prévoit 1,792 GWh de revente en 2007 pour un prix de 7,3 cents/kWh.

Demande(s) :

- 1- Veuillez expliquer la méthodologie qui a permis au Distributeur d'évaluer la valeur de revente à 7,3 cents/kWh.

Réponse:

Les ventes seront faites sur les marchés DAM du NYISO et de l'ISONE, par l'intermédiaire de contreparties qui sont en mesure de soumettre des offres dans ces marchés organisés et de prendre possession, à la frontière du Québec, des quantités horaires d'électricité postpatrimoniale qui réduiront ainsi les surplus en approvisionnement de base du Distributeur.

Voir également la réponse du Distributeur à la question 8.1 de la Régie (HQD-16, document 1).

- a. Veuillez notamment préciser le(s) type(s) de revente qui sera(ont) fait(s) et les prix estimés de la part du Distributeur pour chacun de ces produits.

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question précédente.

- b. Veuillez préciser si des contrats de revente sont déjà signés avec prix et quantités établis.
 - i. Si tel est le cas, veuillez identifier les acheteurs, les prix et les quantités.

Réponse:

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'AQCIE/CIFQ*

Le Distributeur a déjà mis en place des ententes de service avec des courtiers afin de diminuer les surplus d'électricité postpatrimoniale. Les quantités ne sont pas établies à l'avance. Le Distributeur est en mesure de moduler, sur une base horaire, les quantités d'approvisionnements de base postpatrimoniaux qu'il désire vendre.

Les prix reflèteront les prix observés sur les marchés DAM de référence.

- 2- Le prix de revente en 2006 a été de 8,5 cents/kWh alors que les achats du Distributeur en 2004 et 2005 ont été supérieurs à 7,3 cents/kWh sauf en un seul cas (page 23 de 25). Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne pourrait pas obtenir de tels prix pour 2007 (8,5 cents/kWh).

Réponse:

La vente des approvisionnements de base a été réalisée au cours des mois de novembre et de décembre 2005. Au cours de cette période, les prix élevés observés sur le marché DAM du NYISO étaient affectés par les contrecoups des ouragans qui ont sévi dans le sud des États-Unis.

Cette conjoncture n'existe plus comme en témoigne les prix à terme observés pour l'année 2007.

- 3- Veuillez fournir les prix spot moyens de chaque mois de 2006 (réels et estimés) pour le(s) marché(s) où le Distributeur revendra son électricité en 2007.

Réponse:

Les prix spot moyens en \$US/MWh sur le marché de la Nouvelle-Angleterre étaient :

Janvier : 70,20

Février : 66,71

Mars : 57,96

Avril : 59,05

Mai : 55,13

Juin : 55,99

Juillet : 60,84

Août : 63,64

Septembre : 44,25

Par ailleurs, les prix spots moyens des autres mois de l'année ne seront connus qu'à la fin de chacun de ces mois.

Demande #2

Référence : R-3610-2006, HQD-2, document 2, pages 17 et 19 (tableau 4) de 25 Et R-3515-2003, HQD-1, documents 1 et 2

Préambule :

« Les deux contrats avec *Hydro-Québec Production* procureront 600 MW à compter de mars 2007. »

Questions :

- 1- Les contrats déposés dans le cadre du dossier R-3515-2003 devaient entrer en vigueur au 1^{er} juillet 2007. Or, dans sa preuve, le Distributeur semble indiquer que l'apport de ces contrats se fera à partir de mars 2007.

Réponse:

L'information est inexacte car la date de début des livraisons est bel et bien fixée au 1^{er} mars 2007 comme le stipule l'article 5 de ces contrats.

- a. Veuillez indiquer à quel moment en mars 2007 (au 1^{er} mars) ?

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question précédente.

- b. Veuillez indiquer pourquoi ces contrats ont été devancés dans une situation de surplus et donc de revente d'électricité.

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'AQCIE/CIFQ***

Réponse:

Sans objet.

- i. Notamment, veuillez indiquer si le Distributeur a consenti des modifications aux contrats en relation avec ce devancement. Si oui, veuillez indiquer lesquels et déposer les nouveaux contrats ou ententes.

Réponse:

Les contrats n'ont fait l'objet d'aucune modification.

- 2- Dans les contrats signés, les apports en énergie des contrats avec HQP étaient de 3,1 GWh en base et 1,1 TWh cyclable. Le contrat de produit cyclable peut par contre atteindre 1,8 TWh. Dans sa preuve, pour l'année 2007, le Distributeur prévoit 2,57 TWh pour le produit de base et 1,836 TWh pour le produit cyclable.
 - a. Comment le Distributeur peut-il prévoir 1,836 TWh en 2007 alors qu'il s'agit là de la production maximale de ce produit et que celui-ci ne sera pas disponible pour les deux ou trois premiers mois de l'année ? Veuillez détailler votre calcul.

Réponse:

Les 1 836 GWh du produit cyclable correspondent au produit des 250 MW multipliés par 7 344 heures, soit le nombre d'heures du 1^{er} mars au 31 décembre inclusivement.

- i. Nous comprenons que dans le cas du produit de base, il s'agit du calcul suivant : 3,1 TWh/12 mois, multiplié par 10 mois d'utilisation (mars à décembre). Pourquoi n'est-ce pas la même chose pour le service cyclable ?

Réponse:

Les 2 570 GWh du produit de base correspondent au produit des 350 MW multipliés par 7 344 heures, soit le nombre d'heures du 1^{er} mars au 31 décembre inclusivement.

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'AQCIE/CIFQ***

- b. Veuillez indiquer pourquoi le Distributeur propose d'utiliser 100 % de la capacité du produit cyclable, qui s'achète à 7,5 cents/kWh alors qu'il propose de le revendre à 7,3 cents/kWh.

Réponse:

Le 7,5 ¢/kWh correspond au prix moyen incluant la composante fixe (puissance) et la composante variable (énergie) du contrat. La comparaison doit se faire uniquement sur la composante variable du contrat, qui est inférieure à 7,3 ¢/kWh, compte tenu que la partie fixe doit être payée de toute façon.

- i. Dans un tel scénario, le Distributeur ne devrait-il pas plutôt réduire sa consommation de produit cyclable à l'équivalent du minimum (1,1 TWh au lieu de 1,8 TWh) afin de réduire la perte financière de l'exercice achat/revente pour ces deux produits ?

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question précédente.

- c. Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit faire un suivi des prix de revente et acheter l'énergie non utilisée du contrat cyclable dans l'objectif de le revendre si le prix de marché est supérieur à 7,5 cents/kWh.

Réponse:

Le Distributeur assure un suivi continu des besoins, des moyens et des prix afin d'assurer des approvisionnements à moindre coût.

- i. Si oui, veuillez expliquer comment cet élément est pris en compte dans vos évaluations de prix et de quantités.

Réponse:

Voir les réponses du Distributeur aux questions b) et c) plus haut.

- ii. Si non, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse:

Sans objet.

Demande #3

Référence : R-3610-2006, HQD-4, document 2, page 13 de 24

Préambule : Tableau 1, détail du compte de pass on
Ligne « total grande puissance »

Question :

Selon les indications de ce tableau, la colonne 9 se veut l'addition des colonnes 6, 7 et 8, soit respectivement 11,3M\$, 0,5M\$ et 0,7M\$. Selon notre compréhension, le total aurait dû se lire 12,5M\$, alors que le tableau indique 10,5 M\$. Veuillez réconcilier.

Réponse:

La colonne 9 du tableau 2 de la pièce HQD-4, document 2 se veut l'addition des écarts nets (colonne 6), les intérêts calculés en 2005 (colonne 7) et les intérêts calculés en 2006 (colonne 8). Cette même colonne 9 exclut les contrats spéciaux de la grande puissance comme le tableau l'indique « Total excluant les contrats spéciaux ». Les frais reportés en 2007 pour les grandes puissances sont bel et bien 10,5 M\$.

Demande #4

Référence : R-3610-2006, HQD-4, document 2, page 15 de 24

Préambule : « Considérant la base de calcul des intérêts proposée dans la section 7.2, le montant créditeur de 182 M\$ exclut tout intérêt. Le Distributeur appliquera des intérêts à partir du 31 décembre 2006, soit une fois que l'ensemble des écarts réels sur les coûts d'approvisionnement pour l'année 2006 seront connus. »

Question :

Veillez présenter les intérêts que le Distributeur aurait dû calculer s'il avait utilisé les mêmes conditions que pour 2005.

Réponse:

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'AQCIE/CIFQ*

Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre à cette demande de l'AQCIE/CIFQ. En effet, le solde du compte de *pass-on* afférent à l'année 2006 a été calculé sur une base annuelle et non mensuelle. Or pour calculer les intérêts sur ce solde selon les mêmes conditions que celles prévalant en 2005, une mensualisation aurait été nécessaire. Or, la complexité de la comptabilisation sur une base mensuelle figure au titre des motifs invoqués par le Distributeur pour demander un traitement annuel.

Demande #5

Référence : R-3610-2006, HQD-4, document 2, page 19 de 24

Préambule : « Parmi les informations déterminantes qui ne sont connues qu'en fin d'année, on identifie le placement horaire des bâtonnets associés au volume d'électricité patrimoniale et l'établissement du taux de pertes réel. Ces informations obligent à reprendre les calculs mois par mois, une fois l'année terminée. Un exercice effectué sur une base annuelle, évite un lot de complexités associé à une compilation rétroactive des écarts mensuels. »

Questions :

- 1- Veuillez confirmer que les manques de données en cours d'année affectent deux seuls déboursés :
 - i. L'énergie patrimoniale ;
 - ii. Les écarts d'énergie en relation avec l'entente cadre entre HQD et HQP.

Réponse:

Le manque de données en cours d'année affecte le calcul de l'ensemble du compte de *pass-on*. En plus d'affecter l'établissement de l'énergie patrimoniale, il affecte aussi l'énergie postpatrimoniale dans le sens que le *pass-on* est établi pour chaque catégorie de consommateurs principalement au niveau de la répartition du coût des achats postpatrimoniaux. Ce dernier est réparti au prorata du coût de l'électricité patrimoniale dont les coûts unitaires sont déjà approuvés contrairement aux volumes patrimoniaux qui ne peuvent être estimés qu'à la fin de l'année. Cette problématique prend encore de l'ampleur dans le cas du traitement mensuel du compte de *pass-on*.

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'AQCIE/CIFQ***

- 2- Veuillez confirmer que le Distributeur possède les informations suivantes sur une base mensuelle :
- a. Achats hors énergie patrimoniale et entente cadre HQD/HQP ;
 - i. Achats de long terme (TCE, HQP, Bowater, Éolien, etc.)
 - ii. Achats de court terme

Réponse:

À la fin d'une année, ces informations sont disponibles sur une base mensuelle. Cependant, le Distributeur n'a pas besoin de ces détails pour établir le compte de *pass-on* puisqu'il répartit l'ensemble des coûts des achats postpatrimoniaux par catégorie de consommateurs et non pas par type de contrat.

- 3- Veuillez confirmer que le Distributeur peut faire la différence entre ses prévisions de ventes et d'achats de manière mensuelle, à l'exception de l'énergie patrimoniale et des écarts prévus à l'entente cadre.
- a. Veuillez fournir ces données pour l'année 2006.

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question 1 de la demande n° 5 et les réponses aux questions 16.1 et 21.2 de la Régie (HQD-16, document 1).

Demande #6

Référence : R-3610-2006, HQD-4, document 2, page 18 de 24

Préambule : « Par ailleurs, étant donné la particularité de l'ajustement de fin d'année et pour les raisons énoncées dans la section 5 précédente, le Distributeur demande l'autorisation de calculer les écarts sur une base annuelle plutôt que mensuelle, à compter de l'année 2006. »

Question :

- 1- Comprenons nous bien que le Distributeur demande de modifier le traitement du compte de pass on du 1^{er} janvier 2006 au 31 décembre 2006 ?

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'AQCIE/CIFQ*

- b. Si la réponse est affirmative, veuillez indiquer en quoi cela ne représente pas une demande de révision de la décision D-2006-34 ?

Réponse:

La demande du Distributeur porte sur une modalité de calcul et non sur le traitement du compte. Le traitement du compte demeure tel que prévu, c'est-à-dire que le compte se compose toujours des écarts de prix et des écarts de volume, nets de l'effet volume, qu'il est calculé pour chacune des années témoins, qu'il porte intérêt au coût du capital, etc.

Dans la décision D-2006-34, la Régie (pages 22 et 23) :

- a. Autorise l'intégration axée sur le calcul des écarts sur la base des données réelles couvrant une période de 12 mois, du 1^{er} janvier au 31 décembre ;
- b. Reconduit le compte de *pass-on* pour l'année 2006 et les années suivantes ;
- c. Considère que le compte de *pass-on* doit être traité hors base et porter intérêt au taux moyen du coût en capital ;
- d. Demande au Distributeur de présenter les modalités de disposition du compte dans le prochain dossier tarifaire.

La demande du Distributeur à l'égard du calcul annuel plutôt que mensuel ne consiste aucunement en une demande de révision des éléments de la décision D-2006-34.

Si la Régie approuve cette modification apportée à la modalité de calcul du *pass-on*, elle prendra effet à compter du 1^{er} janvier 2006 et servira de règle de base au calcul du compte de *pass-on* à l'avenir.

Demande #7

Référence : R-3610-2006, HQD-5, document 1, page 3 de 5

Préambule :

Tableau : Revenus autres que ventes d'électricité

Et,

« Le poste «Réclamations aux tiers et autres» totalisant 20,1 M\$ en 2005 inclut des montants relatifs à des travaux divers facturés à des tiers et à une filiale. Étant donné le caractère non récurrent de ces éléments aucun revenu additionnel (ni coût afférent) n'a été prévu pour 2006 et 2007. »

Questions :

- 1- Comprenons-nous bien que le montant non récurrent représente l'écart entre le 20,1 M\$ de 2005 et le 15,2 M\$ de 2007 ?

Réponse:

Oui. Les revenus ayant fait l'objet d'une planification sont ceux de nature récurrente ou ceux que le Distributeur est raisonnablement certain de pouvoir récupérer.

- a. Si non, veuillez concilier votre affirmation et le tableau.

Réponse:

Sans objet.

- b. De plus, veuillez indiquer comment est faite l'hypothèse de revenus de 15,2 M\$ en 2007.

Réponse:

La prévision des revenus de nature récurrente ou prévisible est établie sur la base des données historiques des dernières années.

Demande #8

Référence : R-3610-2006, HQD-5, document 2, page 8 de 14

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'AQCIE/CIFQ**

Préambule :

« Considérant, que les abonnements les plus importants, tels les campements et chantiers du Producteur, les bâtiments administratifs ainsi que les édifices du siège social et de l'IREQ sont actuellement mesurés et facturés, le Distributeur peut raisonnablement estimer que les revenus qui restent à facturer ne seraient pas beaucoup plus importants que ceux déjà facturés. »

Question :

- 1- Faut-il comprendre que les montants « raisonnablement estimés » par le Distributeur qui ne sont pas encore facturés représentent :
 - i. 10 M\$
 - ii. 19,3 M\$
 - iii. Autres (veuillez offrir un ordre de grandeur si les deux montants précédents ne représentent pas votre pensée).

Réponse:

Le Distributeur estime à 1 500 le nombre de bâtiments et installations dont la consommation d'électricité n'est pas mesurée actuellement et qui ne font pas l'objet d'une facturation interne de l'électricité consommée. Il est très difficile à l'heure actuelle de se prononcer sur les montants susceptibles d'être facturés aux entités affiliées pour les raisons déjà énoncées dans le document : une partie de ces bâtiments et installations appartiennent au Distributeur, certains sont alimentés à même les centrales de production, etc. C'est pour cette raison que le Distributeur entend procéder à compter de l'automne 2006 à un exercice d'échantillonnage qui lui permettra d'évaluer la consommation d'électricité qui devrait leur être facturée.

En l'absence d'une estimation fiable, le Distributeur suppose que les montants à facturer seraient en deçà de 19,3 M\$ mais ne peut être plus précis.

- 2- De ce montant, quelle est l'estimation du montant qui serait dépendant :
 - i. Du CSP ;

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question 8.1.

ii. De HQ Équipement ;

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question 8.1.

iii. De HQP.

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question 8.1.

Demande #9

Référence : R-3610-2006, HQD-5, document 2, page 14 de 14

Préambule :

« Le Distributeur favorise la stratégie suivante pour l'implantation progressive de la facturation de la consommation d'électricité de ses entités affiliées pour les bâtiments et installations qui ne font pas l'objet actuellement de facturation :

- évaluation de la consommation d'électricité des bâtiments et installations échantillonnés et évaluation des coûts reliés à l'installation d'un mesurage (décembre 2006) ;
- facturation des sites de télécommunication par le biais d'un tarif à forfait ou par l'installation d'un mesurage si les coûts sont justifiés (décembre 2007) ;
- pour les centres de services (entrepôts, ateliers, garages, aérogares, etc.), les centres administratifs et les résidences : installation d'un mesurage là où les coûts le justifient et facturation sur la base d'une estimation de la consommation pour les autres points de livraison faisant partie de ce groupe de bâtiments (décembre 2008) ;
- évaluation de la consommation et des coûts reliés à l'installation d'un mesurage pour les centrales et les postes de transformation (décembre 2008) ;
- installation d'appareils de mesurage dans les centrales et postes alimentés par le Distributeur lorsque les coûts le justifient en rapport aux revenus générés par la facturation, autrement facturation sur la base d'une estimation de la consommation (décembre 2009).

Le Distributeur effectuera un suivi de cette activité lors du prochain dossier tarifaire. »

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'AQCIE/CIFQ*

Questions :

- 1- Dans le cadre des travaux précédents, le Distributeur propose à chaque élément une date de tombée (décembre 2006, 2007, 2008 et 2009).
 - a. Pourquoi le Distributeur ne propose-t-il pas la facturation dès que possible, avec rapport ultérieur à la Régie. Ainsi, certaines installations pourraient être facturées dès 2006 et d'autres en 2007, 2008 ou 2009.

Réponse :

Le Distributeur entend procéder dès que possible à la facturation des installations et des bâtiments des entités affiliées.

Toute nouvelle installation sera facturée dès qu'elle sera en service. Par exemple, la consommation à facturer d'une centrale mise en service en 2008 le sera dès 2008 et non en 2009, même si la planification prévoit la facturation des centrales en 2009.

Ce n'est que pour la facturation des installations existantes que le Distributeur se donne jusqu'en décembre de chaque année visée par le plan d'intervention. Cela dit, il est envisagé de facturer graduellement et au fur à mesure les installations disposant d'équipement de mesure et pour lesquelles la rentabilité est assurée.

- b. Pourquoi prendre quatre années avant de terminer l'ensemble de l'exercice :
 - i. Est-ce que le Distributeur pourrait faire l'ensemble de cette tâche sur une période de deux ans plutôt que quatre ? Si non, pourquoi ?

Réponse :

Compte tenu des étapes préalables à la facturation de la consommation d'électricité des entités affiliées et des difficultés liées à sa mise en place, le Distributeur juge appropriée la période de 4 ans retenue pour réaliser l'exercice. Tel que souligné à la pièce HQD-5, document 2, les installations à facturer sont dispersées sur le territoire et la majorité d'entre

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'AQCIE/CIFQ*

elles se situent dans des zones éloignées des grands centres dont l'accès en est rendu difficile durant l'hiver. De plus, l'évaluation de la consommation de l'électricité et des coûts de l'installation du mesurage reste à réaliser.

Le Distributeur rappelle par ailleurs qu'il entend prioriser l'implantation de la facturation de la consommation à des fins internes notamment en fonction de l'importance du volume de consommation des bâtiments et des installations des entités affiliées.

- 2- Veuillez indiquer ce que le Distributeur penserait d'une facturation rétroactive au 1^{er} avril 2007 pour l'ensemble des installations.

Réponse :

Dans la mesure où la facturation est effectuée sur une base de relevés, le Distributeur doit attendre que les points de livraison disposent d'équipement de mesure ou qu'une estimation raisonnable puisse être établie pour les facturer correctement. Par ailleurs, si une facturation rétroactive était imposée, il faudrait logiquement accepter que ces montants soient intégrés au coût de service des entités réglementées sur une même base rétroactive. Finalement le Distributeur croit que d'appliquer une facturation rétroactive n'est pas une saine pratique commerciale.

- 3- Dans le cas des premiers travaux se terminant en décembre 2006 :
- a. Comprendons-nous bien que le Distributeur pourrait facturer à partir du 1^{er} avril 2007 ces installations mais que celles-ci ne le seront qu'à partir d'avril 2008, soit suite à la prochaine cause tarifaire ?

Réponse :

Bien que l'objectif du Distributeur soit de facturer la consommation de l'électricité aux entités affiliées du Distributeur le plus rapidement possible, son but n'est pas de facturer sans considérer les coûts de mise en place des équipements de mesure. Il serait en effet inapproprié que les revenus de facturation additionnels des entités affiliées soient absorbés par les coûts nécessaires à leur obtention.

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'AQCIE/CIFQ*

Or, l'année 2007 servira à évaluer les coûts de mise en place de ces équipements de mesure sur la base des données recueillies à partir de l'automne 2006.

Il est envisagé de facturer graduellement et au fur à mesure les installations disposant d'équipement de mesure et pour lesquelles la rentabilité est assurée. Il est également envisagé de facturer les sites de télécommunication par le biais d'un tarif à forfait dès 2007.

- i. Veuillez expliquer votre réponse si vous indiquez que la facturation serait techniquement impossible au 1^{er} avril 2007.

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question précédente.

*Réponse à la demande de renseignements no. 2
de l'AQCIE/CIFQ*

Demande no.2 de l'AQCIE/CIFQ

1. In MS Excel electronic format, please provide a database showing number of customers and MWh consumption for each rate class for each month for each of the past ten years.

Réponse:

Voir le fichier Excel en annexe 1. Les données de ce fichier correspondent à celles présentées dans le rapport annuel 2005 du Distributeur. À noter que les données par mois ne sont pas disponibles.

2. For the 2006 and 2007 test years, please provide HQD's forecast for number of customers and MWh consumption for each rate class, and identify the reasons for any significant changes.

Réponse:

Pour l'année 2007, le Distributeur présente dans le dossier R-3610-2006 le nombre d'abonnements avec multiplicateur (HQD-11, document 4, page 19, tableau 11, colonnes 6 et 7) ou sans multiplicateur (HQD-11, document 4, page 25, tableau 15, colonne 2). Ce nombre d'abonnements correspond à celui de l'année réelle 2005 ajusté pour la fermeture du tarif BT. Le Distributeur a également présenté dans le dossier R-3579-2005 la même information pour l'année 2006, des abonnements avec multiplicateur (HQD-12, document 2, page 17, tableau 11, colonnes 6 et 7) et sans multiplicateur (HQD-12, document 2, page 23, tableau 15, colonne 2) à partir des données réelles 2004 et comportant le même ajustement pour le tarif BT. Pour la consommation d'énergie par catégorie de consommateurs, voir R-3610-2006, HQD-2, document 1, page 5, tableau 1. Les explications des changements sont détaillées aux pages 6, 7 et 8 du même document.

3. For each of the past ten years, please provide a table showing HQD's (or its predecessor) long-term (5 or 10-year) forecast for GWh load for each rate class from its strategic plan. To the extent it is available, please provide this information in MS Excel electronic format.

Réponse:

Ces informations ne sont pas disponibles.

4. For each of the past ten years, please provide the annual energy consumption, the single coincident peak, and the 300-hour coincident peak, on both a weather normalized and non-normalized basis, for each rate class.

Réponse:

Les informations demandées sont présentées aux tableaux 48 à 53 dans le document *Répartition du coût du service de l'année témoin projetée* déposé en preuve par le Distributeur à chaque année.

Les données pertinentes concernant les années 2005, 2006 et 2007 sont présentées aux tableaux 48 à 53 de la pièce HQD-11, document 4 du présent dossier, à la pièce HQD-12, document 2 dans le dossier R-3579-2005 et à la pièce HQD-12, document 4 du dossier R-3541-2004.

Concernant les autres années, cette question dépasse le cadre du présent dossier.

5. Reference HQD-1, Document 1, page 5. In the English translation, the referenced document indicates that an English version of HQD's 2006-2010 Strategic Plan is available on HQD's web site. As of September 27, 2006, it was not. Please provide an English version of the 2006-2010 Strategic Plan if it is available.

Réponse:

Le Plan stratégique d'Hydro-Québec 2006-2010 ajusté en date du 15 septembre 2006 sera disponible, dans sa version anglaise, sur le site Internet de l'entreprise vers le 20 octobre 2006 à l'adresse :

www.hydroquebec.com/publications/en/strategic_plan/2006-2010/index.html

*Réponse à la demande de renseignements no. 2
de l'AQCIE/CIFQ*

6. Reference HQD-1, Document 1, page 9: Please explain why \$7 million has been added to the revenue requirement associated with pension costs for the supply units. Please also indicate where these costs are functionalized, classified and allocated in the cost allocation study.

Réponse:

Tout comme le Distributeur, les unités fournisseurs ont vu croître leurs coûts de retraite au cours de la période visée et les ont reflétés dans les tarifs de leurs produits ou services rendus, ces tarifs étant établis sur la base du coût complet.

Pour fin de répartition du coût de service du Distributeur, le montant de 7 M\$ est pris en compte à la rubrique « Facturation interne reçue » du coût de prestation de la pièce R-3610-2006, HQD-11, document 4, page 9, tableau 3, ligne 6. Cette rubrique est répartie selon les méthodes approuvées antérieurement par la Régie (R-3541-2004, HQD-12, document 4, annexe 5, pages 89 et 90 ; R-3541-2004, HQD-12, document 4, annexe 6, pages 103 à 112) et présentées dans le présent dossier (R-3610-2006, HQD-11, document 4, annexe 6, page 87).

7. Reference HQD-1, Document 1, page 8, amortization of past service transmission costs:
- a. Please provide a forecast of HQD's generation, transmission, distribution and customer service costs for the 2007 to 2011 time period, based on the assumption that the \$340 million will be amortized over a three-year period beginning in 2008.

Réponse:

Les données suivantes proviennent du cadre financier sur lequel s'appuie le présent dossier tarifaire à l'horizon du plan stratégique soit sur la période 2006-2010.

*Réponse à la demande de renseignements no. 2
de l'AQCIE/CIFQ*

Tableau R-7.a

	2007	2008	2009	2010
Revenus requis	10 215	10 696	11 047	11 178
Achats d'électricité	4 971	5 003	5 300	5 475
Service de transport	2 483	2 837	2 833	2 705
Coûts de distribution et Services à la clientèle	2 761	2 856	2 914	2 998

Le Distributeur tient à souligner qu'une certaine prudence doit toutefois être exercée dans l'interprétation de ces résultats. En effet, malgré la cohérence de l'ensemble des hypothèses et paramètres utilisés dans l'exercice de prévision à long terme, plusieurs variables pourraient changer et avoir un impact important sur les résultats.

8. Reference HQD-1, Document 1, page 17: Please indicate where and how the costs for the PGEÉ are classified and allocated in HQD's cost allocation study.

Réponse:

La Régie, dans sa décision D-2004-47, à la page 120, a accepté la méthode de répartition des frais reportés et des amortissements relatifs au PGEÉ proposée par le Distributeur.

La base de tarification contient la rubrique « Plan global en efficacité énergétique » sous la section « Frais reportés » (tableau 2, ligne 16) et elle est imputée directement à la fonction Ventes et commercialisation du tableau 2 à la colonne 10 ainsi qu'au tableau 24A, colonne 7, ligne 16.

Pour ce qui est des amortissements du PGEÉ, ils sont imputés directement à la fonction Ventes et commercialisation du tableau 3 à la colonne 12 et plus spécifiquement au tableau 25A, colonne 7, ligne 15.

*Réponse à la demande de renseignements no. 2
de l'AQCIE/CIFQ*

Le PGEÉ, tant au niveau de la base de tarification que du coût de prestation, est réparti à toutes les catégories de consommateurs en fonction du coût de fourniture de chacune de ces catégories, incluant les réseaux autonomes tel que plus amplement décrit à la pièce HQD-8, document 1, page 21 du dossier tarifaire R-3492-2002 – Phase 2. Il est à noter que des montants pour la base de tarification et pour le coût de prestation ont été affectés directement pour les réseaux autonomes cette année (HQD-11, document 1, page 27).

9. Reference HQD-4, Document 2, Tables 2 and 3:
- a. For each post-heritage volume variance reported in these tables, please provide the planned volume, the actual volume, and the price/cost applied to calculate the volume variance. Please provide the basis for the price/cost value.

Réponse:

Voir les réponses du Distributeur aux questions 16.1, 20.1 et 21.1 de la Régie (HQD-16, document 1). Voir également la pièce HQD-7, document 1, annexe 1 du rapport annuel 2005 du Distributeur au lien suivant :

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/RappHQD2005/HQD-7doc1-RA-05_ann1_2aout06.pdf

- b. For each heritage volume variance reported in these tables, please provide the planned volume, the actual volume, and the price/cost value that is applied to calculate the volume variance. Please provide the basis for the price/cost value.

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question 9-A.

- c. For each price differential variance shown in these tables, please provide the planned price, the actual price, and the volume that is applied to calculated the price differential. Please provide the basis for the volume value.

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question 9-A.

- d. For each revenue differential shown in these tables, please provide the planned and actual price and volume figures used to derive the revenue differential, and provide the basis for each.

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question 9-A.

*Réponse à la demande de renseignements no. 2
de l'AQCIE/CIFQ*

10. Reference HQD-4, Document 2, page 9:
- a. Regarding the 280 GWh of unused heritage pool energy, is HQD able to resell that energy on the competitive market and use the differential between market prices and heritage pool costs to offset other generation costs? If not, is it correct that this underutilization of the heritage pool results in additional profits for HQD's supply affiliate?

Réponse:

Le cadre réglementaire ne permet pas la revente d'électricité patrimoniale. Le Producteur peut disposer à sa guise des quantités d'électricité patrimoniale inutilisée par le Distributeur. Le Distributeur s'assure donc d'une gestion très serrée de ses approvisionnements afin de minimiser la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée.

11. Reference HQD-11, Document 1, page 7: HQD expresses its frustration with the effects and complexities that arise from the difference between the patrimonial load shape defined in Decree 1277-2001 and HQD's actual load shape.
- a. To the extent HQD is aware, please provide the basis for the Decree 1277-2001 heritage pool load shape, and explain why it is so different from HQD's actual load shape.

Réponse:

La courbe classée de l'électricité patrimoniale du Décret 1277-2001 permet, sur une base horaire et incluant un taux de pertes et une consommation des centrales, de préciser pour des fins de gestion d'approvisionnement, la nature du profil de consommation associé à un volume de consommation de 165 TWh de l'électricité patrimoniale à un coût de 2,79 ¢/kWh tel que défini dans la Loi sur la Régie de l'énergie.

La courbe classée du décret n'est pas très différente de la courbe classée prévue du Distributeur pour 2007 bien que cette courbe classée fut établie avant l'année 2000. Sur une base annuelle, le facteur d'utilisation calculé sur les 300 heures les plus chargées

*Réponse à la demande de renseignements no. 2
de l'AQCIE/CIFQ*

donne essentiellement et actuellement les mêmes résultats que la courbe de charge prévue pour 2007. Toutefois sur une base horaire, il y a des écarts inusités par rapport à la courbe de charge du Distributeur qui peuvent influencer la répartition des coûts dans un traitement à la marge et ces écarts demeureront toujours.

Enfin, le taux de pertes considéré lorsque la courbe fut établie, était supérieur à celui d'aujourd'hui, d'où l'ajustement au coût unitaire de 2,79 ¢/kWh à 2,77 ¢/kWh.

- b. Please explain whether HQD has made any efforts to convince the government that Decree 1277-2001 should be modified to more accurately reflect HQD's actual load shape, and explain why or why not.

Réponse:

Le profil du décret 1277-2001 sert essentiellement à des fins de gestion des approvisionnements. Il définit les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale que Hydro-Québec Production doit livrer au Distributeur. Dans ce contexte, il n'a jamais été envisagé par le Distributeur de demander que ce décret soit modifié pour des considérations de répartition de coûts de fourniture.

Le décret n'avait pas pour objectif de faire de la répartition de coûts. D'ailleurs, les méthodes de répartition ne font pas normalement l'utilisation d'un niveau d'informations aussi détaillé. Le Distributeur rappelle que la méthode horaire a été développée pour répondre dans la mesure du possible aux exigences de la Régie, qui demandait dans sa décision D-2005-34 de refléter notamment la courbe du décret et la gestion d'approvisionnement.

L'interprétation de l'article 52.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie était qu'il pouvait y avoir deux façons de faire la répartition des coûts de fourniture du Distributeur. La première façon consistait à additionner l'ensemble des coûts de fourniture pour ensuite les répartir aux catégories de consommateurs sur la base des

*Réponse à la demande de renseignements no. 2
de l'AQCIE/CIFQ*

caractéristiques de consommation des catégories de consommateurs, à savoir les facteurs d'utilisation et les taux de pertes, ce qui correspond à la méthode proposée par le Distributeur. La deuxième façon était de répartir d'abord les différents contrats d'approvisionnement séparément aux catégories de consommateurs sur la base des caractéristiques de consommation associées à ces différents contrats d'approvisionnement et des caractéristiques de consommation marginales des catégories de consommateurs pour ces contrats et ensuite les cumuler.

C'est cette deuxième façon que la Régie a souhaité explorer au cours des deux dernières causes tarifaires. Les exigences de la Régie (la gestion d'approvisionnement, la courbe du décret 1277-2001) et les discussions en comité de travail ont abouti à la méthode aux coûts horaires.

La solution n'est évidemment pas de faire modifier la courbe du décret 1277-2001 puisqu'il subsistera toujours des écarts par rapport à la courbe prévue du Distributeur.

12. Reference HQD-11, Document 1, page 7. The English version of the paragraph describing a new calculation that HQD is using this year regarding Decree 1277-2001 is not entirely clear, potentially due to translation difficulties. Please provide an illustrative numerical example that depicts the change in calculation methodology referred to in this paragraph.

Réponse:

La différence entre la courbe patrimoniale du Distributeur et la courbe du décret 1277-2001 est répartie entre les catégories de consommateurs heure par heure tout en respectant les volumes et les coûts patrimoniaux établis selon la méthode du facteur d'utilisation. Cet ajustement est fait de manière à refléter les spécificités de la courbe de décret 1277- 2001, heure par heure, sur la base de l'amplitude et du niveau des profils de consommation de chaque catégorie de consommateurs.

D'une manière générale, la règle suivante est appliquée :

$$y'_{ij} = \alpha_j y_{ij} + \frac{\sum_{i=1}^{8760} |\alpha_j y_{ij} - \hat{y}_{ij}|}{\sum_j \sum_{i=1}^{8760} |\alpha_j y_{ij} - \hat{y}_{ij}|} \times \frac{\alpha_j y_{ij}}{\sum_j \alpha_j y_{ij}} \times \left(\sum_j \alpha_j y_{ij} - z_i \right)$$

Où :

y'_{ij} : Consommation à l'heure i de la catégorie de consommateurs j ajustée à la courbe du décret 1277- 2001 ;

y_{ij} : Consommation à l'heure i de la catégorie de consommateurs j de la courbe totale du Distributeur ;

α_j : Pourcentage de la consommation patrimoniale par rapport à la consommation totale de la catégorie de consommateurs j ;

\hat{y}_{ij} : Consommation tendancielle à l'heure i de la catégorie de consommateurs j par rapport à la courbe patrimoniale du Distributeur ;

z_i : Volume de l'électricité patrimoniale de la courbe du décret 1277- 2001 à l'heure i .

Par ailleurs, le graphique 46.1-B, déposé en réponse à la question 46.1 de la demande de renseignements n^o 1 de la Régie, pièce HQD-16, document 1, montre des profils de consommation postpatrimoniale par catégorie de consommateurs avec les mêmes spécificités de la courbe postpatrimoniale totale résultant de l'application de la courbe de décret 1277- 2001.

Cet ajustement, essentiel pour refléter la courbe du décret 1277-2001, permet le même traitement systématique et objectif pour l'ensemble des catégories de consommateurs.

*Réponse à la demande de renseignements no. 2
de l'AQCIE/CIFQ*

13. For the test year, please provide an hourly, time-stamped database of the following information, in MS Excel spreadsheet format:

- a. Load for each rate class;

Réponse:

Voir le fichier en Excel à l'annexe 2.

- b. Patrimonial load for each rate class;

Réponse:

Voir le fichier en Excel à l'annexe 3.

- c. Post-patrimonial load, segregated by post-patrimonial supplier;

Réponse:

L'information ne peut être fournie que sur une base agrégée.

Voir le fichier en Excel à l'annexe 4.

- d. Post-patrimonial hourly cost for each post-patrimonial supplier.

To the extent post-patrimonial loads and costs by supplier are deemed to be confidential, please provide the post patrimonial hourly loads and costs in as much detail as possible.

Réponse:

L'information ne peut être fournie que sur une base agrégée.

Voir le fichier en Excel à l'annexe 5.

14. Please provide an electronic spreadsheet detailing how patrimonial loads are allocated to each rate class for each hour of the test year, based on Decree 1277-2001 and the forecast hourly loads.

*Réponse à la demande de renseignements no. 2
de l'AQCIE/CIFQ*

Réponse:

Le Distributeur n'est pas en mesure de déposer un fichier électronique pouvant permettre de comprendre les détails de détermination des différentes courbes patrimoniales basées sur la courbe du Distributeur. En résumé, il s'agit de l'application de la méthode générale décrite en réponse à la question 12 aux différents profils horaires déposés par le Distributeur dans le cadre de la présente demande de renseignements.

15. Reference HQD-11, Document 1, pages 8 to 9. HQD refers to the demand-energy differentiation of generation cost causation.
- a. Does HQD agree or disagree that in competitive markets, in addition to a demand-energy differentiation, there is a time-of-use differentiation in energy costs? Please explain your response.

Réponse:

Le Distributeur considère qu'effectivement il faut considérer un coût en pointe et hors pointe au niveau de la portion énergie, ce qui a été fait dans les scénarios 4 et 5 présentés au tableau 2 de la pièce HQD-11, document 1, à la page 15 et ce qui a été précisé à la ligne 9 de la même page.

Les équipements de pointe qui sont les moins dispendieux pour répondre exclusivement aux besoins de pointe des clients ont en contrepartie un coût d'opération qui est supérieur aux équipements de base servant à répondre exclusivement aux besoins en énergie des clients. Cet ajustement du coût en énergie en période de pointe correspond au « Capital-for-fuel tradeoff » auquel faisait référence l'expert de l'AQCIE/CIFQ dans le cadre des travaux du comité de travail portant sur la méthode de répartition des coûts postpatrimoniaux (HQD-11, document 2).

- b. Please explain if and how the time-of-use variation in energy costs is reflected in the allocation of energy costs in Scenarios 4 and 5 of Table 2.

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 48.1 de la Régie (HQD-16, document 1).

16. Reference HQD-11, Document 1, Table 2: Please provide supporting workpapers for each of the values reported in this table, in MS Excel electronic format.

Réponse:

L'information demandée dépasse le cadre de la présente cause. La méthode de classement par fonction de la base de tarification a fait l'objet d'une définition technique et détaillée par le Distributeur dans le dossier R-3541-2004 lors de rencontres techniques et dans sa preuve (R-3541-2004, HQD-12, document 4, annexe 5, pages 72 à 87). Cette méthode a été approuvée par la suite par la Régie (Décision D-2005-34, pages 123-124). Les facteurs de classement ont été mis à jour dans le cadre du présent dossier pour tenir compte de l'introduction de la rubrique « Coûts nets reliés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels » (R-3610-2006, HQD-11, document 4, pages 79-80).

17. Reference HQD-11, Document 1, page 13, allocation of generation integration costs:

- a. Please provide HQD's understanding of the reasons for the difference in the Régie's use of the 1-CP load factor method for allocating generation integration costs and the Régie's adoption of the 300-CP load factor method for allocating patrimonial generation costs. If you cannot confirm, please explain your response.

Réponse:

La Régie a opté pour une répartition des coûts de transport sur la base du facteur d'utilisation calculé avec la pointe coïncidente (1 PC). Elle justifie son choix par rapport à la proposition du transporteur aux pages 13 à 16 de sa décision D-2006-66. Elle n'a pas par contre justifié ce choix par rapport aux 300 heures de pointe. Le sujet a néanmoins été discuté dans le dossier. À ce

titre, voir les réponses aux questions 19.2 et 30.2 de la pièce HQT-6, document 1 du dossier R-3549-2004 Phase 2.

18. Reference HQD-11, Document 1, page 15:

- a. Please explain how the \$81 million credit difference between the native load cost and the native load charge from the transporter is implicitly or explicitly functionalized, classified and allocated in HQD-11, Document 4, Table 9C.

Réponse:

La différence de 81 M\$ provient de la disparité entre les résultats obtenus à partir de la répartition des coûts du Transporteur et du critère de facturation basé sur la pointe coïncidente (2 564 M\$ vs 2 483 M\$).

Puisque la charge de transport à laquelle fait face le Distributeur est de 2 483 M\$ et pour respecter les montants par fonction et par composante de la décision D-2006-66 dans le dernier dossier tarifaire du Transporteur, le Distributeur a réparti ce crédit de 81 M\$ à toutes les fonctions.

Ainsi les fonctions Équipements de transport associés à la production et Interconnexions – Autres, classées en puissance et énergie ainsi que les fonctions Réseau et Raccordements des clients, classées en puissance, captent leur part de ce crédit (à ce titre, voir la ligne 21 du tableau 9C). Une fois ce crédit classé par fonction et par composante, il est réparti entre chaque catégorie de consommateurs selon les critères utilisés au tableau 9C de la pièce HQD-11, document 4 et décrits à la page 25 de la pièce HQD-11, document 1.

- b. Please provide the reasoning behind the methodology specified in part (a) of this interrogatory.

Réponse :

L'écart de 81 M\$ est tributaire du dilemme auquel fait face le Distributeur tel que mentionné aux pages 22 à 24 de la pièce HQD-11, document 1.

Pour concilier les coûts répartis au Distributeur par le Transporteur et les montants facturés au Distributeur par le Transporteur, il faut arbitrairement ajuster les coûts répartis par fonction tel que calculés par le Transporteur.

La règle de répartition du coût de 81 M\$ à toutes les fonctions a été soumise au comité de travail sur les méthodes de répartition. Les participants qui ont fourni leurs commentaires ont suggéré le choix de cette méthode par rapport à une autre méthode (voir également la réponse du Distributeur à la question 22.2 de l'ACEF de Québec, HQD-16, document 2).

Le Distributeur rappelle qu'il ne recommande pas cette méthode, mais plutôt le statu quo à savoir une méthode de répartition basée sur la pointe coïncidente.

19. Reference HQD-11, Document 4, page 15, allocation of generation variance accounts:

- a. Please explain why, under HQD's load factor methodology, the generation variances are not simply added to the pool of generation costs and allocated pursuant to the basic methodology?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 23.1 de la Régie (HQD-16, document 1).

De plus, même si l'exercice demeure possible avec la méthode actuelle de la répartition du coût de fourniture, il serait plus difficile d'en juger avec une méthode basée sur le traitement horaire.

20. Reference HQD-11, Document 4, page 19, Tables 5 and 6:

- a. Please provide the detailed cost allocation results that justify the reported methodological impacts of cost allocation study changes.

Réponse :

Pour le détail du tableau 5, le tableau R20-A présente les résultats des différentes études de répartition de coûts ayant servi au calcul de l'impact des changements méthodologiques sur les indices d'interfinancement.

Par ailleurs, le détail du calcul du tableau 6 est présenté au tableau 54 de la pièce HQD-11, document 4.

Tableau R20-A
Résultats des études de répartition de coûts servant
au calcul de l'impact des changements méthodologiques
Année témoin projetée 2007

(1) Catégorie de consommateurs	(2)	(3)	(4)	(5)
	Coût du service			
	Frais reportés du tarif BT	Répartition du PGEE des réseaux aut.	Compte de pass-on	Coûts nets reliés aux sorties d'immo.
1 Domestique				
2 Tarifs D et DM	4 872,4	4 850,6	4 913,1	4 850,6
3 Tarif DH	0,3	0,3	0,3	0,3
4 Tarif DT	175,7	175,0	177,6	175,0
5 Total	5 048,4	5 025,9	5 091,0	5 025,9
6 Petite et moyenne puissance				
7 Tarifs G et à forfait	942,5	936,4	949,3	936,4
8 Tarif G9	71,8	71,1	72,2	71,1
9 Tarif M	1 410,9	1 400,7	1 426,3	1 400,7
10 Tarifs d'éclairage public et Sent.	34,8	34,5	35,0	34,5
11 Tarif BT	-	55,4	55,4	55,4
12 Total	2 460,0	2 498,1	2 538,2	2 498,1
13 Grande puissance				
14 Tarif L	1 725,7	1 714,7	1 755,5	1 714,7
15 Tarif H	0,6	0,6	0,6	0,6
16 Tarifs LD et LP	2,5	2,5	2,5	2,5
17 Contrats spéciaux	819,8	819,8	819,8	819,8
18 Total	2 548,7	2 537,7	2 578,5	2 537,7
19 Total	10 057,2	10 061,7	10 207,7	10 061,7

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'AQCIE/CIFQ**

- b. For each rate class, please show the revenues, allocated costs and revenue-cost ratios used to derive the methodological impacts on each rate class.

Réponse :

Voir le tableau 54 de la page HQD-11, document 4.

- c. Please explain why, if the methodological effects in Table 5 reduce costs allocated to the residential class, the target revenue cost ratio is also reduced as shown in Table 6.

Réponse :

Les indices d'interfinancement sont définis comme suit :

$$\text{Indice d'interfin.} = \frac{\frac{\text{Revenus prévus}_{\text{CAT}}}{\text{Revenus prévus}_{\text{TOT}}}}{\frac{\text{Coût du service}_{\text{CAT}}}{\text{Coût du service}_{\text{TOT}}}}$$

Implicite, une baisse au niveau des coûts d'une catégorie n'influence pas nécessairement l'indice de cette catégorie à la hausse comme il aurait été le cas avec un ratio revenus/coûts conventionnel. Puisque l'indice HQD calcule la part relative des revenus et des coûts d'une catégorie par rapport au total, il se peut que cet indice ne fluctue pas nécessairement dans la direction escomptée. Le tableau R20-C présente le détail du calcul des indices d'interfinancement pour le Domestique avant et après les changements méthodologiques.

Tableau R20-C
Détail du calcul de l'indice d'interfinancement
de la catégorie Domestique

(1) Rubrique des indices d'inter-financement	(2) (3) (4) Après changements méthodologiques			(5) (6) (7) Avant changements méthodologiques		
	Revenus et coûts (M\$)	Part des revenus et des coûts de la catégorie	Indice d'inter-financement	Revenus et coûts (M\$)	Part des revenus et des coûts de la catégorie	Indice d'inter-financement
1 Revenus prévus _{CAT}	4 163,9			4 163,9		
2 Revenus prévus _{TOT}	9 381,3	44,4%		9 381,3	44,4%	
3 Coût du service _{CAT}	5 025,9		81,1%	5 113,6		81,4%
4 Coût du service _{TOT}	9 183,9	54,7%		9 380,8	54,5%	

***Réponse à la demande de renseignements no. 2
de l'AQCIE/CIFQ***

- d. Please provide a version of Table 6 under the assumption that the change in allocation of the generation deferral account is deemed to be a price/cost/volume change.

Réponse :

Le tableau R20-D présente l'évolution des indices d'interfinancement où l'impact du compte de *pass-on* de la fourniture est traité comme un effet Prix/Coûts/Volumes.

**Tableau R20-D
Évolution des indices d'interfinancement (%)**

(1) Années comparées	(2) Domestique	(3) Petite puissance	(4) Moyenne puissance	(5) Grande puissance
1 2005 Prévisionnelle approuvée	81,1	120,5	128,8	115,9
2 Effet Méthodes	0,2	0,3	0,3	0,8
3 Effet Prix/Coûts/volumes	0,3	2,3	1,0	(2,3)
4 2006 Prévisionnelle approuvée	81,6	123,2	130,1	114,4
5 Effet Méthodes	0,0	0,1	0,1	(0,1)
6 Effet Prix/Coûts/volumes	(0,5)	(0,2)	1,2	1,3
7 2007 Prévisionnelle proposée	81,1	123,1	131,5	115,6

Cependant, tel que formulé à la pièce HQD-11, document 4, page 30, les écarts observés dans le compte de *pass-on* au fil des ans viennent modifier les indices de façon circonstancielle en y incorporant des données réelles, bien que les indices soient calculés sur des données prévisionnelles. Pour cette raison, le Distributeur doit enlever et ce à chaque année l'impact du *pass-on* de la fourniture sur les indices d'interfinancement (voir également la réponse du Distributeur à la question 22.6 de l'ACEF de Québec, HQD-16, document 2).

*Réponse à la demande de renseignements no. 2
de l'AQCIE/CIFQ*

21. Reference the “methodological change” associated with the change in allocation of the generation deferral account:
- a. Please confirm that the changed treatment of generation deferral costs is likely to have very different impacts from year to year, depending on whether costs are over- or under-recovered.

Réponse :

Dans sa décision D-2006-34 en regard du suivi des balises de référence des indices d'interfinancement, la Régie acceptait la proposition du Distributeur d'enlever notamment les effets climatiques des données sous-jacentes au calcul des indices et d'utiliser par ailleurs des données budgétaires pour assurer la comparabilité de ces indices dans le temps. Sur ces bases, le compte de frais reportés devrait être soustrait du calcul des indices ce qui permettrait d'assurer leur comparabilité. Ceci éviterait de subir l'impact du report dans la cause tarifaire de l'année subséquente du différentiel de coût de fourniture réel par rapport à celui prévu de l'année précédente.

Voir également la réponse du Distributeur à la question 22.6 de l'ACEF de Québec (HQD-16, document 2).

- b. Under HQD's year-to-year approach, what is the permanent impact on the large power class' target revenue-cost ratio associated with this methodological change? Please provide supporting calculations.

Réponse :

Au même titre que les changements méthodologiques, le compte de frais reportés de la fourniture ne devrait pas avoir d'impact permanent pour aucune catégorie de consommateurs (voir également la réponse du Distributeur à la question 22.6 de l'ACEF de Québec, HQD-16, document 2).

**Réponse à la demande de renseignements no. 2
de l'AQCIE/CIFQ**

22. Please provide a version of the 2007 cost allocation study using, to the extent possible, the cost allocation methodology employed in the approved 2005 cost allocation methodology. Please identify all specific reasons why the 2005 methodology cannot be directly applied to the 2007 cost allocation study.

Réponse :

Le tableau R22-A présente l'impact de l'application de la méthode de répartition de l'année 2005 avec les données de l'année 2007.

Tableau R22-A
Évaluation des indices d'interfinancement
basés sur la méthodologie de répartition de coûts 2005
Année témoin projetée 2007

(1) Catégorie de consommateurs	(2) (3) (4) Année 2007 utilisant la méthode 2005		
	Coût du services	Revenus prévus ¹	Indices d'inter- financement
1 Domestique	5 111,9	4 124,1	81,2
2 Petite puissance	1 062,7	1 299,8	123,1
3 Moyenne puissance	1 437,9	1 866,6	130,7
4 Grande puissance	1 996,4	2 253,2	113,6
5 Total - Tarifs réguliers	9 608,9	9 543,8	100,0
6 Contrats spéciaux	578,8	578,8	100,0
7 Tarifs de gestion de la cons.	2,5	1,9	100,0
8 Total	10 190,3	10 124,4	100,0

¹Revenus prévus établis sur 9 mois pour rendre les indices comparables.

Le résultat de cette simulation est purement hypothétique et ne peut servir à déduire quelconques constats puisque la simulation présuppose des changements de méthodes à une année antérieure à ces changements. Ceci a pour effet d'inclure inévitablement des effets prix/coûts/volumes lorsque ces données sont comparées à celles de la présente cause.

*Réponse à la demande de renseignements no. 2
de l'AQCIE/CIFQ*

Par ailleurs, il est à noter que l'impact des changements organisationnels apportés à la méthode 2006 n'a pu être inclus dans cette analyse puisque les données 2007 ne sont pas disponibles selon l'ancienne structure organisationnelle.

Il est à noter également que les informations pour évaluer le changement de méthode relatif aux clients des contrats spéciaux ne sont pas disponibles pour 2005 et que les données de 2006 ont été utilisées pour faire la simulation.

La méthode de suivi sur une base annuelle telle qu'approuvée par la Régie permet justement d'éviter des complications de calculs et de s'assurer de capter uniquement l'effet méthode.

23. Reference HQD-12, Document 1, page 14:

- a. To the extent they are available, please provide HQD's estimates of the short-run and long-run price elasticities of demand for each rate class or group of classes, and identify the basis for those estimates.

Réponse:

Le Distributeur n'a pas estimé d'élasticités par catégories tarifaires. De plus, la question des élasticités de long terme dépasse l'étendue de la présente cause. En revanche, l'analyse d'élasticité de court terme pour les principaux secteurs de consommation est disponible.

Pour effectuer l'analyse d'élasticité de la demande de sa clientèle, le Distributeur simule des scénarios de demande avec différentes hausses de tarif qu'il compare à un scénario de demande avec gel tarifaire. Ainsi, ces analyses révèlent qu'une hausse tarifaire de 2,8 % au 1er avril 2007, réduit les ventes totales d'électricité de 2007 de 268 GWh lorsque comparées à un scénario de gel tarifaire, ce qui correspond dans ce scénario à une élasticité de -0,05.

*Réponse à la demande de renseignements no. 2
de l'AQCIE/CIFQ*

Par secteurs de consommation, cette réduction se répartit ainsi :
-92 GWh au secteur Domestique et agricole (soit une élasticité de
-0,06) et -176 GWh au secteur Général et institutionnel (soit une
élasticité de -0,19).

Au secteur industriel, deux approches différentes sont utilisées
pour la prévision : l'une pour la Grande entreprise et l'autre pour
la PMI. Pour le secteur industriel Grandes entreprises, les
prévisions à court terme sont faites client par client en fonction
de leurs projets de développement. Cette méthodologie ne
permet pas d'isoler d'élasticité propre. Pour la PMI, l'élasticité est
très faible à court terme, de sorte qu'il n'y a pas de différence en
termes de GWh prévus entre le scénario avec ou sans gel
tarifaire pour 2007.

- b. To the extent any are available, please provide HQD's estimates of the
cross-price elasticity of demand in the large industrial sector with prices of
electricity in other jurisdictions.

Réponse:

Le Distributeur ne dispose pas de cette information.

- c. Please provide copies of any Ramsey Price analyses prepared by HQD,
as suggested by the quote from the Phillips text.

Réponse:

**Le document en preuve (HQD-12, document 1), particulièrement
la section sur la structure du tarif D, reflète la troisième option
proposée par Phillips. En complément de réponse, voir
également la réponse du Distributeur à la question 66c d'Option
consommateurs (HQD-16, document 7).**

24. In its presentation to the Technical Committee, HQD indicated that the
hourly cost method that it proposes as an alternative to the Load Factor
Method was consistent with the "Probability of Dispatch" generation cost
allocation method described in the NARUC manual.

*Réponse à la demande de renseignements no. 2
de l'AQCIE/CIFQ*

- a. Has HQD modified its hourly methodology in any way since the presentation to the Technical Committee? If so, please describe the changes in detail.

Réponse:

Non.

- b. Does HQD continue to believe that its proposal is consistent with the Probability of Dispatch method? Please explain.

Réponse:

Les deux méthodes s'apparentent sur le fait qu'elles établissent une répartition du coût de fourniture des catégories de consommateurs en calculant la somme des coûts horaires pour chacune des heures de l'année, pondérés en fonction de la consommation horaire de chaque catégorie de consommateurs.

Toutefois, ces deux méthodes peuvent différer dans la façon d'établir ce coût horaire de fourniture. Par ailleurs, la méthode dite « Probability of Dispatch Method » du NARUC, très brièvement décrite dans le manuel du NARUC, ne pourrait s'appliquer dans un traitement à la marge, contrairement à la méthode aux coûts horaires.

- c. Is HQD aware of any other standard allocation methodologies for generation costs with which its proposed hourly allocation method is consistent? If so, please identify these methodologies.

Réponse:

Différentes méthodes de répartition des coûts de fourniture sont décrites notamment dans le manuel du NARUC. En général, elles ont en commun de répartir des coûts de fourniture aux catégories de consommateurs qui soient consistantes avec l'impact que ces différentes catégories de consommateurs imposent sur le réseau électrique. Il s'agit du principe de causalité des coûts qui fait le lien entre qui et quoi causant les

coûts encourus par le Distributeur et ce lien est fait avec le profil de charge du Distributeur.

Pour ce faire, différentes méthodes utilisent des coûts en puissance et d'autres méthodes utilisent des coûts d'énergie différents dépendant de la période de l'année ou en combinant les deux. Ces dernières déterminent, après analyses de la courbe de charge du Distributeur, différentes périodes d'heures qui ont des coûts différents à être répartis aux catégories de consommateurs. Dans ce sens, les méthodes de répartition utilisent des coûts horaires différenciés qui représentent des segments d'heures des profils de charge du Distributeur.

25. Reference: allocation of generation integration (transmission) costs

- a. Please confirm that all customer load is served through transmission network facilities and that no load is served directly from generation integration equipment. If you cannot confirm, please provide the energy and demand levels of customers served directly from the generation integration equipment for each rate class.

Réponse:

Tous les clients sont desservis en haute tension.

- b. Please provide a transmission system map (or maps) segregating the generation integration facilities from the network facilities.

Réponse :

Le Distributeur réfère à la carte présentée par le Transporteur dans le dossier R-3549-2004 – Phase 2 en réponse à la demande de renseignements 37-A d'Option consommateurs (pièce HQT-6, document 7, version du 15 septembre 2005, p. 55).

26. Reference: Table 9A of the cost allocation study

- a. Please provide the loss factor for each rate class and show how it was derived.

Réponse :

Voir le tableau 53 de la pièce R-3610-2006, HQD-11, document 4, page 76.

- b. Please provide the energy consumption and peak demands for each rate class used to derive this allocation, with at least three significant digits.

Réponse :

Voir le tableau 53 de la pièce R-3610-2006, HQD-11, document 4, page 76.

- c. Please provide a ten-year history of the forecast load factor for each rate class, showing both energy consumption and peak demands.

Réponse :

Les informations se trouvent aux références suivantes :

2006 : R-3579-2005, HQD-11, document 2, page 74, tableau 53 ;

2005 : R-3541-2004, HQD-12, document 4, page 70, tableau 53.

Pour les autres années, ces données ne sont pas disponibles.

- d. Please provide a ten-year history of the loss factor for each rate class.

Réponse :

Voir les références de la réponse 26-C.

27. Reference HQD-12, Document 1, page 45, Table 19. For each sub-category of Rate L, please provide the 2007 test year forecast for:

- a. Energy consumption;

Réponse:

Original : 2006-10-16

**HQD-16, Document 3
Page 44 de 50**

Les caractéristiques de consommation sur la base de sous-catégories à l'intérieur des catégories tarifaires ne sont pas disponibles.

b. 300 CP demand;

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question 27.a.

c. 1 CP demand;

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question 27.a.

d. Non-coincident peak demand for medium voltage distribution service;

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question 27.a.

e. Contribution to allocation factor FR12;

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question 27.a.

f. Revenues.

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question 27.a.

28. Reference HQD-12, Document 4

**Réponse à la demande de renseignements no. 2
de l'AQCIE/CIFQ**

- a. Please explain why HQD proposes a 3.6 percent increase for the energy component of the Rate L tariff, but proposes to increase the transformation losses credit by 2.9 percent.

Réponse:

Le rajustement pour pertes de transformation vise à compenser le client pour les pertes encourues lorsque le point de mesurage est situé avant le poste de transformation. En appliquant un rajustement, le Distributeur cherche à compenser le client pour les pertes de transformation jusqu'à concurrence de 0,6 % de la facture, en moyenne.

Afin de maintenir le niveau de la compensation à 0,6 % de la facture du client, le rajustement est augmenté de la hausse tarifaire moyenne de 2,8 %. L'application des contraintes d'arrondi et de division par 30 jours donnent lieu à une hausse du rajustement de 2,9 %.

29. Reference HQD-9, Document 1, page 5, Table 2:

- a. Please segregate the Rate L costs shown in this table into the "commercial," "industrial," "institutional," and "municipal network" customer categories.

Réponse:

Le Distributeur ne peut décomposer la répartition des soldes du compte de frais reportés du PGEÉ au 31 décembre des années 2005, 2006 et 2007 par clientèle plus finement que celle présentée au tableau 2.

- b. Please confirm that the programs targeted at commercial and institutional customers comprise at least 35 percent of the costs, while those customers represent only some 4 percent of Rate L revenues (HQD-12, Document 1, Table 19). If you cannot confirm, please explain your response.

Réponse:

Le Distributeur ne peut confirmer l'assertion de l'intervenant. D'une part, il n'a pu retrouver les pourcentages mentionnés dans le libellé de la question de l'intervenant et, d'autre part, il n'existe aucune relation directe entre le solde de compte de frais reportés du PGEÉ (réf. tableau 2 de HQD-9, document 1, page 8 de 19) et les revenus totaux (réf. tableau 19, HQD-12, document 1, page 45 de 105) d'une catégorie tarifaire. Le tableau 2 de HQD-9, document 1 établit, par catégorie de consommateurs, l'état du solde du compte de frais reportés autorisé par la Régie en regard du PGEÉ au 31 décembre pour les années 2005, 2006 et 2007. Le tableau 19 de HQD-12, document 1 dresse le profil de la clientèle au tarif L du Distributeur par clientèle pour l'année tarifaire 2005.

En effet, les données indiquées au tableau 19 (HQD-12, document 1) montrent que les revenus totaux provenant des clientèles commerciale et institutionnelle représentent 9 % ((98 M\$ + 75 M\$) / 1 975 M\$) et non 4 % des revenus totaux provenant de l'ensemble de la clientèle au tarif L. De plus, la part du solde du compte de frais reportés du PGEÉ au 31 décembre 2007 (HQD-9, document 1) relative aux clientèles commerciale et institutionnelle au tarif L (programme PIBGE) par rapport à l'ensemble de la clientèle au tarif L est de 15 % (8,9 M\$ / 59,8 M\$) et non de 35 %.

Par ailleurs, dans le cas où le pourcentage de coûts (35 %) ferait référence aux coûts des programmes du PGEÉ relatifs aux clientèles commerciale et institutionnelle du marché grandes entreprises pour l'année 2007, le Distributeur ne peut confirmer la première partie de l'énoncé de la question. En effet, le budget 2007 pour le programme PIBGE qui vise les clientèles commerciale et institutionnelle au tarif L est de 3,6 M\$ (tableau 4.1 de HQD-15, document 1, page 20 de 72), soit 14 % du budget de l'ensemble des programmes du marché grandes entreprises (24,9 M\$).

- c. Please explain how the proposed tariff for Rate L design reflects the costs of this program.

Réponse:

Les dépenses de programmes en efficacité énergétique viennent s'ajouter aux coûts de service du Distributeur. Ces dépenses s'ajoutent ainsi aux revenus requis sur lesquels est fondée la hausse des tarifs du Distributeur, autorisée par la Régie de l'énergie. Voir également la réponse à la question 8.

En matière de répartition des coûts de service du PGEÉ, à savoir les frais reportés au niveau de la base de tarification et les amortissements au niveau du coût de prestation, ces coûts sont répartis par catégorie de consommateurs au prorata des coûts de fourniture, tel qu'approuvé par la Régie dans sa décision D-2004-47 (p. 120-121).

Les hausses différenciées par composante tarifaire sont quant à elles influencées par le signal de prix que le Distributeur veut envoyer à sa clientèle en fonction des coûts marginaux.

30. Reference HQD-11, Document 1, page 7. HQD refers to the unusual class load shapes resulting from the “one-time impact for 2007 of new facilities coming on stream,” and effects caused by the order-in-council load shape.
- a. Will the impact of facilities coming on stream be a one-time impact, or will additional post-patrimonial supply sources continue to come on stream in the next few years? Please explain your response.

Réponse:

L'intégration de nouveaux contrats d'approvisionnement en cours d'année a inévitablement un impact sur la gestion d'approvisionnement de l'électricité patrimoniale et cet impact serait associé uniquement à son intégration à une année donnée puisque ce même contrat serait pour les années subséquentes, applicable à toutes les heures de l'année. Cet impact sera le cas à chaque fois qu'un nouveau contrat s'ajoutera.

*Réponse à la demande de renseignements no. 2
de l'AQCIE/CIFQ*

- b. When does HQD anticipate that post-patrimonial load profiles for all rate classes will not exhibit unusual shapes? Please explain your response, and provide any supporting analysis.

Reponses:

Le profil de consommation de l'électricité postpatrimoniale sera toujours dépendant de la courbe de l'électricité patrimoniale et si cette dernière doit absolument refléter la courbe du décret 1277-2001, ce qui est incontournable dans un traitement à la marge de la méthode aux coûts horaires (voir également la réponse aux questions 11a et 11b), il y aura les éléments inusités de la courbe patrimoniale qui se reflèteront de façon inverse sur la courbe postpatrimoniale.

L'impact des éléments inusités de la courbe classée du décret 1277-2001 devrait progressivement et relativement diminuer à long terme avec une augmentation de la consommation. En valeur absolue, ils seraient toujours présents (voir la réponse à la question 47.1 de la Régie).

Par ailleurs, en intégrant notamment la gestion d'approvisionnement aux méthodes de répartition dans un traitement aux coûts horaires, ces éléments inusités tout comme l'intégration des nouveaux contrats (voir réponse à la question 30a) peuvent survenir à tout moment sur une base chronologique, ce qui fait que les catégories de consommateurs peuvent être affectées différemment année après année par cette gestion qui, elle, n'est pas faite en fonction des catégories de consommateurs.

31. Reference HQD-11, Document 1, page 16, pass-through account for supply:

- a. To the extent it is not otherwise provided, please provide all workpapers, in MS Excel electronic format, showing how the pass-through balances are allocated to each rate class.

Réponse:

Le compte de *pass-on* déterminé pour les années 2005 et 2006 pour chaque catégorie de consommateurs est ajouté au coût de fourniture de l'énergie patrimoniale et postpatrimoniale de l'année témoin projetée 2007.