

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DU RNCREQ**

CONTEXTE ET STRATÉGIE TARIFAIRE

Référence : i) HQD-12, document 1, page 14

1. Please explain the derivation of the figures presented in Table 2, and provide the complete spreadsheets and/or workpapers by which they were calculated.

Réponse :

Le Distributeur comprend que la question porte sur le tableau 2 à la page 17.

Voir la pièce HQD-12, document 1, annexe A, page 69.

2. Please summarize and provide a reference to the regulatory decision approving the cost allocation methodology utilized in computing the cross-subsidization reflected in Table 2.

Réponse :

La méthode utilisée pour calculer l'interfinancement et l'interprétation à donner aux dispositions de la Loi concernant l'interfinancement ont fait l'objet d'études dans les dossiers tarifaires R-3492-2002 Phase I et R-3610-2006. La Régie a rendu des décisions à ce sujet, soit D-2003-93, pages 180-187 et D-2007-12, pages 89 -94.

APPROVISIONNEMENTS

Reference : i) HQD-2, document 2, page 11

3. For each of the tenders mentioned in Table 3, please provide the volume and price of the winning bid(s).

Réponse :

**Voir réponse à la question 14.1 de la Régie à la pièce HQD-15,
document 1.**

Reference : i) HQD-2, document 2, page 14-15

Preamble:

Tables 4 and 5 appear to show that the cost of long-term post-heritage supplies to be approximately \$90/MWh (676.6 / 9.5) and the cost of short-term post-heritage supplies to be approximately \$93.5/MWh (140.3 / 1.5). They also appear to show that the average price received for energy resale is approximately \$59/MWh (-207.1 / -3.5).

4. Is this a correct understanding of the figures presented in these tables?

Réponse :

**Le coût moyen des approvisionnements de long terme s'établit
plutôt à 71 \$Can/MWh.**

4.1 Please provide a table indicating the actual volume, cost and average price per MWh (or per MW, as appropriate) for each of the categories in Table 1 and 2.

Réponse :

Tableau R-4.1

2006

	TWh	M\$Can	\$Can/MWh
Approvisionnements de LT	1,4	107,5	76,8
Approvisionnement de CT (excluant entente cadre)	2,3 - 0,1 = 2,2	252,2 – 7,4 = 244,8	106,4
Entente cadre	0,1	7,4	77,5
Reventes d'énergie	- 0,9	- 44,1	46,9
Achats de puissance	NA	9,6	NA

5. Please break down each line of Table 5 into individual contracts, indicating for each one the name of the supplier (or purchaser), the volume, the beginning and end dates and the price.

Réponse :

Voir la réponse à la question 16.1 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

6. It is presumed that the costs and quantities shown in Tables 4 and 5 are at transmission voltage level points of delivery. What loss factors are applicable to Rate D, relative to the wholesale power costs reflected in Tables 4 and 5?

Réponse :

Pour l'année prévisionnelle 2007, le taux de pertes du tarif D est 9,2 % tel qu'indiqué dans le dossier R-3610-2006 à la pièce HQD-11, document 4, tableau 51 de l'annexe 4, page 74. Pour

l'année 2008, le taux de pertes du tarif D est de 9,1 % tel qu'indiqué dans le présent dossier à la pièce HQD-11, document 3, tableau 51 de l'annexe 4, page 80.

7. What are the principal reasons that energy resale achieves a lower revenue per MWh than short-term purchases incur as costs?

Réponse :

Les achats de court terme du Distributeur sont concentrés en hiver, alors que la revente d'énergie sur les marchés est échelonnée pendant les mois d'avril à novembre. Par ailleurs, sur la base du marché de New York à la Zone M, l'écart de prix constaté entre le prix d'achat et le prix de vente s'explique principalement par les frais de sortie du NYISO (en achats) et par les pertes de transport sur le réseau de TransÉnergie (en ventes).

- 7.1 Are short-term purchases concentrated in a high-cost season or high-load hours?

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.

Reference : i) HQD-2, document 2, pages 20-21

Citation:

Compte tenu de l'expérience de 2007 sur les marchés de la revente et des volumes importants qui seront transigés sur les marchés de court terme en 2008, le Distributeur juge prudent de retenir un signal de marché qui intègre un écart de l'ordre de 3 \$US/MWh par rapport aux prix à terme de référence pour la revente. Au cours des prochains mois, le Distributeur poursuivra l'examen des différentes avenues qui pourraient lui permettre d'optimiser son portefeuille d'approvisionnements afin de rétablir l'équilibre énergétique.

8. Please indicate the differential between the average reference price and the average revenue obtained from resale in 2006.

Réponse :

À la différence de l'année 2007, les reventes réalisées en 2006 ont été ponctuelles, soit pendant le mois de février et surtout pendant le quatrième trimestre. En 2006, le Distributeur a procédé à des reventes par l'intermédiaire d'une contrepartie dans le but d'optimiser l'utilisation de son portefeuille d'approvisionnements. Les prix de vente ont été indexés à des indices de marché DAM puisque le Distributeur pouvait moduler le profil des livraisons selon ses besoins. Le différentiel entre les revenus obtenus et les prix de référence (prix DAM) s'explique par les frais de courtage, les pertes électriques et les frais de transport point à point sur le réseau de TransÉnergie.

- 8.1 Please justify the choice a differential of 3\$US/MWh.

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.1 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

9. What are the "différentes avenues" being considered by HQD in order to optimize its portfolio?

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.2 de EBMI à la pièce HQD-15, document 5.

- Reference :**
- i) HQD-2, document 2, page 14**
 - ii) HQD-2, document 2, page 16**

Citation:

*Réponse à la demande de renseignements n°1
du RNCREQ*

i) Pour l'année en cours, le coût total estimé des approvisionnements postpatrimoniaux s'élève à 645 M\$. Ce montant intègre les revenus de revente qui devraient atteindre 207 M\$. Le coût du service transport sur le réseau de TransÉnergie pour le tarif de transit (point à point), associé à ces reventes, est intégré aux coûts d'approvisionnements du Distributeur.

ii) Depuis le début du mois de mars, le Distributeur s'affaire à revendre ses surplus énergétiques en conformité avec la décision de la Régie de l'énergie dans le dossier R-3624-2007. Pour ce faire, le Distributeur offre à ses contreparties la possibilité d'acquérir des blocs d'énergie mensuels selon une approche qui s'inspire de celle utilisée pour les achats d'énergie de court terme. Le Distributeur peut effectuer ces ventes soit par appels d'offres ou par transactions bilatérales. Dans certaines circonstances, le Distributeur écoule ses surplus sur les marchés DAM (Day Ahead Market) du NYISO et de l'ISONE.

Preamble:

The fact that HQD paid a point to point transmission tariff suggests that the buyers took possession of the power resold by HQD outside of Québec.

10. Please indicate where the purchasers took possession of the power resold by HQD.

Réponse :

Le Distributeur offre à ses contreparties plusieurs points de livraison, dans le cadre de ses activités de revente, en fonction de la disponibilité du service de transport point à point ferme. Bien que le transport ferme point à point soit réservé afin de sécuriser ses reventes des surplus sur les interconnexions du Transporteur, le Distributeur offre à ses contreparties la possibilité que ces dernières prennent possession de l'énergie au point de livraison du Transporteur. Cette procédure est en vigueur depuis que TransÉnergie a mis le point de livraison HQT à la disposition de l'ensemble de ses clients du service point-à-point.

10.1 If the power was not sold at HQT, please explain why not.

Réponse :

Il incombe aux contreparties de choisir parmi la liste des points de livraison identifiés par le Distributeur lors des appels d'offres. Les raisons de ces choix sont propres à chacune des contreparties.

10.2 Were the successful bidders given any choices with respect to the point at which they took possession of the power? Please explain.

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.1.

Reference : i) HQD-2, document 2, page 16

Citation:

i) Pour écouler ses surplus, le Distributeur a procédé à plusieurs appels d'offres au cours de l'année, couvrant des périodes allant d'un à six mois.

Preamble:

As indicated in the preamble to question 3, the average price received by HQD for resale of its surpluses in 2006 appears to have been substantially lower than its average cost for short-term energy purchases.

11. Please provide a table indicating, for each winning bid:

11.1 the name of the purchaser;

11.2 the volume purchased;

11.3 the beginning and end dates of the purchase; and

11.4 the purchase price.

Réponse :

Pour 2006, voir la réponse à la question 8. Pour l'année 2007, voir la réponse à la question 11.2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

Preamble:

On June 10, 2007, DC Energy, LLC ("DC Energy") filed a complaint before the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) against H.Q. Energy Services (U.S.) Inc. (HQ Energy") with regard to the latter's business practices with respect to Transmission Congestion Contracts (TCCs) at the interface between the Hydro-Québec and NYISO control areas (docket EL07-67-000).

On June 22, 2007, DC Energy filed an amended complaint, in which it alleges that HQ Energy's bidding strategy caused substantial losses to the winners of HQD's tenders. According to the amended complaint :

"Additionally, this scheme defrauded bidders in HQ Distribution's CFT process to auction up to 600 MW of excess energy, most of which, DC Energy believes, was destined for the higher priced New York market until HQ Energy caused the price to plummet. If HQ Distribution holds another CFT process to action future blocks of energy, HQ Energy's bidding scheme is likely to substantially depress prices." (Amended complaint, pp. 23-24)

12. Has HQD taken cognizance of FERC Docket EL07-67-000 ? If so:

Réponse :

Oui.

12.1 Please describe the issues raised as they relate to HQD.

Réponse :

Le Distributeur suit l'évolution du dossier compte tenu qu'il intervient sur le marché de New York pour ses approvisionnements de court terme (achat et/ou revente).

12.2 Does HQD have access to the unredacted documents submitted to FERC by HQ Energy?

Réponse :

Non.

12.3 Does HQD have a position as to the veracity of the allegations?

Réponse :

Non.

Preamble:

In its brief in support of Hydro-Québec's position in FERC docket EL07-67-000 , the New York Independent System Operator wrote:

DC Energy's Amendment raises concerns regarding the entities that purchased power in the HQ Control Area for import to New York. Such issues should be considered by Canadian regulators in the first instance, as they may affect both HQ Distribution's prospective ability to find third parties that are willing to purchase power that is made available for import to New York and the price HQ Distribution receives for such power. (p. 4 (underlining added))

The NYISO agrees with DC Energy that HQ Energy's actions may depress the offers its affiliate HQ Distribution may receive in response to future CFTs [calls for tenders] (if any are conducted), but that may be the case because the third-party

suppliers will better understand the congestion-related risks associated with importing power to New York at Chateauguay and recognize the need to include in their CFT offers a margin to either a) cover the cost of acquiring appropriate TCCs in New York, so that they will possess the same congestion hedge as HQ Energy, or b) compensate for the risk of holding a position in New York that does not include a hedge against congestion. (p. 12)

In both of the cases above, the additional congestion caused by HQ harms market participants that (i) own counterflow TCCs that sink at the congested Proxy Generator Bus(es) at the Chateauguay interface or (ii) contract to sell power into New York from the congested Proxy Generator Bus(es) at the Chateauguay Interface. (Affidavit of Dr. David B. Patton, p. 11(underlining added))

13. Is congestion at the Chateauguay interface one of the factors contributing to the fact that the average price received by HQD for resale of its surpluses was substantially below its average cost for short-term energy purchases?

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.

14. Is HQD concerned about the possible implications of the TCC positions held by HQ Energy Services on its ability to profitably sell its surpluses?

Réponse :

Le marché des TCC est un marché accessible aux contreparties du Distributeur qui sont pour la plupart participantes dans le marché du NYISO. Celles-ci peuvent, si elles le désirent, se prémunir contre les risques de congestion.

- 14.1 Have any of the purchasers of HQD's surplus power expressed concern about this issue?

Réponse :

**Certaines des contreparties du Distributeur sont inscrites
comme intervenantes devant la FERC.**

14.1.1 If so, please describe their concerns.

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.1.

14.2 Has HQD purchased congestion contracts or take any other
measures to ensure that the resold power could effectively reach
destination markets?

Réponse :

**Le Distributeur s'en remet aux contreparties qui peuvent
acquérir les produits financiers qu'ils jugent nécessaires pour
gérer les risques de congestion.**

14.2.1 If so, why? If not, why not?

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.2.

14.3 For its subsequent tenders, does HQD intend to purchase
congestion contracts to ensure the buyers' ability to deliver power to
destination markets?

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.2.

14.3.1 If so, why? If not, why not?

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.2.

15. In HQD's view, what is the appropriate forum for addressing the implications of these allegations for the Quebec wholesale electricity market in general, and for HQD's activities in particular?

Réponse :

Cette question dépasse le cadre du dossier tarifaire 2008 compte tenu notamment qu'aucune décision n'a encore été rendue par la FERC.

Reference : i) HQD-2, document 2, page 14 et 15

16. Please provide monthly estimates of short-term power cost, divided between high-load hours and low-load hours, and the shape of projected short-term purchases that leads to the average cost shown in Tables 4 and 5.

Réponse :

La ventilation mensuelle des coûts et des quantités associés aux approvisionnements de court terme pour l'année 2007 est présentée ci-dessous :

Tableau R-16

Approvisionnements de court terme	janv-07	févr-07	mars-07	avr-07	mai-07	juin-07	juil-07	août-07	sept-07	oct-07	nov-07	déc-07	Total 2007
Coûts (M\$)	16,1	36,5	18,4	0,1	1,6	4,7	9,7	9,2	2,0	1,3	4,0	36,7	140,3
Quantités (GWh)	112	382	172	0	25	71	115	108	30	17	52	380	1 465

Reference : i) HQD-2, document 2, page 20 et 22

17. Please provide the average cost per MWh for each energy resource shown in Table 7. If a separate capacity payment is made, please provide that separately, below.

Réponse :

Voir réponse à question 16.1 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

18. Please provide the average cost per kW of capacity for each resource shown in Table 8.

Réponse :

À l'exception des contrats signés avec Hydro-Québec Production, la formule de prix des autres contrats de long terme est confidentielle. Par ailleurs, tel qu'indiqué dans les Tarifs et conditions du Distributeur, le crédit fixe octroyé aux clients qui adhèrent à l'option d'électricité interruptible est de 7,00 \$/kW.

Reference : i) HQD-2, document 2, page 23

19. Please explain the line in Table 9 called "Service de transport" (31,8 M\$, 8,1 ¢/kWh).

Réponse :

Le service de transport dont il est question au tableau 9 comprend uniquement les coûts de transport pour les livraisons à la frontière du réseau de TransÉnergie, des surplus d'approvisionnement postpatrimoniaux revendus par le Distributeur. Les coûts sont établis en vertu des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec pour un service court terme de point à point, principalement pour du transport ferme sur une base mensuelle.

19.1 Does this represent the purchase of point to point transmission service for resale of HQD's surplus?

Réponse :

Voir la réponse à la question 19.

19.2 If so, please explain the effect of this payment, if any, on the amount paid by HQD for native load transmission services, taking into account the "compte d'écart".

Réponse :

Les revenus de transport du service de point à point à court terme estimés sont portés en réduction du coût de service devant être assumé par les clients visés par l'alimentation de la charge locale, par le service de transport de point à point annuel et par le service de transport en réseau intégré, le cas échéant. S'il s'avère que les revenus réels de point à point diffèrent de ceux prévus, la différence s'inscrit dans un compte d'écart et sera répartie entre les clients précités, au prorata des revenus projetés pour chacun d'eux pour l'année visée par le calcul d'écart. L'écart sera remis ou facturé à la clientèle, selon qu'il s'agisse d'un trop perçu ou d'un manque à gagner.

Dans le cas précis des coûts de transport de point à point de court terme assumés par le Distributeur pour livrer à la frontière du réseau de TransÉnergie ses surplus d'approvisionnements postpatrimoniaux revendus, ces coûts représentent des revenus non prévus pour le Transporteur, et s'ajoutent à ce titre au compte d'écart. Cet écart sera rendu au Distributeur dans la proportion décrite au paragraphe précédent.

Reference : i) HQD-2, document 2, table A-2, page 28

20. Please describe the uses included in the item "Autres usages" in Table A-2.

Réponse :

L'item « Autres usages » englobe les électroménagers et l'éclairage du secteur Domestique et Agricole, l'eau chaude et les usages traditionnels du secteur Général et Institutionnel, l'éclairage des voies publiques, l'éclairage sentinelle, le transport public, les réseaux de distribution municipaux, l'usage interne et la consommation des centrales d'Hydro-Québec Production associée à l'électricité patrimoniale.

RÉFORME DES TARIFS DOMESTIQUES

Reference :

- i) HQD-12, document 1**
- ii) HQD-12, document 2**
- iii) HQD-12, document 3**

21. Please provide a residential bill frequency analysis, by month and annual, with block sizes of 100 kilowatt-hours.

Réponse :

Voir la réponse à la question 74 de OC pièce HQD-15, document 8.

22. Please provide all load research reports prepared in the last 5 years addressing residential class and subclass load shape and load factors.

Réponse :

Le Distributeur fournit à l'annexe 4 de la pièce HQD-11, document 3, les caractéristiques de la consommation basées sur les courbes de charges des différentes catégories de consommateurs servant au présent dossier tarifaire. Cette information a été fournie pour chaque dossier tarifaire depuis 2002. Le Distributeur a également remis des profils de consommation en réponse aux demandes de renseignements de chaque dossier tarifaire.

23. Please provide any load research analysis prepared by the utility since 1990 indicating any relationship between customer diversified load factor and customer usage levels.

Réponse :

Voir la réponse à la question 22.

24. Please provide any load research prepared by the utility since 1990 indicating the annual coincident and/or non-coincident peak load factors of specific residential end-uses, such as lights, appliances, water heating, space heating, and space cooling.

Réponse :

Voir la réponse à la question 22. Le Distributeur n'a pas effectué d'autres études ou rapports concernant les facteurs d'utilisation et les pointes en lien avec les usages.

25. Please provide any load research prepared by the utility showing how residential time-of-use varies with residential total usage. This could be presented as % of on-peak usage by customer usage strata, or in other ways.

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.

26. Please provide detailed monthly billing determinants for the residential class sufficient to test the revenue generation of different residential rate designs, including block sales to the residential class for the following blocks:

- 26.1 10 kWh/day
- 26.2 20 kWh/day
- 26.3 25 kWh/day
- 26.4 60 kWh/day
- 26.5 100 kWh/day

26.6 150 kWh/day

Réponse :

À partir du tableau 6 de la pièce HQD-12, document 1, page 21, il est possible de déduire les informations relatives aux ventes (kWh) en divisant les ventes en (M\$) par le prix de chacune des composantes tarifaires.

Voir également la réponse à la question 74 d'OC à la pièce HQD-15, document 8 et la pièce HQD-11, document 4, page 5, question 4 du dossier R-3492-2002 Phase 2.

27. Please provide the following information for each of the principal generating resources owned by or under long-term contract to the utility:

27.1 Installed capacity;

Réponse :

Le Distributeur ne peut répondre à la demande telle que formulée. En effet, à l'exception des installations de production en réseaux autonomes, le Distributeur n'est pas au sens de la Loi propriétaire des unités de production d'électricité au Québec. Au sens de la Loi, il est propriétaire du réseau de distribution qui se définit comme : « *l'ensemble des installations destinées à la distribution de l'électricité à partir de la sortie des postes de transformation, y compris les lignes de distribution à des tensions de moins de 44 kV ainsi que tout l'appareillage compris entre ces lignes et les points de raccordement aux installations des consommateurs, et, dans le cas des réseaux autonomes de distribution d'électricité du distributeur d'électricité, l'ensemble des ouvrages, des machines, de l'appareillage et des installations servant à produire, transporter et distribuer l'électricité ;* » LRÉ article 2. Dans ce contexte c'est Hydro-Québec Production et non Hydro-Québec Distribution qui est propriétaire des équipements de production de l'électricité.

Le Distributeur est responsable d'assurer la sécurité des approvisionnements de la clientèle québécoise au meilleur coût possible. De façon plus spécifique, c'est le coût de la fourniture et non les installations de production que règlemente la Régie. En ce sens, le Distributeur acquiert le volume d'électricité patrimoniale de 165 TWh auprès d'Hydro-Québec Production à un coût de 2,79 ¢/kWh, tel que spécifié dans la Loi à l'article 52.2.

Pour les volumes au-delà de l'électricité patrimoniale, le Distributeur procède par appel d'offres auprès de fournisseurs potentiels, selon une procédure et un plan d'approvisionnement soumis et approuvés par la Régie. Tous les contrats d'approvisionnements à l'exception des approvisionnements de court terme, pour lesquels le Distributeur a obtenu une dispense d'aller en appel d'offres, sont présentés pour approbation de la Régie. La Régie approuve les prix convenus de ces contrats. Depuis l'atteinte du volume d'électricité patrimoniale en 2005, le Distributeur a conclu plusieurs contrats d'approvisionnement de long terme. La stratégie et le plan d'approvisionnement sont déposés sur une base triennale à la Régie avec un suivi annuel.

Le dernier plan d'approvisionnement 2005-2014 a été approuvé par la Régie en 2005. Il peut être consulté à l'adresse suivante : <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3550-04/index3550.htm> .

Les suivis annuels figurent également sur le site de la Régie de l'énergie à cette adresse : <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivi.html> .

Le Distributeur devrait déposer le plan d'approvisionnement 2008-2017 d'ici au 1^{er} novembre 2007.

27.2 Annual generation for each resource for each of the past four years

Réponse :

Voir la réponse à la question 27.1.

27.3 Classification as a baseload, intermediate, or peaking resource

Réponse :

Voir la réponse à la question 27.1.

27.4 Incremental running cost per kWh

Réponse :

Le coût marginal de produire, transporter et distribuer l'électricité, également appelé coût évité de production, de transport et distribution est évalué par le Distributeur dans le cadre de ses programmes et activités en efficacité énergétique qui sont exposés à la pièce HQD-14, document 3 du présent dossier. La méthodologie détaillée a été présentée lors de rencontres techniques. La présentation relative à la méthodologie des coûts évités ou coûts marginaux a été déposée à la pièce HQD-15, document 2, annexe A, du dossier R-3610-2006.

27.5 Average total cost per kilowatt-hour, including capital costs, fixed operating costs, and variable operating costs.

Réponse :

Voir la réponse à la question 27.1.

27.6 Expected remaining operating lifetime

Réponse :

Voir la réponse à la question 27.1.

27.7 Major reconstruction costs (over 25% of current book value) planned within the coming 10 years.

Réponse :

Voir la réponse à la question 27.1.

28. Please provide the most recent embedded and marginal cost of service studies prepared by the utility, including residential subclass analysis, if any.

Réponse :

L'analyse du coût moyen de service pour l'année 2008 figure à la pièce HQD-11, document 4.

L'analyse des coûts marginaux ou coûts évités se retrouve à la pièce HQD-14, document 3.

28.1 Please provide these studies in spreadsheets form, with all formulae intact, as well as printed copies.

Réponse :

Voir la réponse à la question 28.

Reference : i) HQD-12, document 3, page 9

29. Section 2.1 states that the fixed charge remains slightly higher than costs for 2008, which amount to 39.09¢/contract/day. Please provide detailed workpapers supporting the calculation of 39.09¢/contract/day, including all elements reflected in the Customer Service category in sufficient detail that the figure of 39.09¢/contract/day can be recalculated with one or more of the elements included in Customer Service removed.

Réponse :

Voir la réponse à la question 83 d'OC à la pièce HQD-15, document 8.

*Réponse à la demande de renseignements n°1
du RNCREQ*

30. Please provide references to any regulatory decisions determining exactly which costs are to be included in the calculation of the Customer Service costs that are computed to be 39.09¢/contract/day.

Réponse :

Aucune règle d'établissement n'a été décidée pour la fixation de la redevance à un niveau précis. Dans ses décisions 2004 à 2006, la Régie a accepté la proposition du Distributeur de geler le prix de la redevance à son niveau actuel et de faire porter la hausse tarifaire sur les composantes plus élastiques du tarif sur lesquelles les consommateurs peuvent agir.

31. Please provide total kilowatt-hour sales, total demand revenue, total fixed charge revenue, and total energy revenue for each rate schedule serving 3% or more of HQ annual load for the most recent two years available, and for the projected 2008 year at proposed rates.

Réponse :

Le Distributeur ne fait pas de prévision de revenus sur cette base. Certains éléments de réponse sont disponibles dans les documents suivants :

HQD-12, document 1, page 21, tableau 6

HQD-12, document 1, page 27, tableau 13

HQD-12, document 1, page 29, tableau 16

HQD-12, document 1, page 32, tableau 19

Reference : **i) HQD-12, document 3, page 15**

32. Please provide detailed workpapers underlying Table 3.

Réponse :

Voir l'information à la pièce HQD-14, document 3.

33. Please provide average annual consumption per residential customer for each year since 1980.

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de l'information demandée à partir de 1980.

Tableau R-33

Année	Consommation annuelle moyenne au tarif D (kWh)	Référence
2006 – 2007 (1)	17 407	R-3644-2007, HQD-12, doc. 1, p. 22
2005 – 2006 (1)	17 075	R-3610-2006, HQD-12, doc. 1, p. 24
2004 – 2005 (1)	17 050	R-3579-2005, HQD-13, doc. 1, p. 20
2002 – 2003 (2)	17 600	R-3541-2004, HQD-1, doc. 2, p. 12

(1) Sur la période du 1^{er} mai au 30 avril.

(2) Sur la période du 1^{er} septembre au 30 août.

34. If the distributor has separate data for single-family and multi-family residential consumers on monthly consumption as displayed in Table 4, please provide this data separated between single-family and multi-family categories.

Réponse :

Tableau R-34 1
Répartition mensuelle des besoins de base
clients au tarif D

Mois	kWh moyen par jour (incluant la climatisation)	kWh moyen par jour (excluant la climatisation)
Janvier	32	32
Février	31	31
Mars	30	30
Avril	28	28
Mai	27	27
Juin	26	25
Juillet	25	24
Août	25	24
Septembre	25	24
Octobre	25	25
Novembre	28	28
Décembre	33	33
Année	28	28
Été (avril à novembre)	26	26
Hiver (décembre à mars)	31	31

Tableau R-34 2
Répartition mensuelle des besoins de base
clients au tarif DM

Mois	kWh moyen par jour (incluant la climatisation)	kWh moyen par jour (excluant la climatisation)
Janvier	24	24
Février	23	23
Mars	23	23
Avril	21	21
Mai	21	20
Juin	19	19
Juillet	19	18
Août	19	18
Septembre	18	18
Octobre	19	18
Novembre	21	21
Décembre	25	25
Année	21	21
Été (avril à novembre)	20	19
Hiver (décembre à mars)	23	23

35. Please provide a complete set of rate schedules for HQ.

Réponse :

Le texte des « Tarifs et conditions du Distributeur » est disponible à l'adresse suivante :

<http://www.hydroquebec.com/publications/fr/tarifs/index.html>

et en anglais à :

<http://www.hydroquebec.com/publications/en/rates/index.html>

36. Please provide any studies prepared by HQ which indicate what the appropriate demand and energy charges would be, if separate demand rates were applied to the residential class.

Réponse :

Aucune étude n'a été faite sur le sujet.

36.1 If none have been prepared, please provide this information for the smallest general service rate class for which such analysis has been prepared.

Réponse :

Aucun client résidentiel consommant moins de 50 kW n'est facturé en puissance.

Reference : i) HQD-12, document 3

37. Is the "average" shown in Table 4 an arithmetic mean, a median, or some other average? If it is an arithmetic mean, please provide the median and mode.

Réponse :

Il s'agit d'une moyenne arithmétique. La médiane est présentée au tableau suivant. Ces valeurs représentent le seuil de la consommation par jour regroupant 50 % de la population. En ce qui concerne le mode, l'information n'est pas disponible.

**Tableau R.37.
Répartition mensuelle des besoins de base**

	kWh moyen par jour (incluant la climatisation)	kWh moyen par jour (excluant la climatisation)
Janvier	26	26
Février	24	25
Mars	24	25
Avril	23	23
Mai	22	22
Juin	21	20
Juillet	20	19
Août	20	19
Septembre	20	20
Octobre	20	20
Novembre	22	23
Décembre	26	27
Total	23	23

38. Please provide the complete data set used to produce Table 4 in spreadsheet form so that it can be recomputed to show a median, or some threshold other than the average used in preparation of the table.

Réponse :

L'information demandée n'est pas disponible sous ce format.

39. If the goal of setting the first block in summer was to assure that 75% of customers would see at least some consumption in the second block in the summer months, what would the HQ estimate be for that consumption level?

Réponse :

Actuellement, environ 78 % des clients résidentiels sont facturés en 2^e tranche l'été. Pour atteindre seulement 75 % des clients, il faudrait augmenter le seuil entre 31 et 35 kWh, ce qui irait à

l'encontre du signal de prix. Voir les tableaux fournis en réponse à la question 74 a) de OC pièce HQD-15, document 8.

40. If the goal of setting the first block in winter was to assure that 75% of customers would see at least some consumption in the second block in the winter months, what would the HQ estimate be for that consumption level?

Réponse :

Actuellement, environ 81 % des clients sont facturés en 2^e tranche l'hiver. Pour atteindre seulement 75 % des clients, il faudrait augmenter le seuil entre 36 et 40 kWh, ce qui irait à l'encontre du signal de prix. Voir les tableaux en réponse à la question 74 a) de OC pièce HQD-15, document 8.

41. What percentage of HQ residential customers use electricity for space heating and what percentage use electricity for water heating?

Réponse :

Selon les données du Distributeur :

- **69 % des ménages utilisent l'électricité comme source principale de chauffage des locaux ;**
- **91 % des chauffe-eau individuels et 48 % des chauffe-eau centraux sont électriques.**

Reference : HQD-12, document 3, page 26, Table 8, 11, 14, 20, 23, 26, 28, 30, 37

42. Please indicate approximately the number or percent of rate D customers in Quebec there are in each of the categories used in the referenced tables, namely:

- logement

- petite maison
- moyenne maison
- grande maison
- très grande maison
- maison imposante
- grand client
- client 1ère tranche
- multi-logement

Réponse :

Les habitations des tableaux cités en référence correspondent à des cas types. Le Distributeur ne possède aucune information relative aux types d'habitation qu'occupent ses clients.

Le Distributeur présente à la pièce HQD-12, document 3, figure 2, page 45 la distribution des clients au tarif D en fonction des informations dont il dispose, soit par tranche de consommation annuelle.

43. If the Distributor does not possess information allowing it to respond to the previous question with precision, please provide estimates of the number of clients in each category which are adequate to reproduce the results found in each of the tables mentioned in reference.

Réponse :

Voir la réponse à la question 42.

Reference : i) HQD-12, document 3, page 57

44. Please provide the basis for assuming a 47% load factor is applicable to consumption beyond 50 kW in the discussion following Table 36.

Réponse :

Le facteur d'utilisation de 47 % correspond au facteur d'utilisation moyen des clients au tarif D facturés en puissance.

45. Please provide any studies of the cost and cost-effectiveness of providing kVA metering to customers currently subject to the demand charge of Rate D, including, but not limited to, responses to the following specific inquiries.

Réponse :

La proposition du Distributeur vise à assurer une meilleure équité entre les clients. Contrairement à tous les autres clients facturés pour la puissance, ceux au tarif domestique n'ont pas d'incitatif à améliorer leur facteur de puissance et le Distributeur doit donc installer, aux frais de l'ensemble des clients, des condensateurs sur le réseau. En considérant la puissance apparente dans la facturation de la puissance, le Distributeur s'assure que les clients qui occasionnent des perturbations sur le réseau seront responsables des coûts associés à leur correction.

45.1 Will meter change-out be required?

Réponse :

Voir la réponse à la question 10 6a) d'OC à la pièce HQD-15, document 8.

45.2 What is the cost to HQ of a simple demand meter applicable to this type of customers, compared with kVA-capable metering?

Réponse :

Voir la réponse à la question 45.1.

45.3 If both kW and kVA meters are read manually, what is the estimated cost of converting the meter reading and billing system to be able to handle both kW and kVA ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 45.1.

45.4 What was the revenue, in the most recent year, from residential demand charges?

Réponse :

Voir le tableau 6 de la pièce HQD-12, document 1, page 21.

45.5 What other distribution utilities apply kVA metering and billing to residential consumers?

Réponse :

Voir la section 2.3.2 de la pièce HQD-12, document 3 pages 27-28.

45.6 What studies has HQ prepared or reviewed addressing the level of understanding that residential consumers have of power factor, power factor measurement, or power factor correction?

Réponse :

Le Distributeur facture la puissance aux clients, domestiques et généraux, dont les appels de puissance excèdent 50 kW puisqu'à ce niveau, ces derniers ont la capacité de gérer leur pointe.

Une saine gestion de la puissance passe aussi par un meilleur contrôle du facteur de puissance car un mauvais facteur de puissance diminue la capacité disponible des lignes et des transformateurs et entraîne des pertes accrues sur le réseau. Les

caractéristiques qui définissent la qualité de tension ne font pas de distinction entre un client domestique et un client général. La réforme de la facturation de la puissance au tarif D vise à refléter cette réalité.

COMPARAISON NORD-AMÉRICAINE DES STRUCTURES TARIFAIRES

Reference : i) HQD-12, document 6, pages 1-2

46. For Pacific Gas and Electric (California), please describe in detail how the baseline is set.

Réponse :

Voir l'information publiée par la California Public Utilities Commission.

www.cpuc.ca.gov/static/energy/baseline/baselineintro.htm

47. Please provide similar information for the following utilities:

47.1 Southern California Edison;

Réponse :

Voir la réponse à la question 46.

47.2 San Diego Gas and Electric;

Réponse :

Voir la réponse à la question 46.

47.3 Arizona Public Service.

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de l'information demandée.

PGÉE

Reference : **i) HQD-14, document 3, page 23**

Citation :

De plus, le Distributeur propose d'inclure les activités de recherche et de développement (R-D) en efficacité énergétique du Laboratoire des technologies de l'énergie (LTÉ).

48. Please specify the type of R&D activities that will be included.

Réponse :

Voir la pièce HQD-14, document 3, page 78 et la réponse à la question 89 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

Reference : **i) HQD-14, document 3, page 48**

Citation :

Le Distributeur désire notamment s'assurer que les économies d'énergie prévues se concrétisent chez sa clientèle.

49. Please specify how HQD intends to follow up on the energy-saving activities.

Réponse :

Tel que mentionné dans le dossier R-3610-2006, HQD-15, document 2, pages 20 et suivantes, la contribution des systèmes géothermiques à la réduction de la consommation énergétique

est reconnue. Plusieurs facteurs peuvent toutefois affecter la performance du système. La qualité des installations est déterminante dans le rendement énergétique d'un système et chaque installation est unique. C'est pourquoi, le Distributeur a conclu une entente de partenariat avec la Coalition canadienne de l'énergie géothermique (CCÉG) afin de se doter d'un processus de contrôle de qualité. En octroyant un appui financier conditionnel à ce que l'installation géothermique soit certifiée par la CCÉG, le Distributeur veut s'assurer que l'installation des systèmes géothermiques soit effectuée par des professionnels accrédités par la CCÉG et que les économies d'énergie soient ainsi effectives.

Reference : i) HQD-14, document 3, page 57

Citation :

En outre, des campagnes de sensibilisation à l'efficacité énergétique sont régulièrement déployées auprès des employés.

50. Please specify the target of these campaigns. Do they affect employees' daily habits ? (small-scale measures such as closing the lights before leaving the office, not printing e-mails, etc.)

Réponse :

Les campagnes de sensibilisation auprès des employés visent à promouvoir notamment les programmes en efficacité énergétique offerts par le Distributeur (surtout au marché résidentiel) et les comportements efficaces en général. De nombreux canaux sont utilisés, par exemple l'Intranet, le journal interne Hydro-presse, des encarts inclus dans les enveloppes de paie et l'envoi direct par courrier interne.

Des sondages permettent d'évaluer l'impact de ces mesures sur la notoriété et l'adhésion des employés aux programmes. Les résultats sont très positifs. Par exemple, la participation des employés de l'entreprise au *Diagnostic résidentiel* est largement supérieure à celle de la population en général.

Enfin, une campagne de sensibilisation à l'efficacité énergétique en milieu de travail est en cours de développement.

Reference : i) HQD-14, document 3, page 59

Citation :

Les bâtiments d'Hydro-Québec Production, d'Hydro-Québec TransÉnergie et des autres unités de l'entreprise sont admissibles à un soutien financier dans le cadre du programme Initiatives-bâtiments, au même titre que tous les autres clients, à la condition que les bâtiments visés soient mesurés et facturés par le Distributeur.

51. In figure 5.8, please specify which proportion represents the initiatives taken by Hydro-Québec Production and Hydro-Québec TransÉnergie respectively.

Réponse :

Les investissements prévus pour les bâtiments d'Hydro-Québec Distribution sont de 1 M\$. Aucune prévision distincte n'a été faite pour Hydro-Québec Production, Hydro-Québec TransÉnergie ou les autres unités de l'entreprise. Les projets éventuels de ces divisions ou unités sont admissibles au programme *Initiatives – bâtiments*, au même titre que les autres clients du Distributeur, dans la mesure où leur consommation est mesurée et facturée.

Le Distributeur mentionne qu'il a mis sur pied un comité réunissant des représentants du Distributeur, d'Hydro-Québec Production, d'Hydro-Québec TransÉnergie et du Centre de services partagés. Ce comité a notamment pour mission d'identifier et de coordonner les projets en efficacité énergétique des bâtiments et installations d'Hydro-Québec. L'entreprise souhaite ainsi s'assurer que ses bâtiments et autres installations soient performants en efficacité énergétique, afin qu'elle puisse jouer pleinement son rôle de leader dans le domaine.

Reference : i) HQD-14, document 4, page 7

Citation :

Par ailleurs, il est prévu que le Distributeur, via ses services de recouvrement, réfèrera, en 2007, environ 1200 clients à faible revenu en difficulté de paiement au programme Éconologis de l'AEÉ, indépendamment du secteur dans lequel ils se trouvent.

52. Please specify what is implied in « referring » clients to the Éconologis program.

Réponse :

Les services de recouvrement du Distributeur s'étaient fixés un objectif de 1 200 références au programme *Éconologis* de l'AEÉ pour l'année 2007. Au 30 juin 2007, ils avaient référé 1 195 clients au programme.

Lors de la négociation d'ententes personnalisées, les clients sont invités à contacter l'agent livreur *Éconologis* de leur région pour obtenir une visite gratuite d'un technicien en efficacité énergétique dans le but de réduire leur consommation d'électricité. Le nom et le numéro de téléphone de l'agent livreur sont donnés aux clients. Par ailleurs, une campagne de télémarketing auprès de la clientèle à faible revenu en difficulté de paiement et la remise de dépliants lors de visites d'agent de recouvrement sont deux moyens qui ont également été utilisés. Ces deux moyens ont permis de sensibiliser cette clientèle aux avantages du programme *Éconologis* et de lui fournir les coordonnées des agents livreurs. Lors de la campagne de télémarketing, le client se montrant intéressé au programme pouvait être directement transféré à l'agent livreur.

52.1 Does it mean only that they will be informed about the existence of the Econologis program, or that they will necessarily be accepted into the program?

Réponse :

Ces références ont été faites à titre d'information dans le cadre de la démarche d'accompagnement des clients par le Distributeur afin qu'ils puissent bénéficier du programme *Éconologis* de l'AEÉ. Les modalités d'admission à ce programme sont déterminées par l'organisme responsable du programme, soit l'AEÉ.

Par ailleurs, les clients se qualifiant pour les ententes personnalisées sont fortement incités à participer au programme *Éconologis*, tel que mentionné à la pièce HQD-13, document 1, page 25 de la demande tarifaire R-3610-2006. Un refus de participer à *Éconologis* n'empêcherait pas un client d'obtenir une entente personnalisée mais pourrait éventuellement entraîner la mise en place d'un plafond au soutien. Les modalités sont développées avec la table de travail Services de recouvrement – associations de consommateurs.

À titre de complément d'information, le groupe de travail ménages à faible revenu Hydro-Québec Distribution – organismes du milieu propose une piste visant à « harmoniser les critères d'admissibilité avec les autres acteurs et pour certains programmes, reconnaître et faire reconnaître la présélection » tel qu'indiqué à la pièce HQD-14, document 2, page 14.

COÛTS ÉVITÉS

RÉFÉRENCE 1: | R-3644 | HQT-14 | Doc. 3 | pages 89-90

Citation :

6.2.1 Coût évité de fourniture-transport

Le Distributeur maintient son signal de coût évité pour le prix de l'énergie garantie sur une base annuelle, soit de 8,3 ¢/kWh (\$ 2007). Ce prix croît à l'inflation pour les années suivantes.

***Réponse à la demande de renseignements n°1
du RNCREQ***

53. Please provide the hypotheses, assumptions, input data and calculations leading to the choice of 8.3 ¢/kWh (\$ 2007) as the price of guaranteed energy on an annual basis, used as the avoided cost signal.

Réponse :

Voir au dossier R-3569-2005, la pièce HQD-2, document 3 et au dossier R-3573-2005, la pièce HQD-2, document 1.

Voir également la réponse à la question 91.1 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

Citation :

De même, le signal de coût évité pour le prix de la puissance est maintenu à 10 \$/kW-an (\$ 2006, annuité croissante à l'inflation). Ce prix reflète le coût de la puissance acquise sur les marchés de court terme pour 2007 et demeure une bonne référence pour l'indicateur de coût évité de puissance.

54. Please provide references demonstrating that 10 \$/kW-an (\$ 2006) reflects the price of short-term capacity purchased for 2007.

Réponse :

Le Distributeur se procure des produits de puissance garantie sur les marchés de court terme depuis l'hiver 2005-2006. Les quantités de puissance acquises sur les marchés de court terme, de même que les prix payés depuis cette période sont présentées ci-dessous.

Tableau R-54

	Hiver 2005-2006					Hiver 2006-2007				
	déc-05	janv-06	févr-06	mars-06	Total - hiver	déc-06	janv-07	févr-07	mars-07	Total - hiver
Quantité (MW)	450	1 259	1 259	550	3 518	150	250	150	0	550
Coûts (M\$)	0,3	3,7	3,7	0,5	8,2	0,39	0,55	0,31	0	1,2
\$US/kW-mois	0,77	2,94	2,94	0,85	2,33	2,58	2,19	2,05	0	2,26

54.1 Please provide the volume and price of short-term capacity purchased each month since 2003.

Réponse :

Voir la réponse à la question 54.

54.2 Please explain why HQD considers this to be the best indicator of the avoided cost for capacity.

Réponse :

Les conditions de marché étant sensiblement les mêmes tout comme les besoins de puissance à pourvoir à court terme, le Distributeur envisage de combler ses besoins au prix de 10 \$/kW-an (\$ 2006). Ce prix a fait l'objet d'un examen attentif par la Régie lors du dossier R-3610-2006. Dans la décision D-2007-12 afférente à ce dossier, la Régie conclut que ce prix correspond au signal retenu pour la puissance en hiver pour l'année 2007 auquel s'ajoute une croissance à l'inflation pour les années suivantes. Aucun changement n'a été apporté et ce prix correspond toujours au prix d'achat de la puissance. Par ailleurs, le coût des produits de puissance acquis sur les marchés de court terme reflète le coût à la marge que le Distributeur encourt pour satisfaire ses besoins de puissance. Inversement, Il peut être également considéré comme le coût évité d'un achat en puissance. Le coût des produits de puissance acquis sur les marchés de court terme reflète le coût à la marge que le Distributeur encourt pour satisfaire ses besoins de puissance. Voir aussi la réponse à la question 54.

54.3 Please indicate the \$/kW cost for other HQD resources, including in particular the contracts resulting from the 2002 call for tenders (TransCanada Energy, HQP base, HQP cyclable).

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.

55. Please distinguish clearly between the transmission costs that are included in « Fourniture-transport », as opposed to those included in section 6.2.2, Coût évité de transport de la charge locale.

Réponse :

Voir le dossier R-3610-2006, à la pièce HQD-15, document 2, annexe A, pages 11 et 12.

Citation :

La différenciation pointe et hors pointe applicable au prix de l'énergie est cependant accrue à 1,5 ¢/kWh, soit une hausse de 0,5 ¢/kWh par rapport au précédent signal de 1 ¢/kWh. Cet ajustement est cohérent avec les écarts de prix observés sur le marché de New York au cours des dernières années (voir tableau B-1 de l'annexe B).

Preamble : The peak period for Hydro-Québec is generally described in relation to the 100 or 300 hours of highest use during the year, which generally occur in the winter months.

56. Please specify the definition of peak periods used in DAM, NY – Zone M.

Réponse :

La période de pointe sur le marché de New York est définie par la période de 6h00 à 22h00 (en se référant à la notion de hour beginning (heures commençant à)) les jours ouvrables alors que la période hors pointe couvre toutes les autres heures de l'année.

56.1 Please explain in detail why the difference between in prices between the periods described in response to the previous question are an adequate representation of the avoided costs for energy use during the Quebec peak.

Réponse :

La différenciation pointe hors pointe est appliquée pour le coût de la puissance et de l'énergie acquise sur une base ferme, soit 8760 heures.

Le marché de New York est une référence pour refléter la structure des coûts d'approvisionnement, puisqu'il s'agit d'un marché limitrophe sur lequel le Distributeur s'approvisionne.

56.2 Please calculate the price differential between the average DAM price for the 100 and 300 hours of highest Quebec load, in 2005 and 2006, and for the remaining hours of the year.

Réponse :

L'information se trouve au dossier R-3603-2006, HQD-2, document 3, page 4.

Citation :

Par ailleurs, dans le contexte actuel de surplus énergétiques, le coût d'opportunité du Distributeur peut être associé à une perte de revenus de revente.

57. Please indicate for how many years this phenomenon is expected to last.

Réponse :

Les surplus sont plus importants pour les années 2007 à 2009.

RÉFÉRENCE : | **R-3644** | **HQT-14** | **Doc. 3** | **pages 90-91**

Citation :

6.2.2 Coût évité de transport de la charge locale

...

Cette situation incite le Distributeur à analyser plus en détail l'impact de cette mise à jour de la planification sur le coût évité du transport de la charge locale avant d'effectuer des changements. Il conserve pour le présent dossier le signal retenu dans le dossier R-3610-2006, mis à jour sur la base des paramètres économiques, soit un coût de 33,77 \$/kW-an (\$ 2008, annuité croissante à l'inflation).

58. Please explain in detail the derivation of the cost of \$33,77/kW-yr, including the hypotheses, assumptions, input data and calculations.

Réponse :

Voir la réponse à la question 92 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

58.1 Please explain the significance of this figure, and what costs it applies to.

Réponse :

Voir la réponse à la question 58.

58.2 More specifically, please explain under what circumstances these costs would be avoided.

Réponse :

Voir la pièce HQD-15, document 2, annexe A, page 12 du dossier R-3610-2006.

Citation :

Le maintien du niveau du signal de prix n'a pas d'impact sur la rentabilité des programmes, puisqu'une hausse éventuelle du coût évité de transport conduirait, toutes choses étant égales par ailleurs, à une amélioration de la rentabilité de ceux-ci.

58.3 Is it possible that an increase in the avoided cost might lead to an increase in the techno-economic potential, either by leading to the inclusion of programmes which are not cost-effective at the current level, or to the inclusion of additional market segments for measures which are already included in it?

Réponse :

La hausse des coûts évités peut entraîner la hausse du potentiel technico économique (PTÉ). La mise à jour du PTÉ a été réalisée et des analyses de sensibilité ont été conduites avec des hypothèses de hausse des coûts évités (voir HQD-3, document 1, dossier R-3584-2005). Notons toutefois que le poids relatif du coût de transport de la charge locale dans le total du coût évité est tel qu'une hausse de 25 % représente une augmentation de 2 % de l'annuité croissante de 2008 du coût évité total pour le tarif D, tous les usages pris en compte.

RÉFÉRENCE : | **R-3644** | **HQT-14** | **Doc. 3** | **pages 91-92**

Citation :

6.2.3 Coût évité de distribution

Les effets cumulatifs de la forte croissance des nouveaux abonnements constatée depuis les quatre dernières années expliquent le niveau d'investissement soutenu du programme d'équipement. De plus, les analyses effectuées par le Transporteur sur certains de ses sous-réseaux régionaux révèlent que des investissements sur le réseau de distribution seraient potentiellement requis.

Pour ces raisons, le Distributeur désire prendre le temps nécessaire à une analyse en profondeur de ces éléments avant de modifier le signal de prix en distribution. Il maintient donc, pour le présent dossier, l'indicateur de coût évité de distribution retenu dans le dossier R-3610-2006, mis à jour sur la base des paramètres économiques, de 12,96 \$/kW-an (\$ 2008, annuité croissante à l'inflation).

59. Please explain in detail the derivation of the cost of \$12,96/kW-yr, including the hypotheses, assumptions, input data and calculations.

Réponse :

Voir la réponse à la question 92.1 de la Régie, à la pièce HQD-15, document 1.

59.1 Please explain the significance of this figure, and what costs it applies to.

Réponse :

Voir la réponse à la question 59.

59.2 More specifically, please explain under what circumstances these costs would be avoided.

Réponse :

Voir la pièce HQD-15, document 2, annexe A, page 14 du dossier R-3610-2006.

60. Does the Distributor expect that the avoided cost for distribution will increase, once it has fully analyzed the elements in question?

Réponse :

En effet, les paramètres de planification (investissement et autres) dont dispose le Distributeur se traduisent par une augmentation des coûts évités de distribution. C'est pour cette raison qu'il a produit une analyse de sensibilité sur le coût évité de distribution de 25 %. Voir également la réponse à la question 92.3 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

60.1 If so, please estimate the size of the anticipated increase.

Réponse :

La hausse anticipée est de 25 %.

60.2 Is it possible that an increase in the avoided cost might lead to an increase in the techno-economic potential, either by leading to the inclusion of programmes which are not cost-effective at the current level, or to the inclusion of additional market segments for measures which are already included in it?

Réponse :

Voir la réponse à la question 58.3. Le coût évité de distribution ayant lui aussi un poids faible dans le coût évité total, une hausse de 25 % de celui-ci entraîne une augmentation du coût évité total de 1 % de l'annuité croissante de l'année 2008, tarif D, tous les usages pris en compte.

RÉFÉRENCE : | **R-3644** | **HQT-14** | **Doc. 3** | **pages 91-92**

Citation :

6.2.4 Coûts évités par usage

Les coûts évités de fourniture-transport, de transport de la charge locale et de distribution, servent de base au calcul du coût évité par usage et par catégorie de clients. Les tableaux des coûts évités sur une base annuelle, par usage et par catégorie de clients sont présentés aux tableaux B-2 à l'annexe B.

61. Please explain in detail the calculation of avoided costs by end use presented in tables B-2.1, B-2.2 and B-2.3, including the hypotheses, assumptions, input data and calculations.

Réponse :

Voir la pièce HQD-15, document 2, annexe A, pages 17-19 du dossier R-3610-2006.

61.1 Please provide these tables in Excel format, with all formulas intact.

Réponse :

Dans sa décision D-2004-96 relative au dossier R-3519-2003, la Régie a approuvé les intrants et la méthodologie de calculs des coûts évités. Suite au dossier R-3584-2005, la méthodologie et les intrants ont fait l'objet d'une rencontre technique avec les intervenants et la Régie. Puisque la méthodologie n'a pas changé, seules des mises à jour des intrants sont effectuées lors du dépôt de chaque dossier pour les fins de l'évaluation de la rentabilité économique des programmes proposés par le Distributeur. Le Distributeur présentera, s'il y a lieu, les changements méthodologiques dans ses demandes budgétaires. Par conséquent, cette demande dépasse le cadre du présent volet du dossier tarifaire visant à faire approuver le budget 2008 du PGEÉ.

RÉFÉRENCE : | **R-3644** | **HQT-14** | **Doc. 4** | **pages 12-13**

Citation:

Globalement, l'augmentation des coûts évités de 25 % entraîne une augmentation de 15 % du PTÉ. Il est à noter que cette hausse provient de l'inclusion de nouveaux segments de marché associés à des mesures déjà incluses dans le PTÉ de 2005. Ces segments de marché n'étaient pas rentables avec les coûts évités de 2005. Le changement de PTÉ ne provient donc pas de l'inclusion de nouvelles mesures, ni de la révision d'hypothèses autres que les coûts évités.

62. Please estimate the effect that the revision of avoided costs presented by the Distributor in the current file is likely to have on the techno-economic potential.

Réponse :

Le coût évité du présent dossier est sensiblement le même que celui présenté dans le dossier tarifaire R-3610-2006, hormis la mise à jour faite des paramètres autorisés par la Régie. Ceci ne modifie pas le constat fait par le Distributeur, présenté au tableau 4.1 à la pièce HQD-14, document 4, page 12.

63. How great an increase in avoided costs would be required before measures which are not currently included in the techno-economic potential would become included in it?

Réponse :

Pour inclure toutes les mesures qui ne sont pas présentement dans le PTÉ, il faudrait que le coût évité soit supérieur au coût de la mesure la plus dispendieuse présentement hors du PTÉ. Il n'y a pas de plafond monétaire quant aux mesures techniquement possibles.