

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO. 1
DE MARK DRAZEN ET RON MIKKELSENS
POUR FCEI/ASSQ**

**REQUESTS FROM MARK DRAZEN, EXPERT FOR LA FÉDÉRATION
CANADIENNE DE L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE AND L'ASSOCIATION
DES STATIONS DE SKI DU QUÉBEC**

Request No. 1

Reference: HQD-5, Document 3, Page 6

Preamble: HQD says that it will be required to buy energy above the patrimonial amount in 2005. It says:

La gestion des approvisionnements se fera en temps réel et de façon intégrée sans distinguer l'origine du besoin et sans que l'on puisse y associer un contrat ou un prix spécifique. Ce mode de gestion dynamique vise à permettre au Distributeur d'optimiser globalement ses achats en vue d'assurer le coût d'approvisionnement le plus bas pour la clientèle québécoise.

- (a) Please explain the procedures that HQD will use to determine when post-patrimonial energy will be required on an hour-to-hour basis. That is, will HQD have a choice in most hours between relying entirely on patrimonial energy or purchasing a portion of its needs in the market?

Réponse:

Tel qu'indiqué dans l'état d'avancement du plan déposé fin octobre 2003 et réitéré dans le plan d'approvisionnement 2005-2014, la stratégie d'approvisionnement de court terme du Distributeur peut être divisée en deux grandes étapes. Une première consiste à approvisionner à partir d'appels d'offres une grande proportion des besoins prévisibles de l'année en cours.

Mentionnons que la Loi sur la Régie de l'énergie requiert que le Distributeur procède par appels d'offres ouverts à tous les fournisseurs pour combler les besoins qui excèdent l'électricité patrimoniale. En procédant de cette façon, le Distributeur assure la sécurité d'approvisionnement. Ces appels d'offres visent essentiellement l'achat de deux produits : les produits en base, en pointe ou hors pointe et les produits programmables pour lesquels les livraisons peuvent être modulées pour répondre à certains besoins du Distributeur.

Pour ces appels d'offres, les quantités et les produits recherchés sont déterminés à partir d'analyses des besoins à la marge de

l'électricité patrimoniale. Des courbes de puissances classées des approvisionnements additionnels requis et des courbes de puissance mensuelles maximales requises sont entre autres utilisées pour définir les produits. Une analyse des besoins de puissance à la pointe hivernale est également effectuée. Finalement l'analyse de certains risques qui pourraient survenir durant l'année vient compléter la définition des produits et les quantités recherchées.

Par ailleurs, pour assurer l'approvisionnement des quantités d'énergie pouvant provenir d'aléas climatiques, d'indisponibilités momentanées d'équipement de production d'un fournisseur ou encore d'une mauvaise adéquation entre le profil de l'électricité patrimoniale et le profil de la demande, le Distributeur entend avoir recours aux marchés de très court terme.

Dans la gestion de très court terme, le Distributeur pourra compter essentiellement sur les produits suivants :

- les produits programmables contractés par appels d'offres lui offrant la flexibilité de déterminer 36 heures à l'avance les quantités qui lui seront livrées;**
- les transactions bilatérales avec d'autres fournisseurs;**
- les produits de très court terme pouvant être achetés sur les marchés comme le DAM (Day-ahead market)¹ et dans une moindre mesure le HAM (Hour-ahead market)².**

Ainsi, chaque jour le Distributeur remettra à Trans-Énergie un programme indiquant, pour chacune des heures du lendemain, les livraisons prévues en vertu de chacune des ententes composant son portefeuille. Le Distributeur choisira alors implicitement la quantité d'électricité patrimoniale qu'il entend utiliser à chaque heure.

Dans sa gestion de très court terme, le Distributeur visera évidemment à assurer dans un premier temps la sécurité d'approvisionnement et le maintien d'une flexibilité pour faire face à des situations différentes de celles prévues. Il le fera en considérant les coûts pour la clientèle.

¹ DAM : livraison horaire pour le surlendemain dont le programme peut être mis en place environ 36 heures avant sa réalisation.

² HAM : livraison horaire dont le programme peut être mis en place jusqu'à 90 minutes avant sa réalisation.

Ainsi des stratégies de très court terme visant par exemple à acquérir de grandes quantités d'énergies sur le HAM ne sont pas dans les plans du Distributeur. Ce dernier cherchera plutôt à compléter les besoins au-delà de l'électricité patrimoniale par des achats fermes et des achats programmables faits par appels d'offres et lorsque requis, des achats faits sur le DAM.

Sur une base annuelle, le Distributeur visera à maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale, c'est-à-dire réussir à consommer la quantité se rapprochant le plus possible de 178,86 TWh, tout en excédant le moins possible la courbe des bâtonnets patrimoniaux prévus au décret sur l'électricité patrimoniale puisque ces dépassements seront assujettis à une tarification qui sera prévue à l'entente-cadre.

- (b) Does HQD have a forecast of hourly market prices that it will use to determine optimal purchasing strategy? If so, what is the basis for that forecast?

Réponse:

Le Distributeur utilise des prix horaires basés sur des prix à terme mensuels publiés par des courtiers d'énergie. Ces prix à terme couvrent les périodes de pointe (8h00 à 23h00) et hors pointe (1h00 – 7h00 plus l'heure 24h00 et les week-ends) pour les douze prochains mois.

- (c) What procedures will HQD have to determine after the fact whether its purchasing strategy was optimal?

Réponse:

La mise en place de procédures permettant de déterminer si la stratégie d'achat a été optimale après le fait apparaît à ce stade prématurée. Néanmoins, le rendre compte sur les résultats de cette stratégie sera effectué dans le cadre du suivi du compte de frais reportés. Par ailleurs, l'évaluation de la stratégie d'approvisionnements du Distributeur devra forcément prendre en compte la sécurité des approvisionnements et la prudence que doit suivre le Distributeur dans un contexte où il y a d'importants aléas économiques et climatiques à gérer.

- (d) Does HQD expect seasonal and day/night variations in the market prices for energy? If so, please summarize the expected differences.

Réponse:

On observe une saisonnalité et une variation pointe (jour) et hors pointe (nuit et jours de week-ends) naturelles dans les prix de l'énergie. Ces écarts sont dus aux habitudes de consommation des abonnés au fil des saisons. Par exemple, pour la zone NY A, les prix à terme au 13 septembre 2004 indiquent un prix moyen de 55 \$US/MWh pour de l'énergie en pointe pour toute l'année 2005 et 40 \$US/MWh pour l'énergie hors pointe de la même période. Ces prix moyens annuels varient de 60 \$US/MWh en pointe l'hiver et 43 \$US/MWh hors pointe, à 50 \$US/MWh pour le dernier trimestre en pointe et 36 \$US/MWh hors pointe. Ainsi, on remarque une différence nuit/jour assez constante à environ 15 \$US/MWh.

- (e) If there are systematic day/night variations, would it be advantageous to HQD to designate a portion of night usage as non-patrimonial in order to save the patrimonial amount to avoid higher peak period prices?

Réponse:

Dans sa gestion des approvisionnements à très court terme il pourrait être effectivement possible pour le Distributeur d'effectuer certains achats de court terme la nuit durant certains mois pour sauver de l'électricité patrimoniale pour des périodes ou mois où les prix sont plus élevés.

Cet exercice doit se faire cependant sur quelques mois pour que des achats de nuit puissent réduire les quantités d'achats le jour à d'autres périodes.

Ces transferts seraient assurément intéressants dans un environnement déterministe où les prix d'achats et la demande seraient connus avec certitude. Cependant l'environnement du Distributeur est quelque peu différent. D'une part les prix d'achats sur les marchés court terme peuvent varier de façon importante sur quelques mois comme en font foi les dernières semaines. D'autre part, la demande peut varier de mois en mois de telle sorte que l'exercice de transfert d'un mois à l'autre ait été non seulement complètement inutile mais qu'il ait eu pour conséquence de réduire la consommation de l'électricité patrimoniale.

Finale­ment, la quan­ti­té d'éner­gie trans­fé­rable deme­ure somme toute limitée en com­pa­rai­son de l'ensem­ble des achats sur les mar­chés de court terme que le Dis­tri­buteur entend effec­tuer au cours des pro­chaines années.

Ainsi, bien que le concept soit inté­ressant, le Dis­tri­buteur n'entend pas faire de ces trans­ferts une priorité de ges­tion de ses appro­vi­son­ne­ments de court terme.

En effet, l'année 2005 sera la première année au cours de laquelle le Dis­tri­buteur aura à gérer des appro­vi­son­ne­ments post-patrimoniaux. Les premiers efforts seront évi­dem­ment consa­crés à la mise en place de l'infra­structure de ges­tion lui per­met­tant d'assu­rer le maintien de l'équi­libre offre-demande tout au long de l'année. Suivront évi­dem­ment l'implan­ta­tion gra­duelle de méthodes, logi­ciels, modèles, qui lui per­met­tront de raffiner ses stratégies d'appro­vi­son­nement. Ces améliorations s'inspi­reront de l'ex­pé­rience acquise jour après jour. Rappelons que le contrat d'élec­tricité patrimoniale constitue en soi un contrat d'appro­vi­son­nement particulier peu com­para­ble avec les modes d'appro­vi­son­nement des autres dis­tri­buteurs. Des méthodologies particulières devront être développées pour sa ges­tion.

- (f) What are the incentives to HQD to minimize the cost of market purchases?

Réponse:

Les incitatifs pour le Dis­tri­buteur de minimiser ses coûts d'appro­vi­son­ne­ments sont liés prin­ci­pa­lement aux objectifs d'Hydro-Québec Dis­tri­bution de minimiser les hausses de tarifs, aux objectifs de la LRE de recourir aux sources d'appro­vi­son­ne­ments les moins coûteuses et aux multiples volets du cadre réglementaire qui régit les opérations relatives aux appro­vi­son­ne­ments.

Voir également la réponse à la question 13.4 de UC à la pièce HQD-14, document 9.

Request No. 2

Reference: HQD-5, Document 3, Page 11

Preamble: HQD calculates the variation in the aggregate load that would result from various climatic conditions.

- (a) Please describe the basis for estimating the variation in total load that would result from changes in climatic conditions.

Réponse:

Les impacts mentionnés à la référence ont été évalués dans le cadre du dossier R-3470-2001 selon une méthodologie que le Distributeur a alors expliquée en réponse à la question 7.3 du RNCREQ à la pièce HQD 4, Document 7.

- (b) Please provide an estimate of the change in load, by rate class, that would result from the warmest and coldest winter based on the last 30 years of climatic data.

Réponse:

L'information demandée n'est pas disponible. Par ailleurs, les données produites aux pièces HQD-12, document 2, p. 66 et HQD-12, document 3, p. 66 détaillent les effets température de 2003 et 2004 par catégorie tarifaire. Ces données indiquent que les parts des effets se retrouvant dans la catégorie domestique sont d'environ 70 % et 84 % pour 2003 et 2004 respectivement.

- (c) Please provide an estimate of the change in total load that would result from the warmest and coldest summer over the last 30 years of climatic data.

Réponse:

Sous les conditions climatiques de l'été le plus chaud répertorié entre 1971 et 2000, appliquées à la structure de consommation de 2005, les besoins en énergie de la période de juin à août seraient environ 0,4 TWh au-dessus de la normale. À l'opposé, ils seraient inférieurs de 0,4 TWh à la normale sous les conditions climatiques de l'été le plus froid.

- (d) Please provide an estimate of the change in load, by rate class that would result from the warmest and coldest summer based on the last 30 years of climatic data.

Réponse:

Voir la réponse à la question 2 (b).

Request No. 3

Reference: HQD-5, Document 3, Page 13

Preamble: HQD shows a list of hourly prices in the NEPOOL market.

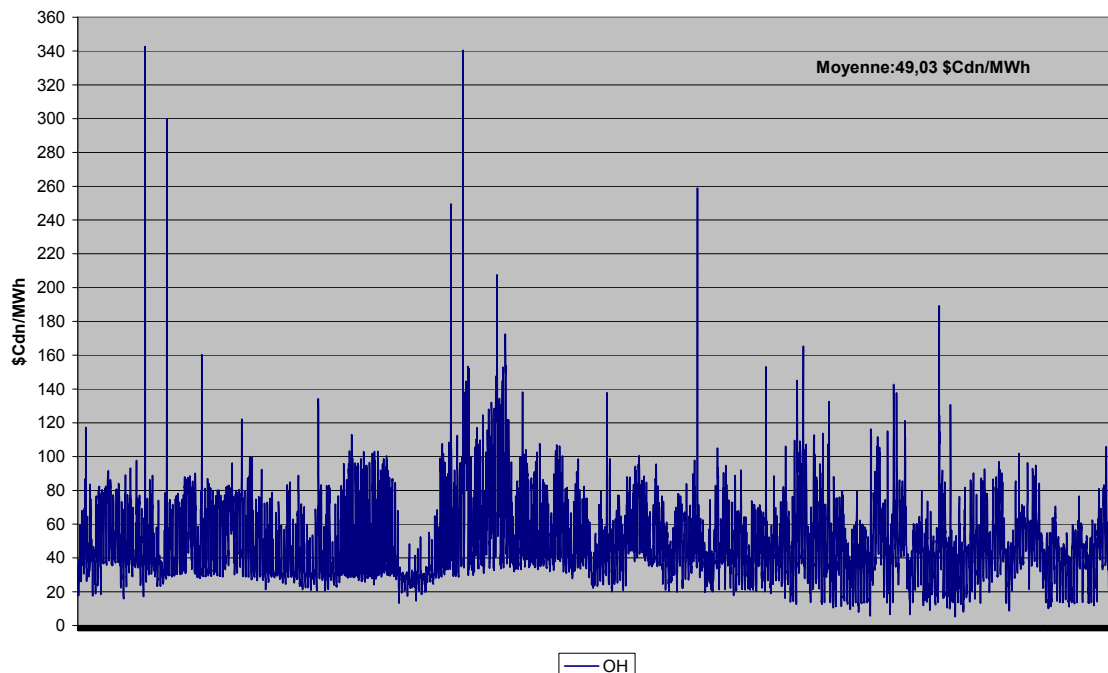
- (a) Please provide a similar graph for hourly prices in the Ontario market.

Réponse:

Les prix horaire sur le marché ontarien au cours de la période de septembre 2003 à août 2004 figurent dans le Graphique R-3 (a) suivant :

Graphique R-3 (a)

Prix "Real Time" (\$Cdn/MWh)
Septembre 2003 à août 2004



- (b) What is the average cost for the period shown (U.S.\$/MWh for NEPOOL and C\$/MWh for Ontario)?

Réponse:

La moyenne des prix horaires dans les marchés ontariens et de NEPOOL de septembre 2003 à août 2004 est respectivement de 49,03 \$Cdn/MWh et de 50,67 \$US/MWh.

- (c) Given the variability in the prices shown, what analyses has HQD done the effect of different purchasing strategies? Please provide copies of any such studies.

Réponse:

Des études mettant en lien directement l'impact de la variabilité des prix sur les marchés de court terme et différentes stratégies d'achats n'ont pas été effectuées par le Distributeur.

Request No. 4

Reference: HQD-8, Document 4, Page 10

Preamble: *La prise en charge de ces 28 effectifs n'a globalement, aucun impact sur les charges d'exploitation du Distributeur puisque l'augmentation du coût de masse salariale est compensée par une réduction équivalente des charges de services partagés (approximativement 2 M\$).*

- (a) Please provide a breakdown for each of the three categories (Page 10, Line 9; Page 10, Line 23; and Page 11, Line 3) according to the categories in Table 3.

Réponse:

Le tableau R-4.1 présente la répartition par groupe d'emplois de la croissance de l'effectif.

Tableau R- 4.1

| Groupe d'emplois | EFFECTIF MOYEN | | |
|------------------------------|--------------------------------------------|----------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| | Transfert d'activités chez le Distributeur | Activités d'approvisionnement en électricité | Projets d'investissements d'envergure approuvés par la Régie |
| Bureaux | 5 | 0 | 25 |
| Permanent | 5 | 0 | 13 |
| Temporaire | 0 | 0 | 12 |
| Cadres | 0 | 1 | 7 |
| Permanent | 0 | 1 | 7 |
| Ingénieurs | 0 | 0 | 10 |
| Permanent | 0 | 0 | 9 |
| Temporaire | 0 | 0 | 1 |
| Métiers | 0 | 0 | 0 |
| Professionnels | 12 | 10 | 5 |
| Permanent | 12 | 10 | 5 |
| Spécialistes | 11 | 6 | 80 |
| Permanent | 11 | 5 | 80 |
| Temporaire | 0 | 1 | 0 |
| Techniciens | 0 | 0 | 0 |
| Effectif annuel moyen | 28 | 17 | 127 |
| Permanent | 28 | 16 | 114 |
| Temporaire | 0 | 1 | 13 |

(b) How many of these new employees of HQD were transferred from CSP?

Réponse:

La pièce HQD-8, Document 4 mentionne que le CSP a transféré au Distributeur son service d'impression de factures ainsi que les effectifs y afférents, soit 4 effectifs. Ce transfert s'explique du fait que cette activité est exclusivement dédiée au bénéfice du Distributeur et que par conséquent, il ne s'agit pas d'un service partagé.

Le service d'impression de factures ne concernant que le Distributeur, les autres divisions d'Hydro-Québec n'ont pas été affectées par ce transfert d'activités.

- (c) How many were transferred from other corporate divisions of HQ? Please identify the other corporate divisions and the number of employees from each.

Réponse:

Vingt-quatre employés ont été transférés de la Vice-présidence Finances dans le cadre de la décentralisation des activités comptables des unités corporatives vers les divisions.

Request No. 5

Reference: HQD-8, Document 2, Page 5

Preamble: The patrimonial energy for 2005 equals 166 400 GWh. In order to manage the procurement of post patrimonial energy it is necessary to assess the amount of patrimonial energy available.

- (a) Please describe the flexibility available to HDQ to determine when the patrimonial energy shall be received.

Réponse:

Le Distributeur n'a pas à réserver, pour une heure donnée, la quantité d'électricité patrimoniale qu'il désire consommer. Dans les faits, la consommation patrimoniale sera établie en soustrayant de la demande réelle, pour une heure donnée, les livraisons faites en vertu d'autres ententes que l'entente patrimoniale.

- (b) Please describe the limitations of the patrimonial energy in terms of maximum and/or minimum volumes that are available each month, day and/or hour.

Réponse:

Il n'existe aucune limite d'utilisation mensuelle, quotidienne ou horaire de l'électricité patrimoniale. Par ailleurs la seule limitation s'applique à la disponibilité des bâtonnets définissant l'électricité patrimoniale.

Request No. 6

Reference: HQD-8, Document 4, Page 11

Preamble: *La prise en charge de ces 127 effectifs n'a aucun impact sur les charges d'exploitation du Distributeur puisque l'augmentation du coût de masse salariale est compensée par une augmentation équivalente des coûts capitalisés puisque ces projets sont de nature capitalisable.*

- (a) Please show the amount of costs to be capitalized in respect of SIC and PGEÉ, respectively.

Réponse:

Les coûts de main-d'œuvre des effectifs affectés au projet SIC et au PGEÉ, de même que les autres coûts directement contributifs au travail de ces employés, sont portés aux investissements par le biais des prestations de travail.

En 2005, les coûts totaux portés aux investissements du Distributeur par le biais des prestations de travail totalisent 9,9 M\$ pour le projet SIC et 6,3 M\$ pour le PGEÉ. Le Distributeur désire toutefois préciser que ces montants ne se rapportent pas uniquement aux 127 effectifs cités au préambule (nouveaux employés du Distributeur) mais qu'ils ont trait à l'ensemble des effectifs du Distributeur ayant travaillé à ces projets (nouveaux employés du Distributeur et employés déjà à l'emploi du Distributeur).

- (b) Will SIC have a longer range impact of reducing manpower and other costs related to customer services? If so, how much are the expected savings and when will they start to be realized?

Réponse:

Le projet SIC s'inscrit dans le cadre d'une réforme en profondeur des processus supportant les relations commerciales d'Hydro-Québec Distribution avec sa clientèle. Il vise ainsi à supporter la modernisation des façons de faire du Distributeur vis à vis sa clientèle de façon à répondre à ses attentes d'aujourd'hui et de demain. Il vise à moderniser les systèmes d'information de façon à, dans un premier temps, supporter les nouvelles façons de faire pour ensuite en permettre l'évolution au rythme des besoins des clients. Par ailleurs, le remplacement des

systemes d'information assure une pérennité au niveau des actifs reliés aux technologies de l'information du Distributeur. Finalement, le projet vise à améliorer l'efficience du Distributeur en termes de gestion et de contrôle des coûts ainsi que de capacité à répondre aux changements ou exigences réglementaires.

Après la mise en service, les gains de productivité et la réduction des coûts du service à la clientèle amenée par la refonte des processus de travail et les nouveaux systemes sont de l'ordre de 20 M\$ par année. Ces gains découlent surtout d'une plus grande intégration des systemes d'information et de l'accélération du traitement des demandes des clients. Le projet a fait l'objet d'une demande d'autorisation par le Distributeur (demande R-3491-2002) que la Régie lui a accordé (décision D-2002-280). Il fait aussi l'objet d'un suivi annuel.

Request No. 7

Reference: HQD-8, Document 5, Page 4

Preamble: *Les charges de Ressources financières comprennent notamment les mauvaises créances, les indemnités pour dommages et les intérêts payés sur dépôts des clients. Pour 2004 et 2005 elle inclut également diverses provisions visant à se prémunir contre certains aléas d'exploitation. Ces provisions concernent entre autres:*

- *des dépenses additionnelles de nature non capitalisable associées à la réalisation du projet SIC et au programme de mise en conformité du réseau aérien ainsi qu'à certains projets spéciaux pour les réseaux autonomes;*
- *la prise en charge du réseau de distribution de la ville de Schefferville;*

(a) What portion of SIC expenses are not capitalized? Why is there uncertainty as to this amount?

Réponse:

De façon générale, les coûts de nature non capitalisable reliés au projet SIC sont les suivants:

- **Planification du projet, soit l'analyse des processus, l'évaluation de la faisabilité technique, l'identification des matériels et la sélection des fournisseurs;**
- **Mises à jour des guides d'utilisation et formation aux utilisateurs;**
- **Support et maintenance suite à la mise en exploitation de SIC.**

Lorsque connus ou prévisibles, ces coûts ont été constatés (2003) ou ont fait l'objet de budgétisation (2004-2005) dans les rubriques appropriées.

La pièce HQD-8, document 5 fait quant à elle référence à une provision globale prise par le Distributeur qui pourrait entre autre couvrir, dans le cas du projet SIC, des dépassements de coûts (non capitalisables) ou pour lesquels une planification spécifique n'était pas possible.

- (b) What uncertainties are associated with taking over the Schefferville network?

Réponse:

L'incertitude concernant le réseau électrique de la ville de Schefferville est reliée à la probabilité, à la nature ainsi qu'à l'ampleur des travaux. Des travaux rattachés à la production, au transport et à la distribution de l'électricité dans la communauté devront être effectués par le Distributeur suite à sa prise en charge, et ce afin d'assurer sa conformité aux normes acceptables.

Request No. 8

Reference: HQD-8, Document 7.1, Page 11, Table 7

Preamble: According to HQD-8, Document 4, Page 10, part of the increase in manpower of HQD is because of the transfer of employees and operations from CSP to HQD.

- (a) Please identify whether there were similar transfers of employees and operations from CSP to HQP and HQT. Identify the number of employees.

Réponse:

Voir la réponse à la question 4 (b).

- (b) Why do the projections for 2004 and 2005 not show any reduction in CSP manpower resulting from the decentralization of the divisions?

Réponse:

Le nombre d'effectifs transférés par le CSP, soit 4 effectifs, est marginal par rapport au nombre total d'effectifs du CSP. Dans sa preuve financière à la pièce HQD-8 document 7.1, le CSP mentionne qu'il ne prévoit pas augmenter son effectif entre 2003 et 2005.

Request No. 9

Reference: HQD-8, Document 11, Page 3

- (a) Please provide the details of the calculation of depreciation of plant (immobilisations) showing the amount of each type of property and the depreciation rate.

Réponse:

Le tableau R-9.1 détaille la charge d'amortissement des immobilisations pour les exercices 2003 à 2005, telle que présentée à la pièce HQD-10, document 2.

**TABLEAU R-9.1
CHARGE D'AMORTISSEMENT DES IMMOBILISATIONS**

| AMORTISSEMENT DES IMMOBILISATIONS | Année historique 2003 | Année de base 2004 | Année témoin 2005 |
|-------------------------------------|-----------------------|--------------------|-------------------|
| Equipements de mesurage | 24,1 | 24,9 | 24,3 |
| Postes de distribution (CED) | 5,1 | 2,9 | 1,3 |
| Lignes aériennes de distribution | 197,0 | 203,7 | 213,4 |
| Lignes souterraines de distribution | 69,6 | 73,0 | 76,8 |
| Réseaux autonomes | 30,1 | 34,8 | 35,7 |
| Autres actifs de réseaux | 0,6 | 0,6 | 0,6 |
| Actifs de soutien | 67,4 | 79,6 | 59,5 |
| Total | 393,9 | 419,5 | 411,6 |

Le Distributeur désire apporter les précisions suivantes en ce qui a trait à sa structure d'information des immobilisations ainsi qu'à sa méthodologie de calcul de la charge d'amortissement.

Structure d'information

Le Distributeur regroupe les immobilisations en exploitation sous sept groupes d'actifs tel que démontré dans le tableau précédent. Chaque groupe d'actifs est composé d'un ou de plusieurs regroupements de catégories d'actifs. Une catégorie d'actifs comprend plusieurs immobilisations, chacune possédant un numéro d'immobilisation qui lui est propre.

Le tableau R-9.2 suivant illustre le découpage des immobilisations du Distributeur.

**TABLEAU R-9.2
DÉCOUPAGE DES IMMOBILISATIONS DU DISTRIBUTEUR**

| Groupes d'actifs | Regroupement de catégories | Nombre de catégories | Nombre total d'immobilisations |
|-------------------------------------|---------------------------------------|----------------------|--------------------------------|
| Equipements de mesurage | Equipements de mesurage | 22 | Approximativement 31 000 |
| Postes de distribution (CED) | Postes de distribution (CED) | 110 | |
| Lignes aériennes de distribution | Lignes aériennes de distribution | 27 | |
| Lignes souterraines de distribution | Lignes souterraines de distribution | 26 | |
| Réseaux autonomes | Production hydraulique | 44 | |
| | Production autres | 97 | |
| | Postes de transport | 52 | |
| | Postes de distribution | 39 | |
| | Lignes aériennes de distribution | 17 | |
| Autres actifs de réseaux | Bâtiments, matériel roulant et autres | 37 | |
| | Éclairage de rues - aériens | 3 | |
| Actifs de soutien | Éclairage de rues - souterrain | 4 | |
| | Bâtiments | 91 | |
| | Matériel roulant | 7 | |
| | Équipement informatique | 2 | |
| | Divers | 74 | |

Ainsi, le registre des immobilisations du Distributeur possède au-delà de 31 000 immobilisations.

Méthode d'amortissement

Chaque catégorie d'actifs possède sa propre durée de vie. Pour tout actif immobilisé, Hydro-Québec prescrit l'une des deux méthodes d'amortissement suivantes :

- la méthode de l'amortissement à intérêts composés à un taux de 3% pour ses actifs de base, ses immeubles administratifs et de service ainsi que certaines immobilisations incorporelles;
- la méthode d'amortissement linéaire pour les autres actifs.

La majorité des immobilisations du Distributeur sont amorties selon la méthode de l'amortissement à intérêts composés.

Charge d'amortissement 2003

La charge d'amortissement 2003 a été générée par le système comptable SAP pour chacune des immobilisations inscrites au registre des immobilisations.

Charge d'amortissement 2004

La charge d'amortissement 2004 a été établie comme suit:

1. pour les quatre premiers mois de l'année : charge d'amortissement réelle générée par SAP pour chacune des immobilisations;
2. pour les huit derniers mois de l'année, la charge d'amortissement correspond à la somme des éléments suivants :
 - a. simulation de la charge d'amortissement générée par SAP pour chacune des immobilisations inscrites au registre des immobilisations au 31 décembre 2003;
 - b. simulation de la charge d'amortissement pour les immobilisations mises en service en 2004 pour chaque regroupement de catégories. Cette simulation est préparée à partir de durées de vie moyenne.

Charge d'amortissement 2005

La charge d'amortissement 2005 correspond à la somme des éléments suivants :

1. simulation de la charge d'amortissement 2005 générée par SAP pour chacune des immobilisations inscrites au registre des immobilisations au 31 décembre 2003;
2. simulation de la charge d'amortissement 2005 pour les immobilisations mises en service en 2004 pour chaque regroupement de catégories, à partir de durées de vie moyennes;
3. simulation de la charge d'amortissement 2005 pour les immobilisations mises en service en 2005 pour chaque regroupement de catégories, à partir de durées de vie moyennes.

Détail des calculs d'amortissements

Le Distributeur précise que les calculs précédemment décrits sont effectués pour chaque centre de profit et ensuite cumulés pour obtenir l'ensemble des données du Distributeur.

Les méthodologies de calcul appliquées permettent d'obtenir un haut taux de précision. Elles entraînent par ailleurs un volume imposant d'information qui ne peut faire l'objet d'un rapport aux fins de la présente demande.

Néanmoins, à titre illustratif, le Distributeur présente dans le tableau R-9.3 la charge d'amortissement du regroupement des catégories «équipements de mesurage» totalisant 24,3 M\$ pour l'année 2005. Le tableau reflète les étapes de calcul décrites. La durée de vie moyenne de ce regroupement est estimée à 256 mois ou 21,3 années.

Tableau R-9.3
CHARGE D'AMORTISSEMENT 2005
REGROUPEMENT: ÉQUIPEMENTS DE MESURAGE

| Catégorie | Désignation de la catégorie | Durée de vie (année) | Méthode d'amortissement | Amortissement |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|----------------------|-------------------------|---------------|
| 1) Amortissement des actifs inscrits au registre des immobilisations au 31 décembre 2003: | | | | |
| 34266 | WATHEUREMETRES REGULIERS ET BI-ENERGIE | 25 | Intérêts composés | 7,85 |
| 34267 | COMPTEURS INDICATEURS DE PUISSANCE | 25 | | 2,06 |
| 34268 | COMPTEURS A AFFICHAGE NUMERIQUE ET JEM ANALOGIQUE | 10 | | 0,06 |
| 34269 | COMPTEURS ELECTRONIQUES | 10 | | 3,88 |
| 34271 | COMPTEURS AVEC IMPULSION | 10 | | 0,03 |
| 34272 | COMPTEURS WATH.ET INDICATEURS DE PUIS. | 10 | | 0,36 |
| 34275 | COMPTEUR MESURAGE SPÉCIALISÉ | 10 | | 0,61 |
| 34276 | ENREGISTREURS ELECTRONIQUES | 10 | | 0,19 |
| 34277 | COMBINE DE MESURAGE MOYENNE TENSION | 25 | | 0,05 |
| 34278 | COMBINE DE MESURAGE HAUTE TENSION | 25 | | 0,22 |
| 34279 | TRANS.BASSE TENSION JUSQU'A 750 VOLTS | 25 | | 0,51 |
| 34280 | TRASFO.MOYENNE TENS.751 A 50000 VOLTS | 25 | | 0,08 |
| 34281 | TRANS.HAUTE TENSION DE 50000 V ET PLUS | 25 | | 0,05 |
| 34282 | TRANSFORMATEURS DE COURANT DE 0 A 999AMP | 25 | | 0,57 |
| 34283 | TRANSFO.COURANT 1000 AMP.ET PUS | 25 | | 0,10 |
| 34284 | BLOCS D'ESSAI ET BORNIER | 30 | | 0,69 |
| 34285 | RELAIS D'ISOL.,TRANSM.,RECEPT.IMPULSIONS | 15 | | 0,02 |
| 34286 | CONTROLEUR POUR BI-ENERGIE RESIDENTIELLE | 25 | | 0,75 |
| 34289 | HORLOGE DE CONTROLE ET SONDE | 20 | | 0,86 |
| 34291 | COMPTEUR ÉNERGIE NERTEC | 20 | | 0,75 |
| 34292 | TELELECTEUR RADIOFREQUENCES | 10 | 2,66 | |
| 34294 | APPAREILS DE RELÈVE DE COMPTEURS | 5 | 0,57 | |
| | | | | 22,92 |
| 2) | Impact des mises en service 2004 | 256 mois | | 0,93 |
| 3) | Impact des mises en service 2005 | 256 mois | | 0,44 |
| | | | | 24,3 |

- (b) Have there been any changes in the depreciation rates for plant in service? If so, please explain.

Réponse:

Il n'y a eu aucun changement dans les taux d'amortissement des immobilisations.

- (c) Please provide the derivation of the depreciation/amortization of intangible assets (actifs réglementaires) and regulatory assets (actifs incorporels).

Réponse:

Le tableau R-9.4 détaille la charge d'amortissement des actifs incorporels pour les exercices 2003 à 2005, telle que présentée à la pièce HQD-10 document 2.

**Tableau R-9.4
CHARGE D'AMORTISSEMENT DES ACTIFS INCORPORELS**

| AMORTISSEMENT DES ACTIFS INCORPORELS | Année historique 2003 | Année de base 2004 | Année témoin 2005 |
|--------------------------------------|-----------------------|--------------------|-------------------|
| Logiciels | 28,0 | 26,2 | 39,2 |
| Autres actifs incorporels | 0,0 | 1,0 | 1,0 |
| Total | 28,0 | 27,2 | 40,2 |

Le Distributeur regroupe les actifs incorporels sous deux groupes d'actifs. Tout comme pour les immobilisations en exploitation, chaque groupe d'actifs est composé d'un ou de plusieurs regroupements de catégories d'actifs. Les catégories d'actifs regroupent plusieurs actifs incorporels, chacune possédant un numéro d'actif incorporel qui lui est propre.

Le tableau suivant illustre le découpage des actifs incorporels du Distributeur.

| Groupes d'actifs | Regroupement de catégories | Nombre de catégories | Nombre total d'immobilisations |
|---------------------------|----------------------------|----------------------|--------------------------------|
| Logiciels | Logiciels | 6 | Approximativement 900 |
| Autres actifs incorporels | Autres actifs incorporels | 2 | |

Établissement de la charge d'amortissement

Les charges d'amortissement sont établies de la même manière que celles des immobilisations.

- (d) Have there been any changes in the depreciation rates applied to such assets? If so, please explain.

Réponse:

Il n'y a eu aucun changement dans les taux d'amortissement des actifs incorporels.

Request No. 10

Reference: HQD-10, Document 4

Please provide the details of the calculation of the lead or lag days for revenue and for each category of expense.

Réponse:

Le détail des calculs pour l'étude lead-lag a été présenté à la pièce HQD-6, Document 6 de la phase 1 du dossier R-3492-2002. Les calculs utilisés dans le présent dossier tarifaire sont les mêmes.

REQUESTS FROM RON MIKKELSENS

Request No. 1

Reference: HQD-5, Document 3, Pages 23 to 26

Preamble: HQD discusses the treatment of costs associated with post-patrimonial energy.

- (a) Is it the position of HQD that the costs of post-patrimonial energy must be allocated between rate classes in a manner consistent with the allocation of costs for the patrimonial energy? If so, please explain the basis for this view.

Réponse:

Voir les réponses du Distributeur aux question 23.1 de Union des consommateurs à la pièce HQD-14, document 9 et 31.1 et 31.2 de la Régie de l'énergie à la pièce HQD-14, document 1.

- (b) Does HQD propose to recognize deferral costs arising from differences between forecast and actual load by rate class?

Réponse:

Non. Le compte de frais reportés proposé par le Distributeur à la pièce HQD-5, document 3 au titre de «pass on» des coûts de fourniture au-delà du volume de l'électricité patrimoniale vise à :

- **Se faire reconnaître les écarts nets de fourniture établis par différence entre :**
 - **les coûts en plus ou en moins dégagés par différence entre les coûts réels occasionnés de fourniture au cours de l'année témoin et les coûts projetés pour cette même année témoin. Cette différence englobe toutes les sources d'aléas climatiques et de demande ;**
 - **et les revenus en plus ou en moins associés aux volumes vendus(en énergie) en plus ou en moins. Ces revenus sont calculés sur la base du revenu requis unitaire moyen de la composante fourniture;**
- **Verser ces écarts nets dans un compte de frais reportés;**

- Imputer ce compte dans les revenus requis requis du Distributeur où il viendra s'ajouter ou se soustraire aux coûts d'approvisionnement;
- Répartir les coûts d'approvisionnement, incluant le compte de frais reportés, aux différentes catégories de consommateurs selon la méthode de répartition des coûts de fourniture reconnue par la Régie de l'énergie.

De façon sommaire, les calculs des écarts nets à imputer au compte de frais reportés sont donc faits de façon globale sans tenir compte des catégories tarifaires.

- (c) Does HQD propose to recognize deferral costs arising from differences between forecast and actual energy costs by rate class?

Réponse:

Non. Voir la réponse à la question précédente.

Request No. 2

Reference: HQD-5, Document 3, Pages 23 to 26

Preamble: HQD discusses the proposed treatment for actual energy costs incurred.

- (a) Please describe and rank in importance the major uncertainties in forecast load (e.g. climatic factors, growth in number of customers etc.) by rate class.

Réponse:

L'information demandée n'est pas disponible. Par ailleurs, dans la demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur (R-3550-2004) déposée à la Régie le 1^{er} novembre, l'écart type de l'impact sur les besoins en énergie de l'aléa économique a été établi à 4,6 TWh pour 2005 alors que l'écart type de l'impact de l'aléa climatique est de l'ordre de 1,8 TWh. (HQD-2, document 1, section 2.4 de R-3550-2004).

- (b) Please describe any load research undertaken by HQD which assists in understanding the load characteristics (average daily load shapes, seasonal variations etc.) of the various rate classes. Please provide copies of any such studies.

Réponse:

Les caractéristiques de consommation considérées pour répartir les coûts de fourniture du Distributeur et le compte de frais reportés sont présentées à la pièce HQD-12, Document 4, tableaux 9A et 9B des pages 15 et 16 ainsi qu'au tableau 53, page 70 de l'annexe 4.

- (c) Can HQD confirm that the proposed deferral allocation mechanism will recognize the costs of energy to serve deviations from forecast load and also the incremental revenue impacts of such deviations?

Réponse:

Le Distributeur le confirme. Seuls les écarts de coûts (en plus ou en moins par rapport aux coûts de fourniture prévus de l'année témoin) nets des revenus associés aux volumes en plus ou en moins sont effectivement visés par le mécanisme proposé.

Request No. 3

Reference: HQD-5, Document 3, Pages 6 and 17

Preamble: HQD discusses the balancing of risks and the procurement of energy under short term energy contracts.

Please describe and discuss the the factors which HQD will consider in determining the extent to which energy will be purchased under term contracts or be purchased at real-time market prices.

Réponse:

Le Distributeur, entend de façon générale, approvisionner une grande proportion des besoins prévisibles de l'année en procédant par appels d'offres.

En procédant de cette façon, le Distributeur assure la sécurité d'approvisionnement en début d'année. Ces appels d'offres viseront des produits disponibles sur le marché.

Par ailleurs, une certaine quantité d'énergie peut difficilement être satisfaite par les produits de court terme standards. Ces besoins pourront provenir d'aléas climatiques, d'indisponibilités momentanées d'équipement de production d'un fournisseur ou encore d'une mauvaise adéquation entre le profil de l'électricité patrimoniale et le profil de la demande.

C'est pour ces besoins imprévisibles qu'il entend recourir aux marchés de très court terme.

Il a d'ailleurs fait une demande de dispense à la Régie de l'énergie (Dossier R-3539-2004) à cet effet.

Les quantités d'achats sur les marchés de très court terme varieront d'une année à l'autre selon les raisons énoncées ci haut.

Voir également la réponse à la question 1 (a) de Mark Drazen.

Request No. 4

Reference: HQD-5, Document 3, Page 8

Preamble: HQD discusses management of costs in contracts for post-patrimonial energy.

Please describe the nature of the contract terms in any existing contracts for post-patrimonial energy in 2005. Are the energy costs fixed \$/MWh, tied to market prices for electricity and/or tied to natural gas prices? Are there components of cost that are incurred regardless of the amount of energy actually received?

Réponse:

Au-delà du volume d'électricité patrimoniale en 2005, le Distributeur aura en main un portefeuille de contrats dont les prix auront tous été fixés en \$/MWh. Certains contrats comportent des livraisons en base qui devront être reçues par le Distributeur, sinon celui-ci devra payer des dommages au fournisseur. D'autres contrats comportant également des livraisons en base offrent au Distributeur une certaine flexibilité dans la programmation des livraisons lui permettant de réduire le coût annuel des achats qu'il aura réalisés.