

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO.1
DE L'ACEF**

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF***

- 1. Référence(s) :** R3510-2006 Requête H.Q. : demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité 2007-08

Préambule :

“ 4) Stratégie tarifaire proposée : hausse de 2,8% au 1er avril 2007, intégrant la hausse du coût annuel de service de 170 M\$ du coût transport 2007 (selon D-2006-66) et la disposition du compte de frais reportés pour les approvisionnements postpatrimoniaux pour 2005 et 2006; la disposition entre 2008 et 2010 du solde des années 2005 et 2006 du compte de frais reportés relatif au coût de service de transport.

8) H.Q. propose de modifier les modalités et règles de disposition du pass-on pour les approvisionnements postpatrimoniaux afin d'intégrer le solde du compte pour 2006 (-182 M\$ pour 4 mois réels, 8 mois projetés) voir HQD-4 doc. 2.

11) HQD demande à la Régie de disposer du solde du compte de frais reportés du service de transport des années 2005 à 2006 (+340 M\$) à compter de 2008 sur au plus 3 ans selon des modalités à préciser au prochain dossier tarifaire.”

Demande(s) :

- 1.1.** Présentez-nous un scénario montrant l'impact sur le revenu requis et les hausses tarifaires requises, pour les années 2007 à 2010, du devancement de la disposition du compte de frais reportés pour les approvisionnements postpatrimoniaux pour 2006 et la disposition entre 2008 et 2010 du solde des années 2005 et 2006 du compte de frais reportés relatif au coût de service de transport.

Réponse:

Le cadre financier sur lequel s'appuie le présent dossier tarifaire prend en compte les hypothèses suivantes :

- **Disposition en 2007 du compte de *pass-on* 2006 pour l'achat de l'électricité postpatrimoniale (- 182 M\$) ;**
- **Disposition du solde du compte de frais reportés du service de transport des années 2005 à 2006 (+ 340 M\$) sur une période de trois ans, à compter de 2008 ;**

Les hausses tarifaires anticipées sont les suivantes :

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF***

	2007	2008	2009	2010
Revenus requis	10 215	10 696	11 047	11 178
Hausses tarifaires requises	2,8%	3,5%	2,5%	0,1%

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

Dans l'hypothèse où l'on aurait disposé du compte de *pass-on* 2006 pour l'achat de l'électricité postpatrimoniale (- 182 M\$) en 2008, les hausses tarifaires auraient été de l'ordre de :

	2007	2008	2009	2010
Revenus requis	10 400	10 480	11 047	11 178
Hausses tarifaires requises	4,8%	0,3%	2,8%	1,2%

- 1.2.** Présentez-nous un scénario montrant l'impact sur le revenu requis et les hausses tarifaires requises, pour les années 2007 à 2010, de ne pas devancer à 2007 la disposition du compte de frais reportés pour les approvisionnements postpatrimoniaux pour 2006 (i.e. en appliquant cette disposition en 2008, toutes choses étant égales par ailleurs) et de disposer totalement dès 2007 du solde des années 2005 et 2006 du compte de frais reportés relatif au coût de service de transport.

Réponse:

Dans l'hypothèse où l'on aurait disposé du compte de *pass-on* 2006 pour l'achat de l'électricité postpatrimoniale (-182 M\$) en 2008 et du compte de frais reportés du service de transport des

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF***

années 2005 et 2006 (340 M\$ + intérêts) entièrement en 2007, les hausses tarifaires auraient été de l'ordre de :

	2007	2008	2009	2010
Revenus requis	10 756	10 368	10 904	11 042
Hausses tarifaires requises	8,7%	-3,5%	0,4%	1,5%

- 2. Référence(s) :** R3510-2006 Requête H.Q. 2007-08 “30) À la lumière des travaux du comité technique HQD demande le maintien de la méthode du FU global pour répartir le coût des appro. postpatri. en continuité avec D-2005-34 et D-2006-34”

Demande(s) :

- 2.1.** Faites un bilan synthétique des positions des intervenants sur le choix de la méthode d'allocation et sur les 4 points de discussion retenus par la Régie.

Réponse:

Tel qu'indiqué dans le rapport final du comité technique sur la méthode de répartition du coût du service à la page 47 (R-3610-2006, HQD-11, document 2), le Distributeur a fait un sommaire des commentaires fournis par les participants dans le cadre du comité technique et ceux-ci sont présentés aux pages 48 à 92.

- 3. Référence(s) :** Requête et HQD-01-01

Préambule :

R3510-2006 Requête H.Q.2007-08 “39) : HQD investira aussi 19,1 M\$ en 2007 auprès de la clientèle à faible revenu en efficacité (économie 25 GWh) énergétique permettant de réduire l'impact de la hausse pour les clientèles participantes.”

HQD-1 doc. 1, p. 17 : 3.4 Impact sur les clients à faible revenu

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF***

“En raison des hausses différenciées, l'ajustement demandé de 2,8 % affecte, en moyenne, moins les ménages à faible revenu, dont la consommation est davantage concentrée dans la première tranche du tarif D...Pour favoriser une plus grande accessibilité au PGEÉ au bénéfice des clients à faible revenu, le Distributeur prévoit une aide particulière et des programmes adaptés à leurs besoins. L'intensification des efforts en efficacité énergétique pour cette clientèle se manifeste par un budget de 19 M\$ en 2007, soit 18 % des investissements totaux du marché résidentiel.”

HQD-13, Doc. 1 ACTIONS COMMERCIALES DESTINÉES À LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU (p. 19) TABLEAU 3.1 : RÉSULTATS DES PROGRAMMES D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE

Demande(s) :

3.1. Quelle est la facture totale, relative et moyenne des ménages à faible revenu ?

Réponse:

Le Distributeur ne dispose pas de l'information demandée.

3.2. Quel est le nombre et le % de ménages, totaux et à faible revenu, qui profiteront des mesures d'économie d'énergie et quelle proportion de la hausse tarifaire sera résorbée par les mesures en efficacité énergétique appliquées auprès des ménages, totaux et à faible revenu ?

Réponse:

Le Distributeur ne dispose pas de l'information demandée. Par ailleurs, l'impact de la hausse tarifaire sur la clientèle à faible revenu est documenté à la section 4.3.1.4 de HQD-12, document 1, pages 69 à 71 de 105.

4. Référence(s) : R3510-2006 Requête H.Q. 2007-08 article 42)

Préambule :

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF***

“ HQD propose des modifications aux Tarifs et conditions et aux Conditions de service afin de confirmer l’application exclusive de la règle du prorata comme modalité de facturation, lors des ajustements tarifaires (HQD-12 doc. 2) “

Demande(s) :

- 4.1.** HQD tient-elle compte de l’impact de cette règle sur le revenu requis par catégorie tarifaire ?

Réponse:

Oui. Voir également les réponses du Distributeur aux questions 25.1 et 25.2.

- 5. Référence(s) :** HQD-1 doc. 1 CONTEXTE, OBJECTIFS ET ORIENTATIONS DE LA DEMANDE TARIFAIRE DU DISTRIBUTEUR 2007-2008

Préambule 5.1:

(p. 5) “La Régie a approuvé une hausse de 170 M\$ au 1/01/2005 de la facture de transport pour la charge locale (D-2006-66), découlant de la hausse de la demande entre 2001 et 2005 les besoins de la charge locale ont augmenté de 2 300 MW.”

Demande(s) :

- 5.1.** Quelle est la part de la hausse de la facture de transport de la charge locale entre 2001 et 2005 qui est due à une réduction des revenus des services de point à point ?

Réponse:

Le partage du revenu requis de transport entre la charge locale et le service de point à point est établi au tableau R-5.1 suivant.

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF**

Tableau R-5.1

PARTAGE DU REVENU REQUIS DE TRANSPORT ENTRE LA CHARGE LOCALE ET LE SERVICE DE POINT À POINT (en M\$)			
	2001	2005	Différentiel
Revenus requis reconnus totaux	2 609	2 591	-18
Charge locale	2 313	2 483	170
Ventes à court terme	16		
Service de point à point	280	108	-172

Préambule 5.2:

(p. 9) **2.2 La facture de transport**

“En avril 2006, la Régie approuvait le nouveau tarif de transport pour la charge locale de 2 483 M\$. Pour le Distributeur, il s’agit d’une hausse de 170 M\$ de la facture pour ce service, applicable au 1/01/2005, donc une rétroactivité de 340 M\$ pour 2005 et 2006. C’est donc plus de 340 M\$ additionnels que le Distributeur devrait intégrer dans son coût de service en 2007 au titre de cette rétroactivité. L’ensemble de la facture de transport pourrait justifier à elle seule un ajustement des tarifs de l’ordre de 5,6 % ... Le Distributeur proposera une stratégie spécifique quant à l’intégration des coûts reportés de transport dans son prochain dossier tarifaire. Il y intégrera également l’impact, le cas échéant, de la décision de la Régie sur la récente demande du Transporteur d’augmenter le coût de service de transport de la charge locale de 115 M\$, et ce, rétroactif à 2007.”

HQD-4 doc. 3 **DISPOSITION DU COMPTE DE FRAIS REPORTÉS DE TRANSPORT, p. 7** : “Au terme de l’année témoin 2007, le solde du compte de frais reportés de transport s’établira à 384,9 M\$, composé d’un montant de 340 M\$, soit l’arrérage du coût de transport pour les années 2005 et 2006, additionné des intérêts applicables à compter du 1^{er} mai 2006 totalisant 44,9 M\$ (voir HQD-9, Document 1).”

5.2. Explicitez en détail le 5,6% et explicitez le mode de calcul des intérêts (HQD-9, Doc. 1 ÉVOLUTION DES FRAIS REPORTÉS, p. 19)?

Réponse:

L’augmentation de 5,6 % représente l’ajustement tarifaire qui serait nécessaire afin de permettre au Distributeur de recouvrer

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

la hausse de son coût de transport pour les années 2007, 2006 et 2005, soit 510 M\$, dans les tarifs applicables à compter du 1^{er} avril 2007. Le tableau 1 présente le calcul détaillé, qui, aux fins estimatives, est exempt d'intérêts.

TABLEAU R-5.2-1
SCÉNARIO DE L'AJUSTEMENT TARIFAIRE REQUIS ATTRIBUABLE À LA HAUSSE
DU COÛT DE TRANSPORT 2005-2007

Portion rétroactive (2005 et 2006)	340 M\$
Portion courante 2007	170 M\$
Hausse 2005-2007	510 M\$
Revenus des ventes avant hausse, excluant contrats spéciaux*	9 127,6 M\$
Hausse requise (510 ÷ 9 127,6)	5,6 %

Note * : R-3610-2006, HQD-1, document 1, page 13.

Notons que la prise en compte des intérêts de 15,43 M\$ (R-3610-2006, HQD-9, document 1, page 19) applicables en 2006 sur la portion rétroactive de 340 M\$, porterait la hausse requise à 5,76 %.

Par ailleurs, les intérêts de 44,9 M\$, additionnés à l'arrérage du coût de transport, portent le solde du compte de frais reportés à 384,9 M\$ au 31 décembre 2007. Ils sont détaillés au tableau 2. Leur calcul fait partie intégrante du scénario correspondant à la proposition du Distributeur, à l'effet de ne pas prendre en compte la portion rétroactive de la hausse du coût de transport dans l'établissement des tarifs 2007.

Ce tableau reprend le calcul des intérêts présenté à l'annexe de la pièce HQD-9, document 1, en distinguant les intérêts relatifs à la tranche de 170 M\$ de 2005, payée au 1^{er} mai 2006, à celle de 57 M\$ relative aux 4 premiers mois de 2006, payée également au 1^{er} mai 2006, de même qu'à la tranche résiduelle 2006 de 113 M\$, payable par versements mensuels de 14,17 M\$.

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF**

**TABLEAU R-5.2-2
CALCUL DÉTAILLÉ DES INTÉRÊTS 2006-2007 (M\$)**

	Paiement de 170 M\$ le 1/05/06		Paiement de 57 M\$ le 1/05/06		Paiements mensuels de 14,17 M\$ du 01/05/06 au 01/12/06		Intérêts totaux
	Capital + intérêts cumulatifs	Intérêts mensuels	Capital + intérêts cumulatifs	Intérêts mensuels	Capital + intérêts cumulatifs	Intérêts mensuels	
2006							
taux =7,75%							
mai	170,00	1,12	56,63	0,37	14,17	0,09	1,58
juin	171,12	1,09	57,00	0,36	28,43	0,18	1,63
juillet	172,21	1,13	57,37	0,38	42,78	0,28	1,79
août	173,34	1,14	57,74	0,38	57,24	0,38	1,90
septembre	174,48	1,11	58,12	0,37	71,78	0,46	1,94
octobre	175,59	1,16	58,49	0,39	86,41	0,57	2,11
novembre	176,75	1,13	58,88	0,38	101,15	0,64	2,15
décembre	177,88	1,17	59,25	0,39	115,96	0,76	2,32
Intérêts totaux 2006		9,05		3,01		3,37	15,43
2007							
taux =7,99%							
janvier	179,05	1,22	59,64	0,39	116,73	0,79	2,40
février	180,26	1,10	60,03	0,37	117,52	0,72	2,19
mars	181,37	1,23	60,40	0,41	118,24	0,80	2,44
avril	182,60	1,20	60,81	0,40	119,04	0,78	2,38
mai	183,80	1,25	61,21	0,42	119,82	0,81	2,48
juin	185,04	1,22	61,62	0,40	120,64	0,79	2,41
juillet	186,26	1,26	62,03	0,42	121,43	0,82	2,51
août	187,52	1,27	62,45	0,42	122,25	0,83	2,53
septembre	188,80	1,24	62,87	0,41	123,08	0,81	2,46
octobre	190,04	1,29	63,29	0,43	123,89	0,84	2,56
novembre	191,33	1,26	63,72	0,42	124,73	0,82	2,49
décembre	192,58	1,31	64,13	0,44	125,55	0,85	2,59
Intérêts totaux 2007		14,84		4,93		9,68	29,45
Intérêts 2006-2007		23,89		7,94		13,05	44,88

Préambule 5.3 :

p. 11 : “• des charges additionnelles de 8 M\$ pour SIC : L'implantation technique du projet SIC se poursuit avec succès et à l'intérieur du budget global autorisé par la Régie. Toutefois, l'intégration du projet dans la gestion courante des activités comporte de plus grandes difficultés que prévues et à l'aube de l'implantation du volet résidentiel, il importe que des actions de stabilisation soient mises en place pour le bénéfice des clients.

5.3. Ces coûts accrus d'intégration ne font-ils pas hausser le budget global du projet SIC ? Pourquoi les clients devraient-ils assumer ces frais de retard ? N'y avait-il pas au départ engagement d'HQD relativement aux frais d'intégration ?

Réponse:

Voir l'annexe 1 de la pièce HQD-16, document 1.

Préambule 5.4:

(p. 14) Note : Source : Comparaison des prix dans les grandes villes nord-américaines (avril 2006). La version électronique sera disponible sous peu sur le site Internet d'Hydro-Québec.)

5.4. Quand la version électronique sera-t-elle disponible ? Peut-on avoir une version papier à défaut de disposer de la version électronique ?

Réponse:

Le document est disponible à l'adresse suivante :
http://www.hydroquebec.com/publications/fr/comparaison_prix/2006/index.html

Préambule 5.5:

(p. 15) **TABLEAU 5 INDICES COMPARATIFS DES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ EN AMÉRIQUE DU NORD (AVRIL 2006) Note 1** : Prix calculés en dollars canadiens et excluant toutes taxes de vente

5.5. Quels sont les taux de taxes à la consommation, s'appliquant aux factures d'électricité des clients résidentiels pour les différentes villes comparées ?

Réponse:

Les taux de taxes applicables aux factures d'électricité sont présentés à l'annexe C du document.

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF***

Préambule 5.6:

“Les clients domestiques du Distributeur continueront de profiter de la source d'énergie la plus stable pour le chauffage. Ainsi, entre le 1^{er} mai 1998 et le 1^{er} avril 2006, la facture énergétique pour une maison moyenne de 158 m² chauffée à l'électricité a crû de 14,4 % alors que la facture de la même maison, chauffée au mazout ou au gaz naturel, a crû respectivement de 130 % et de 58 %.”

5.6. Quel est le coût le plus récent de l'huile à chauffage et du gaz et quelle hausse en découlerait sur la période 1998-2006 ?

Réponse:

Le prix du mazout à Montréal pour la première semaine d'octobre 2006 est de 63,44 ¢/litre et le prix de la fourniture de Gaz Métro est de 22,62 ¢/m³ pour le mois d'octobre 2006. La facture énergétique pour une maison moyenne chauffée au mazout ou au gaz a crû respectivement de 107 % et de 56 % entre le 1^{er} mai 1998 et le 1^{er} octobre 2006 (incluant la hausse tarifaire au 1^{er} octobre 2006 de Gaz Métro).

6. Référence(s) : HQD-1 doc. 2.2

Préambule 6.1:

(p. 6) Par ailleurs, les activités d'Hydro-Québec International Inc (CP 5180) ont été transférées au groupe - Finances d'Hydro-Québec en 2005. Ce transfert n'a aucun impact sur les activités réglementées du Distributeur.

Demande(s) :

6.1. Cela affecte-t-il de 2005 à 2007 les activités non réglementées et la facturation externe ? Quels étaient la responsabilité et les coûts assumés par HQD en lien avec HQI ?

Réponse:

Tel qu'expliqué à la pièce HQD-1, document 2.1 pages 6 et 7, les frais encourus pour le compte d'une filiale font l'objet d'une refacturation intégrale. Le Distributeur réitère que le transfert des

activités d'Hydro-Québec International Inc n'a ainsi aucun impact sur les activités réglementées du Distributeur.

Préambule 6.2 :

(p. 9) **TABLEAU 2: RÉSULTATS DÉTAILLÉS – DISTRIBUTEUR**

6.2. Veuillez expliciter plus en détail les notes au bas du tableau.

Réponse:

- (a) *Pour refléter l'effet de la gestion à court terme des risques financiers assumés par l'actionnaire :* Dans le cadre de la gestion intégrée des risques, Hydro-Québec utilise divers instruments dérivés pour atténuer le risque de variation du prix des matières premières. Pour les fins d'établissement des résultats financiers statutaires, l'instrument dérivé est constaté sous la même rubrique que l'élément couvert.

L'ajustement en question se rapporte à l'instrument dérivé sur le prix de l'aluminium utilisé pour couvrir les produits des ventes d'électricité qui sont établies selon une formule de prix qui est fonction du prix de l'aluminium. Puisque cet instrument dérivé ne représente pas un risque financier assumé par le Distributeur, celui-ci est ajusté afin de ne pas être considéré dans les ventes réglementaires.

De plus, l'instrument dérivé sur le prix de l'aluminium concerne les ventes des contrats particuliers seulement. L'ajustement effectué au niveau des produits des ventes d'électricité a donc un impact sur le rabais pour contrats particuliers et par conséquent sur les coûts d'approvisionnement.

L'impact de ces deux ajustements est nul sur le bénéfice net réglementaire.

- (b) *Pour comptabiliser l'ajustement requis afin de refléter le rendement sur les actifs des fournisseurs:* La facturation

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

interne est le mécanisme qui permet la facturation des services rendus par les unités fournisseurs au coût complet sans marge bénéficiaire. Ce coût tient compte des coûts associés à la détention et à l'exploitation des actifs, incluant les frais financiers.

Or, bien que le mécanisme de facturation interne tienne compte du coût de la dette, il ne considère pas de rendement sur les capitaux propres associé aux actifs utilisés par les unités fournisseurs. Une procédure d'ajustement a donc été mise en place afin de refléter cet élément dans le coût des services partagés.

- (c) *Pour refléter la différence dans la méthode de reconnaissance des coûts de financement:* L'ajustement a pour effet de substituer aux frais financiers statutaires, le coût moyen du capital, composé du coût pondéré des capitaux empruntés et des capitaux propres, selon le principe réglementaire autorisé dans la décision D-2003-93.
- (d) *Frais d'emprunts capitalisés portion capitaux propres comptabilisés dans les Autres produits aux résultats statutaires:* Selon le principe réglementaire approuvé dans la décision D-2004-47, la capitalisation des frais financiers liés aux immobilisations se fait au taux moyen pondéré du coût en capital.

L'ajustement réglementaire se rapporte à la portion des frais financiers capitalisés attribuable au rendement de l'avoir de l'actionnaire qui d'un point de vue statutaire est considéré comme un Autre produit.

- (e) *Provision réglementaire de 2005:* Principe réglementaire approuvé dans la décision D-2005-34. Représente une provision à l'égard du manque à gagner occasionné par le décalage entre les années témoin et tarifaire. Elle permet de prendre en compte le manque à gagner d'une année témoin dans le revenu additionnel requis de l'année témoin subséquente.

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

D'un point de vue statutaire, cette provision n'est pas comptabilisée et nécessite donc un ajustement réglementaire.

- (f) *Impact du taux de change du contrat d'Alouette Phase II non attribuable au Distributeur:* La prévision des ventes d'électricité du contrat d'Alouette Phase II a été faite en dollars canadiens. Les résultats statutaires reflètent pour leur part une perte de 31,4 M\$ liée au taux de change, risque devant être assumé par l'actionnaire au plan réglementaire.

Dorénavant, cet ajustement ne sera plus requis, le contrat d'Alouette Phase II ayant été transféré dans les contrats spéciaux.

- (g) *Ajustement de l'entente cadre et du volume patrimonial utilisé après la fermeture annuelle:* Après la fermeture annuelle des résultats statutaires, une évaluation finale de l'énergie patrimoniale utilisée en 2005 a été effectuée. Cette évaluation a amené le Distributeur à faire un ajustement à la hausse de ses coûts d'approvisionnement patrimoniaux et inversement, un ajustement équivalent (en GWh) à la baisse de l'énergie approvisionnée à même l'entente-cadre auprès du Producteur. L'impact monétaire de cet ajustement sur les coûts d'approvisionnement patrimoniaux et postpatrimoniaux a été considéré dans le calcul du *pass-on* 2005 aux fins réglementaires alors qu'il sera considéré aux résultats statutaires en 2006.
- (h) *Ajustement du coût moyen unitaire du tarif BT:* D'un point de vue statutaire, les approvisionnements au-delà du volume patrimonial effectués auprès du Producteur n'ont pas été considérés lors de l'établissement du coût moyen unitaire d'approvisionnement 2005 du tarif BT puisqu'il s'agit d'une transaction inter-division.

Du point de vue réglementaire, tous les fournisseurs sont considérés lors de l'établissement du coût moyen unitaire

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

d'approvisionnement du tarif BT. L'ajustement réglementaire reflète l'écart entre les deux coûts moyens.

- (i) Ajustement du pass-on pour la portion du volume patrimonial inutilisé et l'effet du revenu unitaire: Le pass-on a été ajusté afin de considérer l'évaluation finale de l'énergie patrimoniale utilisée effectuée après la fermeture annuelle des résultats statutaires tel qu'expliqué au paragraphe (g) ci-dessus. L'effet du revenu unitaire inclus dans le calcul du pass-on a également été ajusté afin de considérer la réduction de volume associée à l'augmentation du taux de pertes et à l'augmentation nette des volumes d'électricité patrimoniale et postpatrimoniale.*

- (j) Certains reclassements ont été effectués dans les rubriques de fourniture patrimoniale et postpatrimoniale des achats d'électricité et des achats de combustibles: Suite au constat d'erreurs mineures de reclassement dans les achats d'électricité et les combustibles n'affectant en rien le bénéfice net déclaré pour l'année 2005, le Distributeur a révisé la classification de certaines rubriques.*

7. Référence(s) : HQD-2-01 PRÉVISION DE LA DEMANDE

Préambule 7.1 :

(p. 16) TABLEAU 7 Prévion des interventions commerciales (avril 2006)

Demande(s) :

7.1. Fournissez les données associées au tarif BT pour 2005.

Réponse:

Les ventes au tarif BT pour l'année 2005 sont fournies au tableau 3, page 9 de la pièce HQD-2, document 1 de la présente cause. Elles totalisent 1 144 GWh.

Les transferts des ventes du tarif BT vers les tarifs D, G, M, L, DT et BP pour 2005 s'élèvent pour leur part à 233 GWh.

- 8. Référence(s) :** HQD-2-02 APPROVISIONNEMENTS (p. 5 et tableau p. 7) 2 BILAN DES ACTIVITÉS DE 2005 ET SUIVI DE 2006

Préambule 8.1:

“plus particulièrement lors du dernier trimestre de 2005 où HQD a, en outre, effectué de la revente de produits de base préalablement contractés.

Demande(s) :

- 8.1.** Avez-vous effectué la revente directement? ou par le biais d'HQP ou d'un autre intermédiaire impliquant des frais de service ? Sur quels marchés avez-vous revendu et à quel prix relativement au prix qu'HQD payait la fourniture ? (tableau page 8) Pourquoi la base avec option de réduction devient-elle négative ? HQD aurait-elle pu utiliser plus à fond l'entente cadre à meilleur coût que les importations ?

Réponse:

Le Distributeur a utilisé Hydro-Québec Production comme fournisseur de services pour revendre, au cours du dernier trimestre de l'année 2005, les approvisionnements de base acquis préalablement. Les surplus d'approvisionnement ont ainsi été réduits en effectuant des ventes sur les marchés « DAM » de New York et de la Nouvelle-Angleterre.

Le revenu moyen généré par la revente au cours du dernier trimestre de 2005, est de 85,39 \$CA/MWh.

Le coût moyen des approvisionnements de base, acquis grâce aux appels d'offres de court terme au cours de 2005, est de 73,71 \$CA/MWh.

Les coûts d'utilisation négatifs du produit de « base avec option de réduction » résultent de l'effet combiné de l'exercice de l'option de réduction et des prix élevés observés sur le marché

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

DAM du NYISO, qui ont été affectés par les contrecoups des ouragans qui ont sévi dans le sud des États-Unis.

Le Distributeur a utilisé l'entente cadre avec Hydro-Québec Production comme un moyen de dernier recours. Ce mode d'utilisation est en tout point conforme avec la position défendue par le Distributeur devant la Régie.

Préambule 8.2:

(p. 11) Le coût moyen des approvisionnements en 2005 a été de 7,2 ¢/kWh. Par comparaison, si le Distributeur avait réalisé tous ses achats sur le marché DAM de la zone M du NYISO, au fur et à mesure de ses besoins, le coût moyen aurait été de 9,3 ¢/kWh.

8.2. Comparez le prix moyen payé par HQD en 2005 et 2006, avec les prix moyens ex-posts des contrats à terme, plutôt qu'avec des prix spots sur le marché DAM, et avec les prix de l'entente cadre avec HQP ?

Réponse:

Le concept de prix moyen « ex-posts » des contrats à terme n'existe pas. La seule comparaison pertinente dans un tel cas est celle effectuée avec les prix spots, telle que présentée dans le préambule.

8.3. Tableau 3, p. 12 : pourquoi l'appel d'offre de novembre 2005, malgré des prix élevés, n'a-t-elle mis en concurrence que 2 soumissionnaires ? jugez-vous que c'est alors une situation suffisamment concurrentielle ? pouvez-vous reprendre les appels d'offre ?

Réponse:

L'incertitude qui prévalait sur les marchés de l'énergie à la fin de 2005 a contribué à restreindre l'offre des fournisseurs. Cependant, le Distributeur se devait de procéder à l'appel d'offres afin de sécuriser ses approvisionnements pour la prochaine période hivernale et d'assurer l'approvisionnement des besoins de ses clients.

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

L'appel d'offres de novembre 2005 visait l'approvisionnement en électricité postpatrimoniale de la période de forte demande des mois de janvier à mars 2006.

Par ailleurs, le Distributeur peut rejeter les offres qu'il juge non concurrentielles ou annuler l'appel d'offres si toutes les offres sont jugées non concurrentielles. Dans ce dernier cas, il peut lancer un nouvel appel d'offres à une période ultérieure qu'il juge plus appropriée.

Préambule 8.4 :

(p. 13) “ En raison des températures beaucoup plus clémentes que la normale, notamment au cours des deux dernières semaines de décembre, une quantité de 308 GWh d'électricité patrimoniale n'a pu être utilisée par le Distributeur.”

8.4. Ne vaudrait-il pas mieux utiliser au maximum les bâtonnets du patrimonial dans la première partie de l'année afin de minimiser les risques de ne pas utiliser les bâtonnets du patrimonial résultant de températures plus clémentes en novembre et décembre ?

Réponse:

Une telle stratégie est risquée car le Distributeur pourrait avoir à répondre à des demandes élevées, résultant de températures plus froides que les normales lors des mois de novembre et de décembre. Le Distributeur devrait alors avoir recours massivement aux marchés de court terme, dont les prix reflèteraient ces aléas climatiques, et à l'entente cadre.

Préambule 8.5 :

(p. 17) “De plus, tel que présenté dans l'État d'avancement 2005 du Plan d'approvisionnement 2005-2014, le Distributeur pourrait compter sur un potentiel de 200 MW de puissance associé à l'abaissement de tension.

Au-delà des contrats de long terme signés et de la puissance associée à l'option 19 d'électricité interruptible et à l'abaissement de tension, le Distributeur devra 20 acquérir 0,9 TWh d'énergie et un peu plus de 400 MW de puissance pour 21 combler ses besoins des mois d'hiver. Cependant, le Distributeur fera face à des

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF***

22 surplus énergétiques de l'ordre de 1,8 TWh pour la période de mars à
novembre
23 2007. Ces surplus, imputables à la diminution des besoins, devront faire l'objet
24 de revente sur les marchés. “

8.5. Quel est l'impact sur la qualité de service en bout de ligne de réduire la tension ? La revente est-elle effectuée directement par HQD et quel est le coût net anticipé de l'électricité revendu ?

Réponse:

L'abaissement de tension serait appliqué sur une ligne dans la mesure où il n'y a aucun impact sur la qualité du service électrique offert aux clients y compris ceux raccordés au bout de cette ligne, et ce, dans le respect des normes de l'industrie.

Pour le deuxième volet de la question, voir la réponse du Distributeur à la question 8.1 de la Régie (HQD-16, document 1).

La revente des 1,8 TWh se fera à un prix de 7,3 ¢/kWh. Cette revente réduira les coûts d'approvisionnements de 131,5 M\$.

Préambule 8.6:

(p. 18) “Pour le moment, compte tenu du faible niveau des besoins à couvrir et des aléas entourant l'évolution de la demande, le Distributeur n'a pas procédé à des appels d'offres de court terme en vue de combler les besoins de l'année 2007. Le Distributeur assure cependant un suivi continu de la prévision des besoins. Ainsi, à la lumière de la révision de la prévision de la demande du mois d'août 2006, le Distributeur examinera la possibilité de lancer un appel d'offres de court terme ou de procéder par des transactions bilatérales pour combler ses besoins, en énergie et en puissance, de la période d'hiver 2006-2007.”

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF***

8.6. HQD a-t-elle lancé un appel d'offres de court terme ou procédé par des transactions bilatérales pour combler ses besoins ? si oui quels en sont les résultats ? Quel est le risque à court terme de devoir faire appel au marché spot ? quel est le coût anticipé sur le marché spot de l'énergie et de la puissance ?

Réponse:

Le 26 septembre 2006, Hydro-Québec Distribution a attribué les contrats dans le cadre de son appel d'offres de court terme A/O 2006-02 pour l'achat d'énergie garantie et de puissance pour les besoins de sa clientèle québécoise. La période couverte par les contrats est de décembre 2006 à février 2007.

Les contrats totalisent 354 GWh et visent des quantités mensuelles qui varient de 150 MW à 500 MW, selon le mois. Le prix moyen des contrats est de 77,65 \$US/MWh, soit 86,65 \$CA/MWh.

Sept (7) soumissionnaires ont participé à l'appel d'offres pour une quantité totale d'énergie offerte de 1,6 TWh.

Les risques liés au marché spot sont principalement dus à la volatilité des marchés et à la disponibilité de l'énergie.

Les prix observés sur les marchés à terme de l'énergie sont une bonne estimation du coût anticipé sur le marché spot.

9. Référence(s) : HQD -04 doc. 1 : LISTE DES PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES 2 AJOUTS ET MODIFICATIONS

Demande(s) :

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF**

- 9.1. Quel aurait-été l'impact des nouvelles modalités de disposition du compte de frais reportés des coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux sur le revenu requis de 2006, si on avait considéré l'écart de coût d'approvisionnement de 2005 dès 2006 au lieu de 2007, sur la base des réalisations (4 mois) et prévisions (8 mois) de 2005 ?

Réponse:

Un tel exercice ne peut pertinemment s'effectuer à cette étape-ci, l'année financière 2005 étant complétée et les résultats réels connus. Les frais reportés relatifs aux coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux de 2005 ont été calculés sur la base des données réelles du 1^{er} janvier au 31 décembre 2005. Le Distributeur ne dispose pas de l'information qui lui permettrait de revenir en arrière pour cette même année et de reconstituer le calcul du *pass-on* qui aurait prévalu en tenant compte de 4 mois réels et de 8 mois projetés.

Rappelons que les frais reportés relatifs aux coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux de l'année 2006, calculés sur la base de 4 mois réels et 8 mois projetés pour être récupérés dans les tarifs à compter du 1^{er} avril 2007, ne constituent pas une donnée finale. La publication des résultats réels en fin d'année 2006 générera un ajustement final au compte de *pass-on*, afin de refléter les frais reportés réels pour cette année. Cet ajustement sera pris en compte dans les tarifs de l'année témoin subséquente à l'année visée par le calcul du *pass-on*, soit l'année 2008.

- 10. Référence(s) :** (p. 7) HQD-4 doc. 2 COMPTE DE PASS-ON POUR L'ACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ POSTPATRIMONIALE (p. 7-8) 3 MODALITÉS DE L'IMPUTATION DES ÉCARTS PAR CATÉGORIE DE CONSOMMATEURS

Demande(s) :

- 10.1. La répartition du compte de pass-on se fait-elle sur la base de la réallocation, selon la méthode globale, des quantités réalisées totales (incluant les consommations patrimoniales) d'électricité consommées nettes

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF***

de l'allocation, selon la méthode globale, des quantités totales projetées (incluant les consommations patrimoniales) ou si cela est fait sur la base des écarts entre les consommations réelles totales par catégorie (non réallouées selon la méthode globale) et les quantités totales projetées par catégorie (allouées selon la méthode globale) ? Calculez et présentez-nous les différences dans l'allocation du compte de pass-on entre les deux méthodes.

Réponse:

La méthode décrivant le calcul du *pass-on* se retrouve à la pièce HQD-4, document 3 aux pages 14 et 15 dans la cause R-3579-2005 et ne correspond à aucune des deux méthodes énoncées. Le Distributeur n'est pas en mesure de calculer les deux scénarios en question. Il faut nécessairement faire une répartition des volumes et des coûts de l'électricité patrimoniale et postpatrimoniale au réel puisqu'il est impossible de mesurer séparément ces deux volumes par catégorie de consommateurs. Par contre le volume réel de consommation postpatrimoniale est connu, ce qui fait que les volumes patrimonial et postpatrimonial sont répartis en tenant compte à la fois des volumes totaux constatés par catégorie de consommateurs et le volume total de l'électricité postpatrimoniale, le volume de consommation de l'électricité patrimoniale étant calculé par différentiel. À noter que dans ce volume de consommation patrimonial, il peut y avoir des consommations non utilisées qu'il faut également répartir par catégorie de consommateurs.

Préambule 10.2 :

(p. 12) “Dans le cas où le traitement à la marge serait retenu par la Régie, le calcul des écarts sur une base mensuelle risque de se complexifier lourdement, notamment en regard de:

- la détermination des volumes patrimoniaux horaires par catégorie de consommateurs ;
- les principes de transfert des volumes de l'électricité patrimoniale non utilisés entre les catégories de consommateurs.”

10.2. Dans le cas de la méthode horaire, n'est-il pas exact qu'il faudrait appliquer un traitement horaire ex-post et non un traitement mensuel ? Ne doit-on

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF***

pas différencier calcul des écarts de coûts d'approvisionnements, qui peut-être fait sur une base mensuelle, du calcul de l'allocation du solde qui peut-être fait sur une base horaire ou annuelle selon la méthode d'allocation retenue ? Montrez par un exemple chiffré les différences dans allocation des coûts postpatrimoniaux entre la méthode horaire à répartition fixe du volume patrimonial et la méthode horaire à répartition variable du volume patrimonial ?

Réponse:

Il faut être conséquent dans le choix de méthode; il faut utiliser la même méthode pour faire le suivi que celle utilisée pour faire la prévision. Ce compte de frais reportés est en quelque sorte une fermeture d'année au niveau de la fourniture et il est impératif que les deux soient établies avec la même méthode.

Ainsi, la répartition des écarts de coûts d'approvisionnements sur une base mensuelle donnera des résultats différents par rapport à un exercice utilisant la méthode proposée de répartition des coûts de fourniture de l'électricité postpatrimoniale qui fait un calcul annuel. À ce titre, voir le chapitre sur les autres considérations dans le choix de la méthode de répartition du coût de fourniture de l'électricité postpatrimoniale à la pièce HQD-11, document 1 aux pages 16 et 17.

C'est d'ailleurs la raison des modifications proposées au processus de transfert des coûts d'approvisionnements à la pièce HQD-11, document 2, aux pages 19 à 22. Avec le choix d'une méthode de répartition sur une base horaire, il ne faudra plus faire une répartition des écarts de coûts d'approvisionnements sur une base mensuelle mais plutôt sur une base horaire avec toutes les complications que cela comporte.

Le Distributeur n'a pas d'exemple chiffré montrant les différences dans la répartition de l'électricité postpatrimoniale entre la méthode horaire à répartition fixe du volume patrimonial et la méthode horaire à répartition variable du volume patrimonial. Le fait que la répartition du volume de consommation patrimoniale soit fixe ou variable n'est pas la préoccupation mais plutôt le fait

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

qu'il soit horaire ou annuel. À ce titre, le Distributeur vous réfère à sa preuve HQD-11, document 1 à la page 17 et notamment à la réponse donnée à la question 2 d'Option consommateurs dans le cadre des discussions en comité technique. Pour ce faire, il faudrait convenir de différentes règles que le Distributeur n'a pas explorées puisqu'elles seraient essentiellement arbitraires, sans aucune base rigoureuse et pour cette raison, très discutables.

Préambule 10.3 :

(p. 13) “Le calcul des intérêts sur une base mensuelle considère le moment de l'entrée des sommes dans le compte, accordant un poids décroissant aux sommes qui entrent successivement dans le compte au cours de l'année. “

10.3. Est-ce exact de penser que le calcul mensuel des écarts de coûts d'approvisionnements et des frais d'intérêts (en accordant un poids plus grand aux frais de début d'année) respecte mieux la causalité des coûts ?

Réponse:

Il ne s'agit pas de mieux refléter la causalité des coûts puisque le Distributeur propose de calculer les intérêts seulement lorsque le compte de frais reportés est finalement constaté, c'est-à-dire à la fin de l'année. Le calcul des intérêts commencera l'année suivante seulement. Cette proposition d'allègement des frais d'intérêt est conséquente avec la proposition du Distributeur de calculer le compte de frais reportés de la fourniture (*pass-on*) sur une base annuelle.

Préambule 10.4 :

7 CONCLUSION

“procéder au calcul annuel des intérêts au taux moyen du coût en capital sur le solde du compte au 31 déc. d'une année, les intérêts courant à partir du 1^{er} janvier suivant”

10.4. Indiquez-vous ne pas réclamer d'intérêt pour l'année générant le solde au compte de pas-on ?

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question 10.3.

11. Référence(s) : HQD-4 doc. 5 : TRAITEMENT DES COMPTES DE FRAIS REPORTÉS

Préambule :

(p. 11) "Ces mesures liées à l'abrogation du tarif BT ont en principe pris fin le 31 mars 2006. "

Demande(s) :

11.1. Dans les faits est-ce le cas ?

Réponse:

Oui.

12. Référence(s) : HQD-7 doc. 2 : ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT

Préambule :

Pour l'année 2007, en conformité avec le paragraphe iii), alinéa 2 de l'article 52.2, le coût réparti à chaque catégorie de consommateurs correspond à celui qui sera fixé par le Gouvernement dans son décret à venir.

Demande(s) :

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

12.1. Est-ce à la demande d'HQD ? Le gouvernement a-t-il émis ce décret ? si oui le produire. Précisez où dans l'article de la LRÉ il est indiqué que le gouvernement doit produire un décret annuellement, afin de mettre à jour les tarifs patrimoniaux ?

Réponse:

Le Gouvernement a la responsabilité de fixer le coût de l'électricité patrimoniale et le Distributeur fournit toutes les informations nécessaires à la demande du Gouvernement pour qu'il puisse s'acquitter de sa responsabilité, ce qu'il a fait pour une troisième année depuis l'atteinte du volume d'électricité patrimoniale. Le décret a été soumis à la pièce HQD-11, document 3, révisée le 14 septembre 2006.

Dans la Loi, rien n'indique que le Gouvernement doit établir le coût de l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs à chaque année comme il n'y a rien qui indique qu'il doit le fixer une seule fois pour les années subséquentes. Par ailleurs, il n'y a rien dans la Loi qui indique comment le Gouvernement doit établir ce coût de l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs et il n'y a rien non plus qui indique comment il doit ajuster le coût de l'électricité patrimoniale en fonction du taux de pertes prévu. Le choix de la méthode lui appartient et celle qu'il a choisie est la méthode de répartition basée sur le facteur d'utilisation du Distributeur qui établit pour une année donnée, des volumes de consommation par catégorie de consommateurs sur la base des volumes de consommation de l'ensemble des ventes du Distributeur.

Il faut se rappeler également que les deux experts dans la précédente cause tarifaire (R-3579-2005) en matière de répartition des coûts de service étaient en accord avec le Distributeur avec le fait qu'il n'est pas souhaitable que les volumes de consommation patrimoniaux soient fixés de façon définitive à un certain moment dans le temps pour les raisons évoquées notamment dans le rapport du comité (HQD-11, document 2, page 7).

13. Référence(s) : HQD-7 doc. 3 : COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICES À LA CLIENTÈLE (p. 8)

Préambule :

“Des efforts d'efficience considérables ont dû être déployés par le Distributeur dans le but de réussir à limiter à 2 % l'augmentation de ses charges liées aux activités courantes. “

HQD-3, Doc. 1 BALISAGE ET EFFICIENCE p. 28 : “Toutes les actions d'efficience présentées plus bas serviront à rencontrer la croissance de 2 % (??? pourquoi pas viser plus) des charges d'exploitation des activités courantes du Distributeur, tel que spécifié à la pièce HQD-7, Document 3.”

Demande(s) :

13.1. Où parle-t-on d'une hausse de 2% par an des charges nettes d'exploitation dans le Plan stratégique 2006-2010 ?

Réponse:

En aucun endroit le Distributeur ne fait mention d'une hausse de 2 % des charges d'exploitation dans le Plan Stratégique d'Hydro-Québec. Par ailleurs, à la page 39 du Plan, il est mentionné qu'Hydro-Québec Distribution entend contenir la croissance de ses indicateurs de performance sous l'inflation.

13.2. Prouvez-nous que les engagements pris dans le Plan stratégique 2004-2006 et dans le Plan stratégique 2006-2010 (nommément page 47) en regard du contrôle des coûts et des gains de productivité sont respectés.

Réponse:

Tel que mentionné dans le bilan du plan stratégique 2004-2006 d'Hydro-Québec, le Distributeur a respecté son engagement de gel de ses charges d'exploitation en 2004 et 2005.

Par ailleurs, le Distributeur précise qu'aucun engagement de sa part ne figure à cet effet au plan stratégique 2006-2010, hormis celui de maintenir sous l'inflation la croissance de ses six indicateurs d'efficience clés à l'horizon 2001-2010. Pour sa part,

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF***

la référence citée (page 47) couvre l'ensemble des divisions d'Hydro-Québec et par conséquent, la réponse ne peut être donnée par le Distributeur.

14. Référence(s) : HQD-7, Doc. 4 MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS (p. 7-8) Temps supplémentaire

Préambule :

Les sommes prévues pour 2006 et 2007 ont été établies sur la base d'un niveau normal récurrent de temps supplémentaire, compte tenu entre autres de la croissance planifiée du nombre d'abonnements. Les coûts plus élevés en 2005 s'expliquent par le temps supplémentaire excédant le niveau normal prévu, dû à (p. 8) la croissance plus grande qu'anticipée du nombre d'abonnements et de pannes, et du temps supplémentaire réalisé dans le cadre de projets d'investissements. Dans ce contexte, le temps supplémentaire est devenu impératif pour pallier aux périodes de pointe et ainsi permettre de respecter la qualité du service.

Demande(s) :

14.1. Les heures de pointe dont il est fait mention sont-elles liées à la pointe du réseau ?

Réponse:

Non. Les heures de pointe font références à des périodes de l'année au cours desquelles la charge de travail est au maximum, par exemple lors d'une panne majeure, pendant la période de déménagements, etc.

14.2. Mesurez-vous, ou mesurerez-vous, la productivité et les gains de productivité du travail ? si oui comment se comparent vos gains de productivité du travail avec ceux de l'industrie en général ?

Réponse:

Oui. Tel que présenté dans le cadre des rencontres techniques sur le balisage tenues aux printemps 2005 et 2006, le Distributeur

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

dispose de certains indicateurs mesurant sa performance (délais moyens de réponses, etc.). Ceux-ci ont été présentés à la pièce HQD-3, document 1. Les activités reliées au service à la clientèle sont plus facilement mesurables que celles reliées à l'exploitation et l'entretien du réseau de distribution. Dans le premier cas, les produits livrés sont standardisés (ex.: émettre une facture), les travailleurs sont spécialisés à livrer un produit et exécutent leur tâches dans des lieux supervisés. Ceci n'est pas le cas d'un grand nombre des activités réseau qui se font sur le terrain.

De plus dans ce dernier cas, les produits livrés ne peuvent faire l'objet d'une standardisation trop poussée puisque le réseau doit s'adapter au terrain. Par ailleurs, les travailleurs qui interviennent sur le réseau font plusieurs types d'interventions rendant ainsi difficile une comptabilité exacte par activité. Par exemple, un monteur de ligne est habilité à effectuer des travaux de construction, de la maintenance, des modifications de réseau et des raccordements partout dans le territoire qu'il couvre. Enfin l'allocation des coûts entre les différentes activités réseau n'est pas standardisée dans l'industrie. C'est pourquoi il est préférable de se rabattre sur des indicateurs globaux pour se comparer avec l'industrie.

Tous les détails de la comparaison du Distributeur avec l'industrie sont contenus dans les documents présentés dans le cadre des rencontres techniques.

Préambule 14.3 :

(p. 12) “(p. 12) Le niveau des effectifs du Distributeur est passé de 7 953 en 2005 à 8 264 en 2007. Cette croissance de 311 ETC s’explique principalement par les éléments suivants : Système d’information clientèle (SIC) (185 ETC)”

14.3. Le projet SIC permettra-il des gains de productivité et des économies de main d’oeuvre ultérieurement, si oui de quel ordre ?

Réponse:

Oui. Des bénéfices découlant de l'implantation de SIC sont attendus tel que présenté dans le cadre du dossier R-3491-2002. Le Distributeur estime des bénéfices de l'ordre de 20 M\$ incluant une diminution de 140 effectifs à partir de 2009.

Préambule 14.4 :

(p. 25) 7 ÉTUDE SUR LA POSITION SALARIALE (données de 2003 reprises)

14.4. Une nouvelle étude sur la position salariale ne devait-elle pas être produite en 2006 ? si oui produisez les résultats ?

Réponse:

L'étude n'a pas été produite en 2006. Il n'est pas encore établi quand sera réalisée la prochaine étude sur la position salariale.

15. Référence(s) : *HQD-7, Doc. 6 CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS*

Préambule 15.1 :

(p. 7) “• Gestion du matériel : Augmentation 2005-2007 de 4,1 M\$ causée par un volume croissant de transactions-magasins”

Demande(s) :

15.1. Montrez que cette hausse est en lien avec la croissance des activités d'exploitation ou de maintenance.

Réponse:

La hausse de 4,1 M\$ des coûts du matériel s'explique par la croissance de la charge de retraite (2,1 M\$) ainsi que par la croissance du niveau d'activités en maintenance et exploitation (2,0 M\$).

À titre indicatif, le tableau 7 de la page 20 de la pièce HQD-3, document 1 présente une croissance du nombre d'abonnements, du nombre de kilomètres de réseau et du coût total du processus

Distribution, ce dernier élément étant notamment attribuable à des travaux additionnels de maintenance sur le réseau de distribution. Ces données témoignent d'un niveau d'activité additionnel qui implique une augmentation du matériel utilisé et du coût de gestion afférent.

15.2. HQD-7 doc. 6.1 DONNÉES FINANCIÈRES RELATIVES AU CENTRE DE SERVICES PARTAGÉS

Préambule 15.3 :

Tableau 5 Volumes 2006 facturés aux clients réglementés

15.3. - Temps CPU (%) : comment cela est-il mesuré en pratique ? - Services transactionnels comptables : pour quels services exactement : HQD avec encaissement paiement et envoi de facture est le plus gros client , cela couvre-t-il l'envoi et l'encaissement des factures des 3 millions de clients ? - Services de bâtiments en m2 cela ne devrait-il pas être proportionnel au nombre d'employés ?

Réponse:

La mesure du temps réel d'utilisation des applications SAP sur les ordinateurs, s'appuie sur des statistiques reliées à des fonctions techniques des systèmes d'exploitation. Chacune de ces applications ou transactions est associée à une unité cliente, ce qui permet de dégager le temps CPU consommé pour chacune des divisions. Les valeurs sont ensuite exprimées en pourcentage par rapport au total de l'utilisation des applications SAP pour l'ensemble de l'entreprise.

Les services comptables comprennent le paiement des fournisseurs, le traitement de la paie des employés et des dépenses de personnel ainsi que la facturation, le recouvrement et l'encaissement des revenus autres que les ventes d'électricité. La facturation, le recouvrement et l'encaissement des revenus d'électricité sont pour leur part sous la responsabilité de la vice-présidence Services à la clientèle du Distributeur.

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

La facturation des services de bâtiments couvre les espaces administratifs et les espaces industriels. La facturation de ces espaces est établie sur la base de la propriété des actifs (immeubles et baux). Le CSP ne peut établir un lien direct entre le coût des services des bâtiments et le nombre d'employés en raison des espaces industriels, qui sont utilisés à titre de magasins, entrepôts et ateliers et abritent ainsi du matériel et des équipements plutôt que des employés.

16. Référence(s) : HQD-7, Doc. 5 AUTRES CHARGES DIRECTES 2
RESSOURCES FINANCIÈRES

Préambule 16.1 :

(p. 4) Les charges de *Ressources financières* comprennent notamment les mauvaises créances, les indemnités pour dommages et les intérêts payés sur les dépôts des clients ainsi que certaines provisions. Les provisions, totalisant 5,6 M\$ en

(p. 5) “2006 et 17,6 M\$ en 2007, visent à prémunir le Distributeur contre certains aléas d’exploitation. Elles sont prévues aux fins suivantes :

- recours aux divers programmes de ressources humaines, tels les plans de départ à la retraite et de devancement de comblement de postes stratégiques, et le programme des nouveaux diplômés ;”

Demande(s) :

16.1. En quoi ce dernier élément est-il imprévisible ?

Réponse:

Il est difficile de prévoir le degré de participation à certains programmes, comme par exemple les plans de départ à la retraite, qui sont tributaires de la volonté des employés. Le Distributeur rappelle que les programmes de ressources humaines dont il est question au préambule sont tous des programmes corporatifs.

Préambule 16.2 :

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF***

(p. 5) “Le Distributeur est d'avis que tant et aussi longtemps que la provision demeure sous le seuil de 1,5 % de ses charges d'exploitation, elle est raisonnable, prudente et justifiée. La Régie a d'ailleurs reconnu le bien fondé d'une telle provision dans le cadre d'une gestion budgétaire prudente dans sa décision D-2006-34. Les provisions pour 2006 et 2007 s'élèvent respectivement à 0,5 % et 1,4 % des charges d'exploitation.”

16.2. Prouvez-nous que la hausse du taux à 1,4% est justifiée ? si la totalité de la réserve n'est pas utilisée ne devrait-elle pas être versée dans un compte reporté ?

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question 41.3 et 41.4 de la Régie (HQD-16, document 1) pour ce qui est de la justification de cette provision.

Le Distributeur est d'avis que la provision pour aléas d'exploitation ne justifie pas davantage la création d'un compte de frais reportés que les autres postes de dépenses figurant dans ses coûts de distribution et de services à la clientèle, tels les coûts de retraite.

17. Référence(s) : HQD-7, Document 6.2 DONNÉES FINANCIÈRES RELATIVES AU GROUPE TECHNOLOGIE Tableau 2 Principaux volumes facturés de 2005 à 2007

Préambule :

“Pour les activités d'innovation, les volumes indiqués représentent les heures travaillées du personnel interne sans égard aux contrats externes ou aux achats de biens.”

Demande(s) :

17.1. Fournissez-nous le détail pour les contrats externes et les achats de biens.

Réponse:

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

Pour les activités d'innovation technologique, du montant de 16,9 M\$ facturé au Distributeur en 2005, 0,8 M\$ sont attribuables à des contrats externes et 0,5 M\$ à l'achat de biens. Ces montants sont composés d'une multitude de contrats et d'achats de biens nécessaires à la réalisation des projets. Ces montants sont plutôt stables d'année en année.

18. Référence(s) : HQD-7, Document 8 FRAIS CORPORATIFS

Préambule :

(p. 4) part des frais corporatifs résiduels incluse dans les revenus requis d'HQD.

Demande(s) :

18.1. Qu'entend-on par résiduels ?

Réponse:

Les activités des unités corporatives se décomposent en deux groupes :

a) Les services faisant l'objet d'une entente client-fournisseur et pour lesquels il existe un lien de causalité entre les coûts et le service rendu. Ces services sont facturés aux clients internes via la facturation interne des services partagés (voir la pièce HQD-7 document 6.3) ;

b) Les activités dont l'objectif n'est pas de desservir une ou des unités en particulier mais plutôt les intérêts d'Hydro-Québec dans son ensemble.

Les frais corporatifs résiduels représentent les frais des unités corporatives qui n'ont pas été facturés en fonction d'une consommation de produits et services au taux ou montant préalablement établi par une entente client-fournisseur.

Préambule 18.2:

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF**

“De façon générale, on prévoit une hausse à l'inflation des charges d'exploitation de l'entreprise pour 2007 par rapport au budget 2006.”

18.2. La hausse à l'inflation correspond-elle aux objectifs du plan stratégique 2006-2010 ? Justifiez.

Réponse:

Le Plan stratégique 2006-2010 prévoit, à compter de 2007, une hausse des charges d'exploitation pour l'ensemble de l'entreprise. Le Distributeur précise que la prévision de hausse à l'inflation s'applique à l'ensemble des charges d'exploitation de l'entreprise et non pas de façon spécifique à des composantes distinctes des charges.

19. Référence(s) : HQD-8, Document 3 ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE p. 4

Préambule:

“Par conséquent, les douze soldes correspondant à chacun des mois de l'année témoin sont identiques...”

Tel que mentionné dans le dossier tarifaire R-3579-2005, à la pièce HQD-9, Doc. 3, page 14, les délais réels d'encaissement s'écarteraient sensiblement des délais théoriques, et leur utilisation dans le calcul créerait une pression à la hausse sur le niveau d'encaisse requis.”

Demande(s) :

19.1. Prouvez-nous que le flux de dépenses et revenus est uniforme dans l'année et que la prise en compte des délais réels d'encaissement hausserait le niveau d'encaisse requis?

Réponse:

Le Distributeur a énoncé ce qui suit à la page 4 de la pièce HQD-8, document 3 : « Notons que l'encaisse réglementaire traduit le besoin de fonds pour financer les activités courantes du Distributeur tout au long de l'année. Par conséquent, les douze soldes correspondant à chacun des mois de l'année

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

témoin sont identiques. » Tel qu'en témoigne l'extrait précédent, le Distributeur n'affirme pas que les flux des dépenses et des revenus sont uniformes dans l'année. La prise en compte d'un montant d'encaisse appliqué uniformément à tous les mois de l'année reflète le concept du délai annuel moyen de perception. Un résultat similaire serait obtenu en ajoutant directement le montant d'encaisse réglementaire à la moyenne des 13 soldes plutôt que de l'attribuer à chacun des mois, tel que le fait Gazifère Inc (GI-2, document 1, page 1, requête 3607-2006).

Comme il s'agit de données projetées, comportant donc intrinsèquement une marge d'erreur, il s'avérerait par ailleurs hasardeux pour le Distributeur d'estimer les délais de paiement et d'encaissement distinctement pour chaque mois de l'année témoin, et ce particulièrement en ce qui concerne les flux d'encaissement provenant des comptes clients. À cet égard, la méthode de calcul qui s'appuie sur des délais moyens de système s'avère prudente et conservatrice.

Le Distributeur rappelle que la méthode de calcul de l'encaisse réglementaire basée sur les délais d'encaissement et de décaissement moyens n'est pas nouvelle. Elle consiste en une pratique reconnue et approuvée par la Régie. L'application d'un montant d'encaisse réglementaire de façon uniforme tout au long de l'année témoin a en outre été adoptée par d'autres entreprises de services publics comme Gaz Métro et Gazifère.

En ce qui concerne la prise en compte des délais réels d'encaissement, elle aurait pour effet d'augmenter le délai de récupération net (lead), c'est-à-dire le différentiel entre le délai d'encaissement des comptes clients et le délai de paiement aux fournisseurs. Un allongement du délai d'encaissement augmente ainsi la période pendant laquelle le Distributeur doit financer les sommes versées aux fournisseurs, avant de les récupérer via l'encaissement des comptes clients, d'où la pression à la hausse sur le besoin d'encaisse réglementaire. Notons que le délai net de récupération (lead) est présenté à la colonne 2 du tableau 3 de la pièce HQD-8, document 3.

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

Rappelons que les délais de récupération utilisés par le Distributeur correspondent aux délais de système et présument que tous les clients paient selon les conditions énoncées sur la facture. Dans les faits, la seule reconnaissance d'une charge annuelle de mauvaises créances et d'une provision pour mauvaises créances dans les états financiers d'Hydro-Québec témoigne du fait que des clients dépassent les délais prescrits.

20. Référence(s) : HQD-9, Doc. 1 ÉVOLUTION DES FRAIS REPORTÉS

Préambule 20.1:

(p. 9) (1) : Le taux moyen du coût en capital utilisé est de 7,75 % en 2006 et de 7,99% en 2007.

Demande(s) :

20.1. Pourquoi utiliser le taux de rendement d'HQD plutôt que celui d'HQT ?

Réponse:

Tous les comptes de frais reportés reconnus par la Régie au Distributeur portent intérêt au taux de rendement sur la base de tarification du Distributeur. Il n'est donc pas étonnant que le Distributeur applique ce taux au compte de frais reportés de transport.

Préambule 20.2:

(p. 12) TABLEAU 5 DÉFICIT – COÛTS D'APPROVISIONNEMENT (M\$)

20.2. Justifiez le coût d'approvisionnement de 17,47¢/kWh en 2006 ? considérant que les tarifs de gestion sont normalement approvisionnés à même les approvisionnements postpatrimoniaux des clientèles régulières ?

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question 6.2 de la Régie (HQD-16, document 1).

20.3. (p. 12) TABLEAU 5 DÉFICIT – COÛTS D'APPROVISIONNEMENT (M\$)

Préambule 20.3 :

**TABLEAU 9 FRAIS REPORTÉS PASS-ON PROJETÉACHATS D'ÉLECTRICITÉ
POSTPATRIMONIALE 2006 :**

20.4. Par équité ne devrait-il pas y avoir d'intérêt versé aux clientèles ?

Réponse:

La publication des résultats réels de l'année 2006 permettra d'établir le solde final du *pass-on* 2006. Des intérêts seront calculés pour l'année 2007 à partir de ce solde, qu'il soit débiteur ou créditeur. Ils seront intégrés au calcul du *pass-on* dans le dossier tarifaire de 2008. Un solde créditeur entraînera ainsi le versement d'intérêts aux clients.

21. Référence(s) : HQD-10 doc. 2 ANNEXE 1 DONNÉES DU
CONSENSUS FORECAST DE MAI 2006 ET DONNÉES BLOOMBERG

Demande(s) :

21.1. Les données du Consensus Forecast sont produites à quelle fréquence et à quels mois dans l'année ?

Réponse:

Les données du Consensus Forecast sont publiées sur une base mensuelle.

22. Référence(s) : HQD-11, Doc. 1 MÉTHODE DE RÉPARTITION DU
COÛT DU SERVICE DU DISTRIBUTEUR

Préambule 22.1:

(p. 10) "Par ailleurs, le tableau 1 montre l'évolution des volumes d'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs de 2005 à 2007. Essentiellement la répartition qui avait légèrement évolué en défaveur du Domestique revient au niveau de 2005 pour la prochaine année."

Demande(s) :

22.1. Comment sont répartis les volumes patrimoniaux présentés au tableau ?

Réponse:

Ils sont répartis à partir de la prévision des ventes du Distributeur selon la méthode de répartition basée sur le facteur d'utilisation du Distributeur qui établit pour une année donnée, des volumes de consommation par catégorie de consommateurs sur la base des volumes de consommation de l'ensemble des ventes du Distributeur.

Préambule 22.2:

3 RÉPARTITION DU COÛT DE TRANSPORT

22.2. Veuillez-déposer le document de travail sur l'allocation du coût de transport discuté en comité technique en juin 2006.

Réponse:

Le rapport du comité de travail relatif à la méthode de répartition des coûts de transport est présenté en annexe de la présente demande de renseignements.

Préambule 22.3:

(p. 23) "Ainsi, le montant facturé à la charge locale diffère de celui provenant de la méthode de répartition adoptée par la Régie à la hauteur de 81 M\$.

(p. 24) En particulier, HQD ne peut endosser une méthode qui lui impute 81 M\$ de coûts de transport de plus que sa facturation et qui pourrait, à terme, impliquer de profondes modifications à sa structure tarifaire et à l'interfinancement entre les catégories "

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF**

22.3. L'écart n'est-il pas d'abord du au fait que les revenus de point à point Court terme viennent réduire le fardeau des clients de la charge locale et du pt à pt long terme plutôt qu'à la méthode de répartition diffère de la méthode de facturation ?

Réponse:

Dans la décision relative au dernier dossier tarifaire du Transporteur (D-2006-66), la Régie présente au tableau 1 de la page 21 la répartition des coûts suivant la méthodologie appliquée dans cette même décision. Les coûts dédiés à la charge locale s'élèvent à 2 564 M\$. À la page 23 de cette même décision, la Régie fixe le montant pour l'alimentation de la charge locale à 2 483 M\$. Le 81 M\$ cité en référence est la différence entre le 2 564 M\$ provenant de la répartition des coûts et le 2 483 M\$ provenant de la facturation de la charge locale.

Préambule 22.4 :

(p. 27) 4.2 PGEÉ des réseaux autonomes

Dans le dossier R-3579 -2005, aucun montant relatif au PGEÉ n'était attribué aux réseaux autonomes. Le Distributeur propose d'attribuer une part des montants de frais reportés et d'amortissement du PGEÉ et de répartir ces montants aux catégories de consommateurs des réseaux autonomes selon les coûts de production des réseaux autonomes. Pour l'année 2007, le montant estimé serait de 406 000 \$.

22.4. Quel est l'impact pour tarifs domestiques de ce changement ?

Réponse:

Tel que présenté au tableau 5 de la pièce HQD-11, document 1, à la colonne 4, l'impact de la répartition du PGEÉ des réseaux autonomes sur les tarifs domestiques est d'environ 6 000 \$.

Préambule 22.5:

(p. 29) Tableau 5 Analyse de sensibilité des modifications apportées à la méthode de répartition 2007

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF***

22.5. Précisez quelle est la méthode de coûts horaires, parmi les différentes méthodes horaires comparées, qui est représentée dans le tableau.

Réponse:

La méthode de répartition du coût de fourniture de l'électricité postpatrimoniale selon le traitement des coûts horaires dont il est question à la colonne 8 du tableau 5 de la page 29 de la pièce HQD-11, document 1 fait référence au scénario 2 du tableau 2 de la page 15 de la pièce HQD-11, document 1 qui est le même que celui présenté de façon détaillée au tableau 9B de la page 16 de la pièce HQD-11, document 4.

Préambule 22.6:

(p. 30) À ce suivi s'ajoute à partir de cette année un élément nouveau relié au compte de frais reportés sur la fourniture (*pass-on*) qui couvre les écarts observés en 2005 et 2006. Ces frais reportés en 2007, compilés par catégorie de consommateurs sur la base de ce qui s'est passé en 2005 et 2006, viennent modifier les indices d'interfinancement de façon circonstancielle et devront par conséquent être traités comme une modification méthodologique”

22.6. Pourquoi des modifications circonstancielle, issues de méthodes adoptées qui demeureront dans le futur, doivent-elles être considérées comme des changements méthodologiques ?

Réponse:

Ce ne sont pas les modifications des méthodes adoptées qui sont circonstancielle, mais plutôt les événements. L'impact sur le coût du service du Distributeur peut-être négatif, comme en 2005, ou positif comme en 2006 ou simplement nul. Pour la même raison que les modifications méthodologiques sont exclues, les événements circonstanciels doivent être également exclus pour s'assurer que les indices demeurent comparables.

L'introduction des balises de référence se devait d'exclure à juste titre les effets des changements d'ordre méthodologique de la répartition des coûts sur les indices d'interfinancement. Le suivi de ces balises permet à la Régie de suivre l'évolution de ces

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

indices et lui permettre de juger le niveau acceptable de l'interfinancement entre les catégories de consommateurs.

Ne pas traiter le compte de *pass-on* pour la fourniture comme un changement méthodologique ferait en sorte que la Régie baserait ses décisions sur des soldes variant à toutes les années, soit à la hausse, soit à la baisse. Pour cette raison, le Distributeur croit nécessaire d'enlever les impacts du compte de *pass-on* pour la fourniture de la balise de référence.

À cet égard, la Régie a accepté, dans sa décision D-2006-34, la méthodologie proposée par le Distributeur qui ajuste les volumes pour régulariser les effets climatiques selon la même méthode appliquée à chacune des années budgétaires. Comme les montants relatifs au compte de *pass-on* sont déterminés à partir des données réelles incluant les effets climatiques, la prise en compte de ces montants constitue un changement méthodologique.

Dans le cas où l'évaluation du montant de *pass-on* est réalisé en cours d'année et comprend à la fois des données réelles et prévisionnelles, cette évaluation pourra être révisée dans le cas où un écart (sous forme de surplus ou déficit) est constaté par rapport au montant ayant déjà fait l'approbation. Ce n'est qu'en fin d'année que cet écart peut être déterminé à partir des données réelles. Cet écart (sous forme de surplus ou déficit) sera inclus dans le revenu requis et pris en compte comme un effet méthode dans l'ajustement de la balise d'interfinancement.

Préambule 22.7:

(p. 32) (p. 32) Tableau 7 Établissement de la balise de référence des indices d'interfinancement

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF**

22.7. Que deviendraient les balises de référence si la méthode au coût horaire, pour allouer les coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux, et la méthode d'allocation de coûts de transport retenue par la Régie dans la précédente cause sur le transport étaient adoptés ?

Réponse:

Les balises de référence ne sont pas influencées par les changements méthodologiques. Nonobstant ce qui précède, le tableau suivant montre l'impact des deux scénarios sur les indices d'interfinancement.

Tableau R22.7
Impact de l'introduction de la méthode au coût horaire de la fourniture et de la méthode Régie de la répartition du coût de transport sur les indices d'interfinancement
Année témoin projetée 2007

(1) Catégorie de consommateurs	(2) (3) (4) Coût du service			(5) (6) (7) Indices d'interfinancement		
	HQD-11 document 4	Analyse ACEF	Écart	HQD-11 document 4	Analyse ACEF	Écart
1 Domestique	5 025,9	4 883,7	(142,2)	81,1	83,1	1,9
2 Petite puissance	1 042,0	1 044,9	2,9	123,1	122,1	(0,9)
3 Moyenne puissance	1 400,7	1 431,2	30,5	131,4	128,0	(3,4)
4 Grande puissance	1 715,3	1 778,8	63,4	115,6	111,0	(4,7)
5 Total - Tarifs réguliers	9 183,9	9 138,6	(45,4)	100,0	100,0	-
6 Contrats spéciaux	819,8	819,8	-	100,0	100,0	-
7 Tarifs de gestion de la cons.	57,9	57,9	0,0	100,0	100,0	-
8 Total	10 061,7	10 016,3	(45,4)	100,0	100,0	-

23. Référence(s) : HQD-11 doc. 4 : RÉPARTITION DU COÛT DU SERVICE DE L'ANNÉE TÉMOIN PROJETÉE 2007

Demande(s) :

23.1. Fournir les tableaux 1, 5, 7, 8 ayant trait à la répartition des coûts en utilisant les données des tableau 9.b (fourniture postpatri répartie selon la méthode horaire), et 9.c (répartition du coût transport selon la méthode retenue par la Régie)

Réponse:

Voici les tableaux 1, 5, 7, 8.

Tableau 1
Sommaire du coût du service du Distributeur
par catégorie de consommateurs (M\$)
Année témoin projetée 2007

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
	Catégorie de consommateurs	Base de tarification	Coût du capital	Coût de prestation incluant Autres revenus	Coût du service	Dont Autres revenus
1	Domestique					
2	Tarifs D et DM	6 195,0	494,7	4 205,4	4 700,1	(114,8)
3	Tarif DH	0,4	0,0	0,3	0,3	(0,0)
4	Tarif DT	257,7	20,6	162,7	183,3	(3,5)
5	Total	6 453,1	515,3	4 368,4	4 883,7	(118,3)
6	Petite et moyenne puissance					
7	Tarifs G et à forfait	1 128,9	90,2	844,6	934,8	(17,9)
8	Tarif G9	89,8	7,2	66,2	73,4	(1,4)
9	Tarif M	1 145,8	91,5	1 339,7	1 431,2	(20,3)
10	Tarifs d'éclairage public et Sent.	56,6	4,5	32,3	36,8	(0,7)
11	Tarif BT	159,8	12,8	42,6	55,4	-
12	Total	2 580,9	206,1	2 325,4	2 531,5	(40,3)
13	Grande puissance					
14	Tarif L	334,4	26,7	1 751,4	1 778,1	(10,0)
15	Tarif H	0,7	0,1	0,6	0,7	(0,0)
16	Tarifs LD et LP	0,4	0,0	2,5	2,5	(0,0)
17	Contrats spéciaux	76,3	6,1	813,7	819,8	(0,1)
18	Total	411,8	32,9	2 568,2	2 601,1	(10,1)
19	Total	9 445,8	754,3	9 262,0	10 016,3	(168,7)
20	Référence :	Tableau 6	(2) X 7,99%	Tableau 7	(3) + (4)	Tableau 7

Tableau 5
Classement par composante du coût de prestation du Distributeur (M\$)
Année témoin projetée 2007

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Fonction	Critère de classement par composante	Énergie	Puissance	Abonnement	Spécifique	Total Tableau 3
1	Coût de prestation					
2	Production	Tableau 9	*	*	-	4 925,8
3	Transport	100% en puissance	-	2 483,0	-	2 483,0
4	Distribution					
5	Postes et centres d'exploitation	100% en puissance	-	7,1	-	7,1
6	Moyenne tension	Tableau 47 - FC11C	-	488,6	137,8	626,3
7	Basse tension	Tableau 47 - FC11C	-	198,0	116,3	314,3
8	Branchement	Abonnement et affectation directe	-	-	52,9	(9,3)
9	Éclairage public et Sentinelle	Affectation directe	-	-	-	2,3
10	Total		-	693,7	307,0	(7,0)
11	Service à la clientèle					
12	Gestion des abonnements	100% en abonnement	-	-	447,0	447,0
13	Mesurage	100% en abonnement	-	-	107,9	107,9
14	Ventes et commercialisation	Affectation directe	-	-	-	201,0
15	Autres	Affectation directe	-	-	-	(38,2)
16	Total		-	-	554,9	162,9
17	Coût de prestation - Réseau relié		-	3 176,7	861,9	5 081,7
18	Coût de prestation - Réseaux autonomes	Tableau 32	-	10,2	5,1	126,5
19	Total Coût de prestation	Tableau 7	-	3 186,8	867,0	5 208,2
20	Dont Autres revenus					
21	Autres revenus - Réseau relié		-	(54,8)	(33,5)	(78,5)
22	Autres revenus - Réseaux autonomes	Tableau 32	-	(0,1)	(0,3)	(1,5)
23	Total - Autres revenus	Tableau 7	-	(55,0)	(33,7)	(80,0)

* Le coût d'approvisionnement en électricité comprend un coût en puissance et en énergie.

Tableau 7
Répartition par catégorie de consommateurs du coût de prestation du Distributeur (M\$)
Année témoin projetée 2007

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Production	(3) Transport	(4) à (11) Distribution								(12) à (16) Service à la clientèle					(17) Réseaux autonomes Total	(18) Total Coût de prestation	(19) Dont Autres revenus
			(4) Postes et centres d'expl.	(5) Moyenne tension		(7) Basse tension		(9) Branche-ment	(10) Éclairage public	(11) Total	(12) Gestion des abon.	(13) Mesurage	(14) Ventes et commerc.	(15) Autres	(16) Total			
				Puis.	Puis.	Abon.	Puis.											
1 Domestique																		
2 Tarifs D et DM	1 889,7	1 111,6	4,4	298,6	121,8	135,1	102,9	29,5	-	692,3	376,8	59,3	27,7	(31,5)	432,4	79,4	4 205,4	(114,8)
3 Tarif DH	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	(0,0)	0,0	-	0,3	(0,0)
4 Tarif DT	74,4	37,3	0,2	13,5	4,4	6,1	3,8	1,2	-	29,2	14,6	6,4	1,2	(0,3)	21,9	-	162,7	(3,5)
5 Total	1 964,2	1 149,0	4,6	312,1	126,3	141,2	106,7	30,7	-	721,5	391,4	65,7	28,9	(31,8)	454,3	79,4	4 368,4	(118,3)
6 Petite et moyenne puissance																		
7 Tarifs G et à forfait	393,8	206,3	0,8	54,6	10,5	24,5	8,8	6,4	-	105,6	46,1	32,4	23,1	(4,2)	97,5	41,4	844,6	(17,9)
8 Tarif G9	33,0	18,0	0,1	6,5	0,1	2,7	0,1	0,6	-	10,0	0,9	1,2	2,0	(0,3)	3,7	1,5	66,2	(1,4)
9 Tarif M	775,9	364,1	1,3	87,3	0,7	28,4	0,5	5,9	-	124,1	5,3	4,5	52,2	(5,2)	56,8	18,8	1 339,7	(20,3)
10 Tarifs d'éclairage public et Sent.	15,9	7,2	0,0	2,6	0,2	1,2	0,2	0,1	2,3	6,5	0,9	0,1	1,0	0,0	2,0	0,7	32,3	(0,7)
11 Tarif BT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42,6	-	42,6	-	42,6	-
12 Total	1 218,6	595,6	2,2	151,0	11,5	56,8	9,6	12,9	2,3	246,2	53,2	38,2	120,9	(9,7)	202,6	62,4	2 325,4	(40,3)
13 Grande puissance																		
14 Tarif L	1 202,8	475,3	0,4	25,3	0,0	-	0,0	0,1	-	25,8	2,2	3,5	42,4	(0,6)	47,5	-	1 751,4	(10,0)
15 Tarif H	0,2	0,2	0,0	0,1	0,0	-	-	0,0	-	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	-	0,6	(0,0)
16 Tarifs LD et LP	1,5	-	-	-	0,0	-	-	-	-	0,0	0,1	0,1	0,9	(0,0)	1,0	-	2,5	(0,0)
17 Contrats spéciaux	538,5	263,0	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,3	7,9	4,0	12,2	-	813,7	(0,1)
18 Total	1 743,0	738,4	0,4	25,4	0,0	-	0,0	0,1	-	25,9	2,4	3,9	51,2	3,4	60,9	-	2 568,2	(10,1)
19 Total	4 925,8	2 483,0	7,1	488,6	137,8	198,0	116,3	43,7	2,3	993,6	447,0	107,9	201,0	(38,2)	717,8	141,8	9 262,0	(168,7)
20 Facteur de répartition (Annexe 6)	Tableau 9A	FR1	FR2	FR2	FR4	FR3	FR5	FR7	-	-	FR9	FR10	FR12	FR14	-	Tableau 31	Tableau 1	Tableau 1

Tableau 8
Coût du service du Distributeur détaillé par fonction⁽¹⁾
Année témoin projetée 2007

(1) Catégorie de consommateurs	(2) (3) (4) (5) (6) Base de tarification					(7) (8) (9) (10) (11) Coût de prestation incluant Autres revenus					(12) (13) (14) (15) (16) Coût du service ⁽²⁾				
	Production	Transport	Distribution	Service à la clientèle	Total	Production	Transport	Distribution	Service à la clientèle	Total	Production	Transport	Distribution	Service à la clientèle	Total
	1 Domestique														
2 Tarifs D et DM	171,0	60,0	5 307,1	657,0	6 195,0	1 959,2	1 114,2	697,0	435,1	4 205,4	1 972,9	1 118,9	1 120,8	487,5	4 700,1
3 Tarif DH	-	-	0,3	0,1	0,4	0,1	0,1	0,0	0,0	0,3	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3
4 Tarif DT	-	-	220,6	37,1	257,7	74,4	37,3	29,2	21,9	162,7	74,4	37,3	46,8	24,9	183,3
5 Total	171,0	60,0	5 528,0	694,1	6 453,1	2 033,7	1 151,5	726,1	457,0	4 368,4	2 047,3	1 156,3	1 167,6	512,4	4 883,7
6 Petite et moyenne puissance															
7 Tarifs G et à forfait	93,0	29,6	812,3	194,0	1 128,9	431,6	207,6	107,4	98,0	844,6	439,0	209,9	172,3	113,5	934,8
8 Tarif G9	3,1	0,4	76,5	9,8	89,8	34,3	18,0	10,2	3,7	66,2	34,5	18,0	16,3	4,5	73,4
9 Tarif M	42,6	13,1	938,7	151,4	1 145,8	793,3	364,7	125,0	56,8	1 339,7	796,7	365,7	199,9	68,9	1 431,2
10 Tarifs d'éclairage public et Sent.	1,2	0,2	51,7	3,5	56,6	16,4	7,2	6,7	2,0	32,3	16,5	7,2	10,9	2,2	36,8
11 Tarif BT	-	-	-	159,8	159,8	-	-	-	42,6	42,6	-	-	-	55,4	55,4
12 Total	139,9	43,4	1 879,2	518,5	2 580,9	1 275,5	597,4	249,4	203,2	2 325,4	1 286,6	600,9	399,4	244,6	2 531,5
13 Grande puissance															
14 Tarif L	-	-	194,2	140,2	334,4	1 202,8	475,3	25,8	47,5	1 751,4	1 202,8	475,3	41,3	58,7	1 778,1
15 Tarif H	-	-	0,6	0,0	0,7	0,2	0,2	0,1	0,1	0,6	0,2	0,2	0,1	0,1	0,7
16 Tarifs LD et LP	-	-	0,0	0,4	0,4	1,5	-	0,0	1,0	2,5	1,5	-	0,0	1,1	2,5
17 Contrats spéciaux	-	-	-	76,3	76,3	538,5	263,0	-	12,2	813,7	538,5	263,0	-	18,3	819,8
18 Total	-	-	194,9	216,9	411,8	1 743,0	738,4	25,9	60,9	2 568,2	1 743,0	738,4	41,5	78,2	2 601,1
19 Total	310,9	103,3	7 602,1	1 429,5	9 445,8	5 052,2	2 487,4	1 001,4	721,1	9 262,0	5 077,0	2 495,6	1 608,5	835,2	10 016,3
20 Référence :						Tableau 1 Colonne 2				Tableau 1 Colonne 4					Tableau 1 Colonne 5

(1) Les fonctions des réseaux autonomes sont intégrées à celles du réseau relié (tableaux 6, 7 et 33).

(2) Le coût du service du Distributeur s'obtient en multipliant la base de tarification par le taux applicable au coût du capital et en additionnant le coût de prestation.

24. Référence(s) : HQD-12, Doc. 1 PROPOSITION CONCERNANT LES
TARIFS D'ÉLECTRICITÉ ET LEUR APPLICATION

Préambule 24.1:

(p. 26) “Pour que le client ait intérêt à consommer de l'électricité en pointe, il faudrait que le prix du mazout soit supérieur à 1,40 \$/litre. Pour une année à température normale, le tarif DT devrait procurer aux clients une économie de l'ordre de 5 à 15 % par rapport au tarif D, en fonction de leurs efforts au niveau de la gestion de leur consommation.”

Demande(s) :

24.1. Mettez à jour vos chiffres d'économies considérant les coûts du mazout et les coûts d'entretien actuels ?

Réponse:

Compte tenu du prix moyen du mazout à l'hiver 2005-2006 de 71 ¢/litre, l'économie au tarif DT pour une maison unifamiliale moyenne s'élèverait à 11 %, ce qui est parfaitement en ligne avec l'ordre de grandeur mentionné en preuve.

Préambule 24.2:

“Plus le prix de la 2^e tranche augmentera, plus le client sera enclin à réduire sa consommation.”

24.2. Prouvez que cette affirmation se vérifie pour les besoins de chauffage de l'eau et de l'espace, de même prouver que les hausses du prix de la première tranche d'énergie n'affectent pas la consommation des usages de base ?

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question 23.e.1 de l'ACEF dans R-3579-2005, HQD-14, document 2.

**Voir également la réponse du Distributeur à la question 58a de
Option consommateurs (HQD-16, Document 7).**

Préambule 24.3:

(p. 31) TABLEAU 10 COÛTS ÉVITÉS PAR USAGE POUR CLIENTÈLE TARIF D
(En ¢ / kWh)

24.3. Justifiez la hausse importante des coûts marginaux du tableau relativement
aux coûts marginaux des années précédentes.

Réponse:

**Le coût de la fourniture-transport passe de 6,5 ¢/kWh
(R-3584-2005) à 8,3 ¢/kWh, ce qui explique en grande partie
l'accroissement des coûts évités par usage au tarif D. Par
ailleurs, tel que mentionné à HQD-15, document 1, annexe A,
page 13, le coût du transport de la charge locale passe de
16,2 \$/kW-an (R-3520-2003) à 35,5 \$/kW-an, ce qui équivaut à
environ 10 % du coût évité total pour l'usage du chauffage des
locaux au tarif D.**

Préambule 24.4 :

(p. 43) "Dans le contexte d'approvisionnement actuel où l'écart de coût
pointe/hors pointe est minime "

24.4. Quel est la valeur de cet écart et sa justification ? parle-t-on ici de pointe
d'hiver seulement ?

Réponse:

**Voir la réponse du Distributeur à la question 55.2 de la Régie
(HQD-16, document 1).**

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF***

24.5. Pour les tarifs domestiques et généraux fournir les tableaux sur le nombre total de clients, avec les revenus et quantités consommés pour les clientèles entières.

Réponse:

Voir HQD-12, document 5.

Préambule 24.6 :

(p. 44 et plus) 3.2 Tarifs généraux

24.6. Pour les Tarifs généraux fournir le nombre de clients recevant des crédits pour alimentation en moyenne et haute tension, avec la valeur des crédits accordés ? Pouvez-vous nous fournir une estimation précise des coûts évités pour HQD par les clients alimentés en moyenne et haute tension ?

Réponse:

TABLEAU R-24.6

	Crédit (¢/kWh)	Nombre d'abonnements				Total
		G	M	L	G9	
5 à 15 kV	0,546	48	414	33	8	503
15 à 50 kV	0,873	42	584	118	55	799
50 à 80 kV	1,938	-	6	16	-	22
80 à 170 kV	2,379	-	5	58	1	64
170 kV et plus	3,189	-	-	11	-	11
Total		90	1 009	236	64	1 399

Dans sa requête R-3492-2002 – Phase 3, HQD-2, document 3, le Distributeur a présenté une comparaison des crédits d'alimentation en vigueur et des coûts évités. Cette analyse a montré un faible écart entre les crédits applicables et les crédits cibles ce qui a mené le Distributeur à n'apporter « aucun ajustement aux crédits au 31 décembre 2003 mais plutôt de suivre l'évolution de leurs coûts dans le futur » (page 12).

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

Depuis avril 2005, les hausses tarifaires sont différenciées par composante et les hausses appliquées aux crédits d'alimentation sont alignées sur celles des primes de puissance des tarifs M et L étant donné que les clientèles de moyenne et haute tensions comprennent essentiellement des abonnements aux tarifs M et L.

Préambule 24.7 :

(p. 60) 3.2.3.3 *Anticipation des conversions pour les prochains hivers*

Le Distributeur réitère que sa proposition qui traduit cette orientation permet de corriger le signal de prix sur une période de long terme tout en respectant les principes de stabilité, de continuité et de simplicité tarifaire. Cette approche permet :

- d'éviter une trop grande dispersion des impacts tarifaires qu'occasionneraient des hausses toutes en énergie et ce, année après année ;
- de tenir compte de l'évolution des coûts de la fourniture tout en assurant une certaine stabilité tarifaire au client ;
- d'anticiper un renversement de tendance des coûts d'approvisionnement et du prix des énergies concurrentes.

24.7. Expliciter le dernier élément ? Est-ce que vous prévoyez un renversement du prix des énergies concurrentes ?

Réponse:

Une correction du signal de prix de façon graduelle permet plus facilement d'adapter les tarifs à des renversements de tendance et donc de se repositionner, au besoin, en évitant des impacts en dents de scie pour la clientèle et en lui permettant de s'adapter progressivement aux modifications de tarifs. De plus, il est important d'éviter l'introduction de changements structurels pour répondre à des situations conjoncturelles.

En ce qui concerne le prix des énergies concurrentes, le Distributeur constate que les prix des combustibles n'ont pas poursuivi leur progression. Le Distributeur présente à la pièce HQD-2, document 1, pages 12 à 15 sa prévision du prix des combustibles.

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF***

25. Référence(s) : HQD-12, Document 2 MODALITÉS DE FACTURATION APPLICABLES LORS D'AJUSTEMENTS DES TARIFS

Préambule 25.1:

(p. 5) “Il est important de souligner que la règle du prorata ne procure aucun revenu additionnel au Distributeur. Il ne s'agit que d'une modalité de facturation qui permet au Distributeur de récupérer le revenu additionnel requis reconnu par la Régie et pas plus.”

(p. 15) L'écart par rapport au revenu requis n'est pas symétrique entre le premier scénario et le second tout simplement parce que la distribution de la consommation n'est pas symétrique avant et après le 1^{er} avril. Globalement encore une fois, le Distributeur obtiendra les mêmes revenus globaux grâce à un jeu d'intrafinancement entre les clients.

5 CONCLUSION “• Il est clair que la règle du prorata ne procure aucun revenu au-delà des revenus requis autorisés. Le calcul de la hausse découle des revenus additionnels requis autorisés en tenant compte de chiffres issus du système de facturation en place au moment de la décision ;”

Demande(s) :

25.1. Les prévisions de vente et de revenu en HQD-12 doc. 5, sur lesquelles s'appuient le revenu requis et la hausse tarifaire, ne tiennent-elles pas compte du caractère saisonnier de la demande, notamment pour les clients résidentiels, donc les prévisions de demande ne sont pas uniformes entre les mois de février et mai, contrairement à la mécanique de facturation applicable lors d'ajustements de tarifs ?

Réponse:

Les revenus prévus pour l'année témoin sont basés sur les revenus de facturation de l'année précédente qui incluent les effets de la règle du prorata.

Préambule 25.2:

3 IMPACTS DE LA RÈGLE DU PRORATA “Pour une année à température moyenne, en tenant compte d'un ajustement tarifaire générique de 1 %, le Distributeur évalue à 0,6 M\$₃ (3 Appliqué à la hausse du 1^{er} avril 2006, le montant correspondant est de 3 M\$) l'impact global de la règle du prorata pour les clientèles domestique et d'affaires.

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF***

25.2. Il y a donc dans ce cas un impact favorable à HQD et défavorable à la clientèle ?

Réponse:

Le Distributeur a soumis en preuve que cet écart était pris en compte dans la prévision des revenus.

26. Référence(s) : HQD-13, Doc. 1 ACTIONS COMMERCIALES
DESTINÉES À LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU

Préambule 26.1:

(p. 5) 1. CONTEXTE “Depuis 1993, le Distributeur ne procède plus à l’interruption de service en période hivernale, auprès des clients résidentiels dont le système de chauffage de la résidence principale requiert l’électricité, pour des raisons de non-paiement de leur facture “.

Demande(s) :

26.1. Est-ce volontairement ou par obligation légale ou par exigence de l’actionnaire ?

Réponse:

En 1993, le Distributeur a volontairement adopté une directive interne visant à suspendre les interruptions de service lors de la période hivernale. Dans sa demande R-3439-2000 déposée à la Régie concernant les conditions de fourniture d’électricité par Hydro-Québec, le Distributeur a proposé de transformer cette directive en obligation légale, ce qui a été approuvé par la Régie le 10 février 2003 (D-2003-23).

Préambule 26.2 :

p. 12) TABLEAU 2.3 : DÉPENSE ANNUELLE MOYENNE EN ÉLECTRICITÉ ET PART DES REVENUS CONSACRÉE À LA DÉPENSE EN ÉLECTRICITÉ PAR DÉCILE DE REVENUS

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF**

26.2. Pour chacun des déciles indiquez nous : le pourcentage de locataires, la taille moyenne du ménage et le % de déclarants (ménages déclarant payer directement leur facture d'électricité).

Réponse:

Les dépenses annuelles fournies par Statistique Canada concernent uniquement les ménages qui paient leur facture d'électricité. Les dépenses annuelles moyennes seraient grandement inférieures si tous les ménages étaient inclus. Par ailleurs, le Distributeur ne détient pas d'information sur le pourcentage de locataires et la taille moyenne du ménage en fonction du décile du revenu du ménage.

Préambule 26.3:

(p. 16) 3.1. Programmes en efficacité énergétique

“En 2007, les programmes en économie d'énergie du PGEÉ visant les ménages à faible revenu généreront un impact énergétique de 25,1 GWh, soit 8 % des économies d'énergie prévues pour l'ensemble du marché résidentiel, pour lesquels le Distributeur aura investi 19,1 M\$, soit 18 % des investissements totaux du marché résidentiel.”

26.3. Parle-t-on ici des coûts totaux assumés par HQD et les clients résidentiels ? Expliquer l'écart entre la part des dépenses (18%) et la part des économies (8%) ?

Réponse:

Les coûts totaux dont il est question ici sont ceux que le Distributeur a prévu accorder, à lui seul, au marché résidentiel ; ils excluent donc les investissements des clients.

L'écart entre le pourcentage associé aux investissements et celui associé aux économies d'énergie est attribuable au fait que le Distributeur accorde une aide financière nettement plus importante lorsqu'il s'agit de ménages à faible revenu. En effet, l'aide offerte à ce segment de marché :

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

- couvre un plus grand nombre de mesures (par exemple, les équipements installés dans le programme *Budget modeste de l'AEÉ*) ;
- vise à couvrir 100 % des surcoûts (et même 100 % des coûts totaux dans le cas de certains équipements comme les thermostats électroniques et les équipements installés dans le programme *Budget modeste de l'AEÉ*), ce qui n'est pas le cas pour le reste du marché résidentiel.

Cela signifie que les économies d'énergie réalisées dans le segment de marché des ménages à faible revenu coûtent plus cher au Distributeur (puisqu'il en assume une plus grande proportion des coûts) que celles réalisées dans le reste du marché résidentiel.

Préambule 26.4:

(p. 19) TABLEAU 3.1 : RÉSULTATS DES PROGRAMMES D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE

26.4. Définir précisément ce que vous entendez par : “MBM = ménage à budget modeste”

Réponse:

L'expression « ménages à budget modeste » est utilisée par l'Agence de l'efficacité énergétique. Voir la note au bas de la page 7 de 39 de HQD-13, document 1.

Préambule 26.5:

(p. 20) CAMPAGNE « AVANT DE LOUER »

26.5. La campagne est-elle effectivement arrêtée ?

Réponse:

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

Tel que mentionné à la page 20 de 39 de HQD-13, document 1, la campagne de promotion du service « Avant de louer » a été exécutée de 1993 à 2004 inclusivement. Le feuillet d'information et l'affiche n'ont pas été diffusés en 2005 et 2006. Cependant, le service est toujours disponible et mentionné tout au long de l'année dans le menu de la réponse vocale interactive du Service à la clientèle au 1-800-énergie : « Pour obtenir de l'aide dans l'établissement du budget d'électricité de votre futur logement, faites le 6 ».

Préambule 26.6:

(p. 20) 3.3. Services de recouvrement

26.6. Fournissez-nous les caractéristiques socio-économiques des clients en retard de paiement et qui subissent des coupures de services. Combien y a-t-il de coupures de services en 2006 et 2005 ?

Réponse:

En général, le Distributeur ne connaît pas les caractéristiques socio-économiques de ses clients. C'est seulement lors d'expérience ou de projet pilote que ces données sont colligées et analysées tout en protégeant l'identité des individus. Le Distributeur ne possède pas les caractéristiques socio-économiques des clients qui subissent des interruptions.

Cependant, des 17 832 abonnés qui ont subi au moins une interruption de service en 2006, 2 949 (16 %) d'entre eux avait convenu antérieurement d'une entente de type « faible revenu ». Cette donnée n'est pas exhaustive, elle dépend de la volonté du client de faire état de sa situation économique. Par ailleurs, le Distributeur estime que 40 % des clients en recouvrement lourd feraient partie de ménages à faible revenu.

En 2005, le Distributeur a procédé à 16 454 interruptions de service pour sa clientèle résidentielle. Jusqu'au 30 septembre 2006, le Distributeur a effectué 18 848 interruptions de service.

Malgré une légère hausse, le nombre d'interruptions demeure relativement stable depuis 2002.

Préambule 26.7:

(p. 26) “Un peu plus de 200 ententes ont été convenues au 29 juin 2006 sur le potentiel identifié de 12 000. Le produit étant en phase d'implantation graduelle, il est prématuré d'émettre un constat sur le succès de ces ententes. Toutefois, il est prévu qu'environ 2 500 à 3 000 clients ne respecteront pas ces ententes ultimes au cours des prochaines années.”

26.7. Qu'entend faire précisément HQD pour cette clientèle incapable de respecter les ententes ? Quelle responsabilité HQD considère qu'elle a à assumer à leur égard ? Quelles sont selon vous les causes à la base de cette incapacité ?

Réponse:

Les causes à la base de cette incapacité ont été documentées lors de l'étude SEPA (Étude SEPA, expérience MART : analyse et rapport d'évaluation, décembre 2004). En plus d'une situation économique précaire, ces ménages vivent en moyenne deux problèmes psychosociaux significatifs (voir la page 15 de 39 de HQD-13, document 1), ce qui déborde du cadre des capacités et de la responsabilité du Distributeur.

Pour l'instant, le Distributeur est à la recherche de solutions pour les clients ne respectant pas ces ententes, notamment en collaboration avec les groupes du milieu ayant participé à l'étude SEPA.

Préambule 26.8 :

(p. 30) “Les acteurs externes invités à ce groupe de travail comprendraient possiblement des représentants d'associations de consommateurs, du milieu du logement social, des domaines gouvernemental et paragouvernemental.”

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

26.8. HQD a-t-elle eut un engagement ferme des acteurs gouvernementaux à s'impliquer à ce comité et à participer à l'application de solutions concrètes ?

Réponse:

La rencontre de constitution du groupe de travail aura lieu cet automne avec pour objectif de définir le mandat, sa portée et sa composition et ce, en concertation avec les intervenants du milieu. Les intervenants invités à cette première rencontre sont :

- **Coalition des associations de consommateurs du Québec**
- **Équiterre**
- **Greenpeace**
- **Option consommateurs**
- **Union des consommateurs**

La participation gouvernementale n'est pas exclue, mais pour l'instant, aucun représentant gouvernemental n'a été invité à se joindre au groupe de travail.

Préambule 26.9 :

(p. 38) Budget intégré au budget des services de recouvrement : 50% de respect des ententes, rentabilité accrue.

26.9. Quels éléments sont pris en compte par HQD pour évaluer la rentabilité ?

Réponse:

Essentiellement, il s'agit des encaissements générés par ce type d'ententes ainsi que des coûts opérationnels et de la dépense de mauvaises créances du segment visé.

Préambule 26.10 :

(p. 39) Ententes de paiements personnalisés : pour les clients à faible revenu en recouvrement, ne pouvant payer une entente CFR

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF***

26.10. Oblige-t-on les clients à signer d'abord une entente CFR ou si lorsque le revenu est trop faible on passe directement à une entente de paiements personnalisée ?

Réponse:

Les ententes de paiement personnalisées sont actuellement en phase d'implantation : le processus définitif n'est donc pas encore complètement en application. Suite à l'implantation générale de ce service, lorsque la situation du client le justifiera, ce dernier aura accès directement à ce type d'entente de paiement.

Entre temps, une partie des clients en difficulté de paiement doit convenir d'une entente de paiement CFR et c'est lors de l'échec à celle-ci que le client a accès à une entente de paiement personnalisée.

À noter que l'accès à une entente de paiement personnalisée n'est pas seulement fonction du faible revenu mais tient compte également de l'ensemble de la situation du ménage de laquelle découle sa difficulté de paiement (voir la réponse du Distributeur à la question 26.7).

À noter aussi que les clients n'ont pas à « signer » pour convenir d'une entente CFR, l'accord se fait par téléphone.

27. Référence(s) : HQD-14, Document 2 IMPACT TARIFAIRE SUR CINQ ANS DES INVESTISSEMENTS PRÉVUS

Préambule:

“(p. 11) L'analyse présentée dans cette pièce se limite aux impacts causés par la mise en service des différents projets d'investissements sur le revenu requis du Distributeur. Pour les catégories R3 et R4, elle ne prend pas en compte les effets directs et indirects de ces investissements sur les autres composantes du coût de service telles les revenus, les charges d'exploitation et les gains d'efficacité.”

Demande(s) :

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

27.1. Comment tenir compte de ces facteurs ?

Réponse:

La méthodologie de calcul se limite à l'impact net des investissements sur les revenus requis du Distributeur.

Les projets des catégories R3 et R4 font toujours l'objet d'analyses économiques et financières à la marge d'une situation de base. Ces analyses tiennent compte de l'ensemble des autres éléments qu'apportent les projets (réduction des charges d'exploitation s'il y a lieu, augmentation des revenus). Une fois ces projets adoptés, l'ensemble des paramètres du projet se retrouvent dans les revenus requis du Distributeur.

27.2. Qu'advient-il des résultats si l'on tient compte des autres facteurs énumérés ?

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question 27.1.

27.3. À quel rythme croît le coût (prix) des investissements dans votre modèle ?

Réponse:

Le modèle de calcul prend en compte les mises en services découlant des investissements du Distributeur pour les cinq prochaines années. Le tableau 10 de la page 24, HQD-14, document 1, présente les investissements prévus du Distributeur pour la période 2007 à 2011. Le taux de croissance annuel moyen des investissements du Distributeur pour cette période est de 4,4 %.

27.4. si le coût (prix) des investissements augmente plus vite que prévu quels sera l'impact tarifaire ?

Réponse:

La question est purement hypothétique puisque l'exercice de planification des investissements est reconduit à chaque année par le Distributeur.

Toutefois, à titre d'indication, toute hausse des investissements se traduit par une augmentation des montants de mises en service. Selon la nature des investissements, les impacts nets sont différents: En effet, tel que présenté dans le document cité en référence, tant que la hausse des investissements de la catégorie R1 n'entraîne pas un niveau de mise en service supérieur au niveau des amortissements, il n'y a pas d'impact net sur les tarifs. De même, si la hausse des investissements de la catégorie R2 entraîne un niveau de revenu suffisant, il n'y a pas d'impact additionnel sur les tarifs.

Compte tenu que les mises en service des investissements des catégories R3 et R4, sont considérées comme des ajouts nets à la base de tarification, la hausse des investissements dans ces catégories entraîne une hausse de l'impact tarifaire.

28. Référence(s) : HQD-14, Doc.1 DEMANDE D'AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2007 (p. 11)

Demande(s) :

28.1. Observe-t-on sur un certain nombre d'années, un taux de panne plus élevé dans le réseau aérien que dans le réseau souterrain ?

Réponse:

Le taux de pannes 1999-2005 s'élève à environ 13 pannes par 100 km sur le réseau aérien alors qu'il est d'environ 11 pannes par 100 km sur le réseau souterrain.

29. Référence(s) : (p. 12) Graphique 1

Demande(s) :

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF***

29.1. Considérant la stabilisation du IC de 2000 à 2004, peut-on considérer les Inv. en prérennité et continuité de service comme étant suffisant, voire optimal ?

Réponse:

La nouvelle méthode de normalisation fait ressortir certains signes de détérioration de l'IC surtout en incluant 2005, détérioration qui n'était pas perceptible avec la méthode de redressement. En plus de contribuer à l'IC normalisé, les investissements en maintien des actifs doivent couvrir les besoins aléatoires issus des pannes majeures qui ont atteint en 2005 un niveau inégalé depuis 1998.

Les taux de renouvellement antérieurs ont entraîné la performance observée de 2000-2004 en considérant l'état du réseau de cette période. Selon l'étendue du réseau, il faudra graduellement retrouver un taux de renouvellement moyen adéquat.

29.2. Quel est le niveau d'IC optimal visé par HQD ?

Réponse:

Le Distributeur vise un niveau de continuité de service régulièrement inférieur à 120 minutes à l'horizon du plan stratégique 2006-2010.

30. Référence(s) : (p. 22) *“Migration majeure SAP*

Préambule :

Une migration majeure de la solution SAP est prévue en 2008-2009. Cette migration, évaluée à environ 42 M\$, vise à assurer la pérennité de la solution informatique pour les services à la clientèle. “

30.1. Expliquer plus en détail ?

Réponse:

La migration majeure de la solution SAP vise à mettre à niveau les versions des progiciels SAP (patrimoine SAP R/3, IS-U, CRM, BW, portail, etc.) pour assurer le maintien de la qualité des services (fin de support SAP). Ces produits supportent plusieurs processus du Distributeur dont les services à la clientèle.

Sur une base régulière, les fournisseurs de progiciels rendent disponibles des versions améliorées de leurs produits. Disposant déjà depuis plusieurs années d'un patrimoine SAP R/3, Hydro-Québec possède une certaine expérience de l'évolution de ces produits. Ainsi, Hydro-Québec estime que des migrations de produits doivent être prévues et planifiées en moyenne à tous les 4 à 5 ans, ce qui a d'ailleurs été confirmé par le fournisseur. La transposition de l'ancienne version des progiciels à la nouvelle version requiert la main-d'œuvre et le matériel additionnels pour réaliser le développement et les tests nécessaires, en parallèle des systèmes en exploitation.

30.2. Est-ce en lien avec l'implantation de SIC ?

Réponse:

La migration doit tenir compte des modules SAP implantés dans le cadre du projet SIC quoique ce projet ne soit pas le déclencheur de cette migration.

31. Référence(s) : HQD-14, Document 1 Annexe 1 ANNEXE 1
MÉTHODOLOGIE POUR ÉVALUER LES BESOINS D'INVESTISSEMENTS
EN PÉRENNITÉ DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION (p. 12-15)

Demande(s) :

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF***

31.1. Comment précisément ont été estimés les % de contribution à la pérennité des investissements en croissance, en amélioration de la qualité et en respect des exigences ?

Réponse:

Pour la croissance, les pourcentages de contribution sont évalués à partir de la nature des travaux réalisés dans les projets d'alimentation de clients.

Pour les projets d'amélioration de la qualité, seuls ont été considérés les investissements reliés au programme de renforcement du réseau pour lequel certains types de travaux nécessitent de remplacer des équipements existants afin de rendre le réseau plus robuste. Les autres types d'investissements de cette catégorie, tel le programme d'automatisation du réseau, n'ont pas été considérés dans l'évaluation.

Pour les projets en respect des exigences, seuls les projets d'enfouissement (100 %) et de déplacement du réseau (80 %) ont été considérés.

32. Référence(s) : (p. 27) 3.1.3 *Scénarios de renouvellement*

Préambule :

“En attendant des démonstrations plus exhaustives “
(p. 41) Des analyses plus exhaustives sur les durées de vie des composants électriques souterrains devront être réalisées, tout particulièrement sur les câbles et jonctions moyenne tension, pour préciser les investissements requis.

Demande(s) :

32.1. À quelles démonstrations/analyses vous référez et quand seront produites ces démonstrations ?

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question 61.1 de la Régie (HQD-16, document 1).

33. Référence(s) : (p. 39) 3.3.2 Comparaison avec l'industrie

Préambule :

“Les analyses du Distributeur pour les données 2003 et 2004 montrent qu'il ne semble pas exister de corrélation pour une année donnée entre le taux de pérennité et les défaillances d'équipement ou la continuité de service.”

Demande(s) :

33.1. Considérez-vous que l'industrie investit trop peu en pérennité et que cela met en péril la fiabilité des réseaux électriques en Amérique du Nord ?

Réponse:

Les résultats du balisage ne permettent pas de juger si les entreprises participantes investissent trop ou pas assez en pérennité ni d'établir un lien de cause à effet entre les investissements en pérennité et la fiabilité des réseaux électriques.

33.2. Si oui pourquoi ce sous-investissement ?

Réponse:

Comme mentionné à la question 33.1, le Distributeur n'est pas en mesure de porter un jugement.

33.3. À votre connaissance existent-ils d'autres entreprises qui ont proposé l'approche défendue par HQD pour établir les niveaux souhaitables d'investissements en pérennité et quels ont été la réponse des agences réglementaires ?

Réponse:

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

Dans ses activités de balisage, le Distributeur constate que plusieurs entreprises sont préoccupées par le vieillissement de leur réseau électrique. Elles ont entrepris des démarches afin de mieux maîtriser leur niveau de connaissance sur l'âge et l'état de leurs actifs et ainsi être en mesure d'évaluer les taux de renouvellement. En ce qui concerne l'approche utilisée et défendue en comité technique par le Distributeur, celui-ci considère que c'est l'approche la plus appropriée compte tenu de son contexte.

34. Référence(s) : (p. 51)

Demande(s) :

34.1. Montrez l'impact tarifaire à LT qu'aurait la proposition d'augmenter dès 2007 les Inv. en pérennité de 188 M\$/an actuellement à 302 M\$ jusqu'à 431 M\$/an.

Réponse:

La demande dépasse le cadre du présent dossier tarifaire qui porte uniquement sur 2007.

Par ailleurs, l'impact tarifaire des investissements prévus est présenté à la pièce HQD-14, document 2.

34.2. Est-ce que cela permettra de réduire les autres types d'investissements ?

Réponse:

L'augmentation des investissements en pérennité n'aura pas d'impact sur les autres types d'investissement. Les investissements en croissance sont directement reliés à l'ajout de nouveaux clients et au prolongement du réseau. Les investissements en amélioration de la qualité sont reliés à des projets pour améliorer la fiabilité du réseau et se caractérisent généralement par l'ajout d'équipements qui améliorent l'exploitation du réseau. Les investissements en respect des

exigences sont quant à eux des projets initiés à la demande de tiers ou reliés à des projets d'enfouissement.

35. Référence(s) : HQD-15, Doc. 1 PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE BUDGET 2007 PREUVE (p. 16) 3.4. Engagements financiers 3.4.1. *Marché résidentiel*

Demande(s) :

35.1. Pourquoi a t'on si peu de dépenses réalisés au 30 avril 2006, soit 2,5 M\$, sur un budget visé de 61 M\$ alors qu'il nous apparaît rentable de réduire la demande résidentielle dès la saison d'hiver ?

Réponse:

Le 2,5 M\$ ne représente pas des dépenses mais des demandes reçues pour lesquelles l'appui financier n'a pas encore été versé.

36. Référence(s) : (p. 18)

Préambule :

Le Distributeur ne peut, à ce stade-ci, déposer devant la Régie une demande de budget additionnel compte tenu des décalages possibles de quelques mois d'un certain nombre de projets. S'il y a lieu, il précisera au cours de l'automne ses besoins excédentaires.

Demande(s) :

36.1. HQD peut-elle préciser ses intentions à cet égard ?

Réponse:

Voir la réponse du Distributeur à la question 79.1 de la Régie (HQD-16, document 1).

37. Référence(s) : (p. 35) *Volet social*

Préambule :

“Le Distributeur vise à intégrer ces mesures au programme à l'automne 2006.”

Demande(s) :

37.1. Quel investissement prévoit HQD pour ce volet en 2007 ?

Réponse:

Le Distributeur a prévu, à l'intérieur de la prévision budgétaire de 3,5 M\$ associée au volet social du programme *Rénovation énergétique pour les ménages à faible revenu* pour 2007, près de 1 M\$ pour de l'aide financière appuyant les mesures dites de rénovation (enveloppe thermique et récupération de chaleur dans la ventilation mécanique).

38. Référence(s) : (p. 60) “Taux de participation

Préambule :

Le taux de participation des clients du marché grandes entreprises est de 49 % pour l'ensemble des programmes. Les taux de participation ont augmenté depuis la dernière demande budgétaire soit de 25 % à 30 % pour PADIGE, de 33 % à 40 % pour PIIGE et de 10 % à 47 % pour PIBGE, implanté en avril 2005. “

Demande(s) :

38.1. Pourquoi les taux individuels de participation sont-ils tous inférieurs au taux moyen ?

Réponse:

Les taux individuels de participation par programme sont inférieurs au taux moyen car les clients industriels du marché grandes entreprises peuvent participer à plus d'un programme. Les clients industriels du marché grandes entreprises peuvent participer aux trois programmes suivants : *PIIGE, PADIGE* et

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF**

PAMUGE. Le programme **PIBGE** s'adresse aux clients commerciaux et institutionnels du marché grandes entreprises. Un client industriel peut donc participer à un, deux ou trois des programmes à son choix. À titre d'exemple, un client peut avoir réalisé une analyse énergétique à l'intérieur du programme **PADIGE** sans avoir réalisé de projet d'initiative à l'intérieur du programme **PIIGE**.

Il est donc normal que le taux de participation de l'ensemble des programmes du marché grandes entreprises (« taux moyen ») soit plus élevé que le taux de chacun des programmes pris individuellement car il tient compte des clients ayant participé à chacun des programmes.

38.2. Quels sont les taux de participation aux programmes résidentiels ?

Réponse:

Les taux de participation aux programmes résidentiels sont présentés au tableau suivant. Ces taux sont calculés par rapport aux marchés cibles visés par chacun des programmes au-delà de l'implantation naturelle existante. Ils excluent les participants qui ont adopté les mesures suite aux activités de sensibilisation du Distributeur, sans bénéficier de l'aide financière offerte par les programmes.

Tableau R-38.2

Programme/Volet	Taux de participation	Années
Diagnostic résidentiel	20%	2003-2005
Novoclimat		
Volet unifamiliales	3%	2003-2005
Volet logement privé et sociaux	3%	2004-2005
ÉnerGuide		
Volet général	13%	2003-2005
Budget modeste		
Volet 1 - Visite	3%	2004-2005
Volet 2 - Installation de thermostats	1%	2004-2005
Mieux consommer résidentiel		
Volet Thermostats - marché existant	13%	2004-2005
Volet Thermostats - nouvelle construction	29%	2004-2005
Volet Minuteriers de piscine	8%	2004-2005

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF***

39. Référence(s) : HQD-15, Doc. 1, Annexe B ANNEXE B RAPPORT DU COMITÉ DE TRAVAIL – DIAGNOSTIC RÉSIDENTIEL

Préambule :

Nous souhaitons obtenir des statistiques de consommation et de dépenses d'électricité, tirées du diagnostic résidentiel (selon la taille des ménages, selon le revenu des ménages, selon le statut de locataire ou propriétaire, ainsi qu'un tableau croisé selon le revenu et la taille du ménage).

Demande(s) :

39.1. Si ces statistiques ne sont pas actuellement disponibles quand le seront-elles ?

Réponse:

Dans HQD-15, document 1, annexe B, page 9, le Distributeur présente les principales caractéristiques des participants au *Diagnostic - résidentiel* en 2005. À cela, le Distributeur peut ajouter les statistiques de consommation suivantes :

Tableau R-39.1

Type de répondants	Consommation moyenne * (en kWh/an)
Propriétaires	20 677
Locataires	11 493
TOTAL	18 658

* Ensemble des clients TAE et non TAE, en date du 31 juillet 2006.

40. Référence(s) : HQD-15, Document 1, Annexe C ANNEXE C BILAN DU PROJET PILOTE : ÉNERGUIDE VOLET III "Recommandation

Préambule :

Par conséquent, l'Agence de l'efficacité énergétique recommande :

- De ne pas donner suite au présent projet sous sa forme actuelle;

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF***

- De procéder, en s'appuyant sur les expériences étrangères, à l'élaboration d'un nouveau projet de rénovation éconoergétique qui viendra bonifier le programme des ménages à budget modeste. Celui-ci sera inclus au premier plan d'ensemble prévu dans la Stratégie énergétique du Québec au printemps 2007. Ce projet, développé en collaboration avec les distributeurs d'énergie, les partenaires gouvernementaux et ceux du milieu, devra viser à réduire la consommation d'énergie à l'aide de travaux énergétiques touchant l'enveloppe du bâtiment tout en démontrant une période de récupération des investissements inférieure à 10 ans. “

Demande(s) :

- 40.1.** Existe-t-il dans le monde des programmes s'adressant aux clientèles à faible revenu qui satisfont à ces exigences de rentabilité et de temps de récupération ?

Réponse:

Le Distributeur ne dispose pas d'études à ce sujet.

- 40.2.** Peut-on penser avoir les mêmes critères de rentabilité à l'égard de la clientèle à faible revenu et réaliser un tel programme sans une aide substantielle des gouvernements et d'H.Q. ?

Réponse:

Les critères de rentabilité économique des programmes reconnus par la Régie sont le test du coût total en ressources (CTR) et le test du client participant (TP). Sur la base de ces critères, la rentabilité des programmes pour la clientèle à faible revenu est documentée à la page 20 de 24 de HQD-15, document 1, annexe A.

Par ailleurs, l'appui financier du Distributeur proposé dans le cadre du programme *Rénovation énergétique pour les ménages à faible revenu* (section 5.1.3.3. de HQD-15, document 1, page 34 de 72) est établi sur la base des surcoûts associés à l'ajout de mesures d'efficacité énergétique pour les travaux de rénovation et non sur la base des coûts totaux des travaux de rénovation.

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

41. Référence(s) : HQD-15, Document 2 PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE SUIVI DE LA DÉCISION D-2006-56 (p. 11)

Demande(s) :

41.1. Y a-t-il là des programmes d'ÉE ciblant les ménages à faible revenu dans les réseaux autonomes ?

Réponse:

Aucun programme d'économie d'énergie spécifique aux réseaux autonomes ne cible les ménages à faible revenu.

L'approche globale en réseaux autonomes est plus personnalisée que celle du réseau intégré. Ainsi en réseaux autonomes, le programme *Interventions personnalisées* remplace le programme *Budget modeste de l'AEÉ*, et il est offert à tous les clients.

Par ailleurs, les autres programmes du Distributeur ciblant les ménages à faible revenu sont disponibles en réseaux autonomes lorsqu'ils sont applicables.

(p. 18 et autres)

41.2. L'évaluation des économies réalisées est-elle purement théorique ? ou s'il y a vérification des économies réelles par des mesures réelles avant et après application des mesures d'ÉE ?

Réponse:

Selon la compréhension du Distributeur, la question porte sur les économies d'énergie dans le cadre du projet pilote avec l'APQ mentionnées à la ligne 6 de la page 18 de 38 de HQD-15, document 2.

L'impact énergétique de 600 000 kWh associé au projet pilote avec l'APQ est un estimé basé sur le taux réel d'implantation de mesures d'économie d'énergie, et les gains énergétiques estimés qui sont associés à ces mesures. Ces gains ont été déterminés

dans le cadre des travaux du groupe de travail sur le potentiel technico-économique d'économies d'énergie (voir la section 3 de HQD-3, document 1, R-3584-2005).

42. Référence(s) : HQD-3 doc. 1 : Balisage et efficience

Demande(s) :

42.1. Quelle appréciation fait HQD de la fiabilité des résultats des différents indicateurs de PA Consulting et de la valeur des comparaisons au niveau des indicateurs individuels et des résultats d'ensemble ?

Réponse:

Le Distributeur a tenu aux printemps 2005 et 2006 une série de rencontres techniques sur le balisage avec les représentants de la Régie et des intervenants des dossiers R-3579-2005 et R-3610-2006. Lors de la rencontre No 1 du 20 avril 2005, il a spécifiquement été question des limites et contraintes liées au balisage. Lors d'autres rencontres, les résultats de balisage d'une portion des activités assumées par le Distributeur ont été présentés à la lumière des différents éléments de contexte et des limites particulières de chaque exercice de balisage.

Rappelons qu'il y a toujours une part d'imprécision dans les données qui sont comparées:

- les ajustements nécessaires sur les données entre les systèmes de gestion des entreprises participantes et le modèle de balisage proposé ;
- les méthodes comptables différentes d'une entreprise à l'autre (critères de capitalisation, calcul des frais généraux, déversements de coûts, etc.) ;
- l'absence de contrôle sur les données fournies par les autres participants :

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

- l'exercice repose sur la bonne foi des participants – il n'y a pas d'audit sur la validité des données fournies par chacun.

Le contexte d'affaires aussi influence l'appréciation des résultats. En effet, les responsabilités différentes assumées par les entreprises vis-à-vis de leurs clientèles, l'environnement légal, les caractéristiques géographiques et climatiques des territoires desservis, ainsi que les méthodes de collecte de données d'exploitation de réseau sont autant de facteurs à prendre en considération dans l'interprétation des résultats.

Considérant ces limites et contraintes, le principal intérêt des exercices de balisage réside davantage dans les possibilités d'identifier des pratiques d'affaires susceptibles d'améliorer la performance des entreprises qui les adoptent que sur le classement observé pour un indicateur donné.

42.2. HQD a-t-elle des cibles d'amélioration relativement aux indicateurs de PA consulting, ou si elle se sert des résultats que comme unique moyen d'évaluation et de comparaison de sa performance ?

Réponse:

Le Distributeur n'a pas de cible d'amélioration relativement aux indicateurs de PA Consulting et ne prévoit pas en préciser dans l'avenir. Les indicateurs peuvent changer de définition dans le temps, les participants au balisage peuvent changer. De plus, les indicateurs de PA Consulting sont calculés en \$ U.S. et les données du Distributeur sont transposées dans cette monnaie à l'aide du taux de change annuel moyen qui est susceptible de varier significativement d'une année à l'autre. Il serait alors difficile d'établir des cibles sur plusieurs années qui soient cohérentes.

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

43. Référence(s) : (P.15) 1.2.5 Le rangement en fonction de la sécurité au travail
1.2.5 Le rangement en fonction de la sécurité au travail

Préambule 43.1 :

Le rangement d'Hydro-Québec Distribution dans le quatrième quartile est surtout attribuable à un contexte réglementaire différent aux États-Unis.

Demande(s) :

43.1. Expliquer l'affirmation ? le contexte est-il plus contraignant aux USA (en regard des primes en santé sécurité au travail par ex. ou du système de santé privé) ?

Réponse:

Les régimes d'indemnisation varient selon les juridictions et peuvent influencer le comportement des travailleurs. Au Québec, l'indemnisation est de 90 % du salaire net jusqu'à un maximum de 56 000 \$ (2005). À Hydro-Québec, une victime d'accident de travail reçoit 100 % de son revenu net sans maximum assurable. L'entreprise assume la différence entre les régimes d'indemnisation et le salaire réel du travailleur. Généralement, les régimes d'indemnisation compensent la perte de revenu de 80 % à 90 % et se limitent à un certain maximum assurable. Le fait que le salaire ne soit pas complètement garanti peut avoir un effet modérateur pour les travailleurs des autres entreprises.

Par ailleurs, l'application de l'assignation temporaire à un travail léger au Québec est de l'autorité du médecin traitant de la victime de l'accident. Généralement, dans les autres provinces canadiennes et aux États-Unis, c'est le médecin de l'entreprise qui détermine si le travailleur peut être assigné à un travail léger. Compte tenu que celui-ci connaît mieux les tâches à réaliser, cela favorise la conservation du lien avec le travail. Lorsque l'assignation à un travail léger est réalisée immédiatement, l'événement n'est pas considéré comme un accident avec perte de temps, donc cela améliore le taux de fréquence des accidents avec perte de temps.

Préambule 43.2 :

Original : 2006-10-16

*HQD-16, Document 2
Page 77 de 81*

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

En matière de productivité, on note que pour 62 % des entreprises balisées les employés confirment leur présence à leur arrivée sur les lieux de travail. À Hydro-Québec Distribution, les équipes le font habituellement lors des cas de pannes.

43.2. Quel % des arrivées et possiblement des départs sont-ils confirmés et comptabilisés ? Quel % le système REAAO permettra-t-il d'atteindre ?

Réponse:

Sauf quelques exceptions, l'équipe qui arrive sur les lieux d'une panne se rapporte au Centre d'exploitation de distribution (C.E.D.) afin de permettre une exploitation sécuritaire du réseau. L'heure à laquelle se rapporte l'équipe est consignée dans le journal des activités au C.E.D. En principe, le système REAAO, dont l'objectif principal est de permettre une meilleure gestion des équipes, contiendra, entre autres, cette information pour l'ensemble des interventions sur le réseau.

43.3. Considérant les coûts importants des réseaux autonomes n'y aurait-il pas lieu d'établir quelques indicateurs de coût de services globaux pour ceux-ci ?

Réponse:

Les activités en réseau autonome couvrent la production, le transport, la distribution et les services à la clientèle. La production, essentiellement à partir de combustibles fossiles, explique la très grande majorité des coûts globaux en réseaux autonomes, et du déficit en découlant. L'application aux réseaux autonomes des mêmes pratiques d'affaires que celles sur les réseaux intégrés mène à des coûts unitaires du même ordre de grandeur pour les activités de distribution et services à la clientèle.

44. Référence(s) : (p. 28) 3.3 Actions de court terme

Demande(s) :

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF*

44.1. Quel est le nombre de clients résidentiels payant sur facture en mode de versements égaux et quel % paie par paiements préautorisés (la facture devient alors un reçu).

Réponse:

En 2005, environ 1,3 million d'abonnés résidentiels se prévalaient du mode de paiement par versements égaux et, parmi ceux-ci, 383 000 acquittaient leur facture par paiement pré autorisé.

44.2. Est-ce que ce changement modifiera les conditions de paiement actuellement en vigueur ? Le client pourra faire suivre deux paiements à la fois, dont un daté du mois suivant ?

Réponse:

Les conditions de paiement demeureront les mêmes. Le client pourra effectivement continuer à faire parvenir des paiements pré autorisés pour une période de 6 mois.

Préambule 44.3 :

Une autre mesure concerne la modification du format des cartes auto relève. L'objectif vise à remplacer l'adresse de retour par un numéro de téléphone (1-800 sans frais ?) et une adresse courriel. Le Distributeur compte mettre en place cette nouvelle modalité dès 2006. Ces deux mesures produiront des gains récurrents de l'ordre de 2 M\$ à partir de 2008.

44.3. L'économie de 2 M\$ équivaut à quel % des dépenses ?

Réponse:

L'économie de 2 M\$ représente un peu moins de 0,5 % des charges d'exploitation nettes (CEN) du processus Services à la clientèle dont la prévision pour l'année 2007 est évaluée à 417 M\$.

45. Référence(s) : (p. 29)

Préambule 45.1 :

“En ce qui concerne les travaux réalisés sur le réseau souterrain, le Distributeur compte obtenir des gains d'efficacité pour une valeur de 10 M\$ en 2007 par rapport au budget de 2005, ce qui représente 4,5 % du coût de l'activité.”

Demande(s) :

45.1. Il s'agit bien ici de gains récurrents ?

Réponse:

Ces gains sont récurrents. Toutefois, les budgets pour les travaux sur les réseaux souterrains sont annuellement revus à la lumière des besoins d'affaires.

Préambule 45.2 :

“Pour l'ingénierie de projet et le traitement des demandes de service, une dizaine de mesures d'efficacité sont mises en place ou le seront bientôt pour générer à des gains de l'ordre de 2 M\$ en 2007 par rapport à la situation de 2005. Ces mesures essentiellement administratives, visent à améliorer différents processus de travail.”

45.2. L'économie de 2 M\$ équivaut à quel % des dépenses ?

Réponse:

L'économie est de l'ordre de 2,5 % des dépenses d'ingénierie et services.

Préambule 45.3 :

Dans le cas de la conduite du réseau de distribution, plusieurs actions ont déjà commencé à produire des résultats en 2006 et seront pleinement implantées en 2007 pour atteindre des gains de l'ordre de l'ordre de 1 M\$ (en % ???) par rapport à la situation de 2005.

45.3. L'économie de 1 M\$ équivaut à quel % des dépenses ?

Réponse:

L'économie est de l'ordre de 2 % des dépenses associées aux activités de la conduite du réseau.