

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

**Référence : HQD-1 doc. 1 : CONTEXTE, OBJECTIFS ET ORIENTATIONS DE LA
DEMANDE TARIFAIRE**

(p. 5) « En effet, la Régie est à même de constater que la qualité du service du Distributeur s'améliore en même temps que son efficacité, comme l'illustrent ses principaux indicateurs. »

(page 10) « et ce, conjointement à une amélioration globale de la qualité de service du Distributeur (voir section 1.2 de la pièce HQD-7, Document 2), notamment en ce qui a trait au délai moyen de réponse téléphonique »

D.1 Y-a-t-il des aspects de la qualité de service qui ne sont pas améliorés, si oui indiquez-nous pourquoi ? Fournissez-nous le classement des différentes attentes des clients résidentiels et l'évolution des degrés de satisfaction associés à chaque attente de 2009 et 2010.

Réponse :

Le Distributeur fait état de la qualité du service au tableau 2 de la page 10 de la pièce HQD-7, document 2. Dans ce tableau, tous les indicateurs présentent une amélioration en 2010 ou en 2009 à l'exception d'un seul, l'indice de satisfaction des clients Grandes entreprises. Ce dernier témoigne d'un niveau de performance que le Distributeur estime satisfaisant.

Le tableau R-D.1 présente les attentes des clients résidentiels classées selon l'importance qu'ils accordent à chacune d'elles ainsi que leur satisfaction à l'égard de celles-ci.

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
 de l'ACEF DE QUÉBEC**
TABLEAU R-1
Attentes – Clientèle résidentielle

		Satisfaction		
		Import. 2010	année 2009	semestre 10-1
1	S'assurer que les installations d'Hydro-Québec soient sécuritaires	9,39	7,7	7,8
2	Réparer les pannes rapidement	9,35	7,8	7,8
3	Traiter tous les clients de manière juste et équitable	9,31	7,2	7,2
4	Traiter les clients avec respect et comprendre leurs besoins	9,31	7,3	7,3
5	S'assurer qu'on ne manquera pas d'électricité dans l'avenir	9,22	7,8	7,9
6	Respecter la propriété des clients lors des travaux	9,13	7,6	7,7
7	Utiliser des moyens fiables pour mesurer la consommation d'électricité chez les clients	9,10	7,5	7,5
8	Offrir des services dans la langue du client	9,07	8,2	8,2
9	Répondre au téléphone rapidement, efficacement et avec courtoisie	9,02	7,3	7,3
10	Se préoccuper de l'environnement dans les projets et activités	8,99	7,1	7,0
11	Offrir des tarifs bas	8,99	6,1	6,2
12	Aviser à l'avance des interruptions planifiées	8,96	7,4	7,4
13	S'assurer qu'il n'y ait pas de panne	8,93	7,9	8,0
14	Avoir un plan d'urgence et informer le public sur les façons de se préparer	8,90	7,2	7,2
15	Régler les demandes rapidement et assurer le suivi	8,90	7,2	7,3
16	Envoyer des factures exactes, basées sur la consommation réelle	8,87	7,5	7,5
17	Informé rapidement et correctement en cas de pannes	8,84	7,3	7,4
18	Se préoccuper des effets des champs électriques et magnétiques sur la santé	8,81	6,5	6,6
19	Aider au développement économique du Québec	8,76	7,9	7,8
20	Offrir des programmes et rabais pour l'économie d'énergie	8,75	7,3	7,4
21	Ne pas imposer de frais pour ouvert./modif. de dossier ou demande d'alimentation	8,74	6,4	6,5
22	Offrir des conseils et des informations pour favoriser les économies d'énergie	8,67	7,8	7,7
23	Respecter les délais annoncés lors d'interruptions planifiées	8,65	7,6	7,6
24	Avoir plus de transparence dans la gestion	8,64	6,0	5,9
25	Faire de la prévention/ sensibilisation sur sécurité et dangers de l'électricité	8,58	7,8	7,8
26	Fournir de l'aide, des conseils et des modes alternatifs d'alimentation lors de pannes prolongées	8,54	7,1	7,1
27	Faire de la recherche pour développer et utiliser de nouvelles sources d'énergie (éolienne)	8,48	6,9	6,9
28	Aider à comprendre la consommation d'électricité	8,47	7,3	7,3
29	Aider à comprendre la facture	8,44	7,4	7,6
30	Améliorer l'organisation et la gestion	8,41	7,0	6,8
31	Améliorer les pratiques d'émondage (élagage)	8,32	7,6	7,7
32	Aider au développement économique des régions	8,30	7,2	7,3
33	Informé sur la prévention des dommages aux appareils électriques causés par les pannes et variations de tension	8,30	7,1	7,1
34	Informé la population sur l'utilisation qui est faite des sommes perçues	8,26	6,1	6,1
35	Être plus humain et flexible avec les clients en difficulté de paiement	8,21	7,0	7,0
36	Offrir des modalités de paiement	8,17	8,1	8,2
37	Réduire les variations de tension	8,06	8,1	8,1
38	Participer à la recherche et développement d'accessoires ou produits électriques	7,98	7,4	7,5
39	Favoriser l'utilisation d'Internet pour l'obtention d'information et de services	7,92	8,0	8,1
40	Offrir des tarifs variables selon la demande d'électricité (heure et/ou température)	7,90	7,1	7,2
41	Offrir la possibilité aux clients de produire de l'électricité pour leurs besoins (autoproduction)	7,75	6,6	6,6
42	Accréditer des fournisseurs de services et certifier des produits	7,75	7,3	7,3
43	Enfouir les fils électriques	7,62	7,1	7,2
44	Contribuer à la vie sociale et communautaire (commandites, dons)	7,34	7,1	7,1
46	Exporter de l'électricité ¹	7,16	71%	74%
47	Améliorer l'image (opinion) à l'égard d'Hydro-Québec	7,13	7,5	7,5

¹ La donnée de satisfaction de cette attente correspond au pourcentage de la population en accord avec l'exportation d'électricité.

(p. 6) « Par les investissements prévus et le maintien des tarifs à leur niveau actuel, le Distributeur contribuera à soutenir les clientèles plus particulièrement affectées par la conjoncture économique. »

D.2 : Quelles sont les clientèles visées par la conjoncture économique ? Cette clientèle se limite-t-elle à la clientèle en recouvrement ? Quels sont les efforts faits par HQD pour aider justement les clientèles en recouvrement, spécialement celle touchée par la conjoncture économique ?

Réponse :

La clientèle visée par le Distributeur dans cet énoncé est celle à faible revenu. Voir à cet égard la page 13 de la pièce HQD-1, document 1.

Voir également la réponse à la question 32.

(p. 7-8) **Les coûts d'approvisionnements et de transport**

Les coûts d'approvisionnements 2011 totalisent 4 981 M\$, soit un montant supérieur de 367 M\$ à celui reconnu par la Régie pour l'année 2010. Cette hausse représente 90 % de la hausse du coût du service. En incluant la facture de transport, qui passe d'un montant autorisé de 2 633 M\$ à 2 660 M\$, soit une hausse de 27 M\$, l'augmentation combinée de ces deux composantes des revenus requis couvre 97 % de la hausse du coût du service du Distributeur.

Les divers outils mis en place par le Distributeur afin d'optimiser ses coûts d'approvisionnements en situation de surplus importants dégagent en 2011 des économies estimées à environ 70 M\$ pour sa clientèle. Parmi ces outils figurent la suspension de la production d'électricité à la centrale de TransCanada Énergie à Bécancour (économie estimée à 48,6 M\$ (1 Voir la pièce HQD-1, document 1 du dossier R-3734-2010, page 11, tableau 4.) ainsi que la conclusion d'une transaction de nature financière avec le Producteur concernant les quantités d'énergie non différée (économie estimée à 21 M\$)

D. 3 : Rappelez-nous sur quelles bases vous évaluez que la suspension de la production de la centrale de TCE vous fait économiser 46,8 M\$, considérant les coûts fixes importants associés au contrat de TCE ? Donnez-nous en détail comment est calculée l'économie de 21 M\$ grâce à la transaction de nature financière avec HQP ?

Réponse :

Voir la pièce HQD-1, document 1 du dossier R-3734-2010, section 4.3.

Concernant l'économie de 21 M\$ attribuable à la transaction de ventes avec le Producteur, voir la réponse à la question 24.4 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

(page 8) « En effet, en dépit d'une hausse des coûts associés aux activités spécifiques de 9 M\$ (8,3 %) résultant notamment d'une augmentation de 12 M\$ du coût de retraite, le Distributeur rehausse la cible d'efficacité liée aux actions de gestion courante de 1,25 % à 2 % générant ainsi une réduction des charges d'exploitation de 22 M\$ en 2011. Par conséquent, la hausse des activités de base du Distributeur est limitée à 15 M\$ (1,2 %). Depuis 2007, les actions de gestion courante auront généré, à la fin de 2011, des économies cumulatives de 86 M\$.)

D.4 : Indiquez-nous qui a décidé et comment fut décidé de hausser la cible d'efficacité ? Sans les départs à la retraite cette hausse serait-elle possible ? Pour ce qui est des coûts d'investissements est-ce que vous présenterez une cible spécifique d'économie comme le fait HQT ?

Réponse :

Ces décisions sont prises par le comité de gestion du Distributeur. Ce comité est composé du président de la division et de ses relevants.

La hausse de la cible d'efficacité découle des efforts entrepris en matière d'amélioration de performance opérationnelle. Tel que mentionné à l'annexe 3 de la pièce HQD-7, document 3, les départs à la retraite touchant les activités liées aux services à la clientèle représentent une opportunité d'affaires pour réaliser des gains d'efficacité se matérialisant par le non comblement de personnel nouvellement retraité.

Le Distributeur ne compte pas présenter de cible d'économie relative à ses investissements. Il souligne toutefois que sa démarche de planification intégrée vise l'optimisation de l'ensemble de ses investissements.

(page 8) « Aujourd'hui encore, l'état des comptes à recevoir du Distributeur demeure grandement affecté par la détérioration du contexte économique débutée en fin 2008. Plus particulièrement, cette situation se traduit par des retards de paiement des clients résultant en un vieillissement marqué des comptes à recevoir. En ce sens, il devient nécessaire de rehausser encore en 2011 la charge de mauvaises créances. Grâce à ses stratégies d'intervention pour les clientèles résidentielles, commerciales et d'affaires, le Distributeur est à même de proposer un rehaussement ponctuel de la charge de mauvaises créances de 21 M\$ en 2011, soit une réduction de 7,3 M\$ par rapport au montant autorisé en 2010 »

D.5 : Fournissez-nous le détail du calcul justifiant le rehaussement ponctuel de la charge de mauvaises créances, en différenciant la composante récurrente de la composante ponctuelle ou conjoncturelle. Indiquez-nous comment vous faites pour établir la

composante récurrente des mauvaises créances. Indiquez-nous quelles mesures vous appliquez pour limiter de manière proactive les pertes pour mauvaises créances. Donnez-nous de 2009 à 2011 le nombre de comptes en souffrance, les montants totaux en souffrance et le nombre de coupures de services, en séparant les clientèles résidentielles de celles d'affaires.

Réponse :

Le tableau suivant présente les composantes de la dépense de mauvaises créances pour 2011 de 77,3 M\$.

**TABLEAU R-5-A
MAUVAISES CRÉANCES (M\$)**

	Autorisé 2010 D- 2010-022	Année témoin 2011	Écart
Enveloppe de base	46,4	55,2	8,80
Éléments spécifiques	36,6	22,1	(14,5)
Stratégie pour clientèle à faible revenu	7,5	-	(7,5)
Subtilisation d'énergie	0,8	1,1	0,3
Rehaussement de la dépense de mauvaise créances	28,3	21,0	(7,3)
Mauvaises créances totales	83,0	77,3	(5,7)

Enveloppe de base (Composante récurrente) :

La prévision de base de la dépense de mauvaises créances n'est pas établie sur l'analyse des comptes à recevoir mais sur le chiffre d'affaires du Distributeur. Cette prévision correspond à un pourcentage des ventes d'électricité prévues et est établie à 45,6 M\$ pour 2011, soit un montant comparable à celui autorisé pour 2010. S'ajoute ensuite à ce calcul la dépense de mauvaises créances attribuables aux ménages à faible revenu de 9,6 M\$ (afin de tenir compte de l'élément spécifique reclassé vers les activités de base).

Mesures de gestion limitant les pertes pour mauvaises créances :

Le Distributeur poursuit en 2010 et 2011 les mesures de gestion annoncées en 2009 pour contrôler le vieillissement des comptes à recevoir. Ces mesures consistent entre autres, à :

- cibler les activités de recouvrement auprès des clients qui ne respectent pas les ententes de paiement ou qui ont un solde élevé, par des mesures telles que rappels aux clients et avis d'interruption de service, tout en respectant la capacité de paiement des clients à faible revenu ;

- effectuer de manière proactive des campagnes d'appels auprès des clients qui ont des soldes peu élevés, afin de prévenir le vieillissement des comptes ;
- effectuer un suivi spécifique des secteurs économiques et des entreprises pour la clientèle Commerciale/Affaires.

Interruptions de service :

Le tableau suivant présente le nombre d'interruptions de service.

**TABLEAU R-5-B
NOMBRE D'INTERRUPTIONS DE SERVICE**

	31-12-2009	31-08-2010
Résidentiel	19 515	24 139
Commercial & Affaires	2 227	2 096
Total	21 742	26 235

Le Distributeur prévoit effectuer en 2010 plus de 30 000 interruptions de service. En 2011, il effectuera les interruptions de service jugées appropriées selon les circonstances observées.

Autres éléments questionnés :

Voir la réponse à la question 31.1 de la Régie, à la pièce HQD-13, document 1 pour les réponses aux autres questions.

(page 9) « À la fin de 2011, Hydro-Québec aura mis en oeuvre des pistes concrètes de réduction des frais corporatifs, correspondant aux frais de nature administrative au sens de la Loi 100, qui généreront des réductions récurrentes de l'ordre de 9 M\$. Ces pistes se traduisent pour le Distributeur, dont la part est évaluée à 31 %, en une réduction de 2,8 M\$, des frais corporatifs en 2011. Ainsi, l'impact de ces mesures incluant l'effet de ces modifications sur les coûts associés au service de transport pour la charge locale, représente une baisse de 8 M\$ sur les revenus requis de 2011 comparativement à ce qui aurait autrement été prévu. »

D. 6 : Indiquez-nous exactement quels sont la liste des services qui sont visés par « les frais corporatifs » ? Considérant que le Transporteur évalue à 2,6 M\$ l'économie en 2011 sur les frais corporatifs en 2011 (R-3738-2010, HQT-1 doc. 1, page 10) indiquez-nous comment vous faites pour arriver à la baisse de 8 M\$ occasionnée par la réduction des frais corporatifs due à la Loi 100 ?

Réponse :

La liste des services visés par les frais corporatifs est présentée en réponse à la question 43.2 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

Le calcul de la baisse de 8 M\$ se détaille ainsi : baisse provenant des services de transport (3 M\$), réduction des salaires et bonis du Distributeur (2 M\$), réduction des frais corporatifs du Distributeur (3 M\$).

(page 10) **TABLEAU 3 INDICATEURS D'EFFICIENCE PRIVILÉGIÉS PAR LE DISTRIBUTEUR**

D. 7 : Indiquez-nous quel est l'impact sur la croissance moyenne des indicateurs des facteurs suivants, pour les trois périodes pour lesquelles vous fournissez un taux de croissance moyen :

- a) Le taux de rendement sur la base de tarification
- b) Les changements de méthode comptable
- c) Les modifications dans le partage de responsabilité entre HQD, les services partagés et les services corporatifs.

Réponse :

a- Le taux de rendement sur la base de tarification :

Le taux de rendement sur la base de tarification n'est pas un intrant dans le calcul des indicateurs (voir HQD-7, document 2, Annexe A)

b- Les changements de méthode comptable :

Tel que mentionné dans la pièce HQD-7, document 2, page 5, les indicateurs d'efficience touchés par le changement de méthode d'amortissement sont les suivants :

- Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement (indicateurs #1, 5 et 7)
- Coût total Distribution et SALC (\$) par kWh normalisé (indicateurs #2)
- Immobilisations en exploitation nettes (IEN) (\$) par abonnement (indicateur #4)

Les impacts du changement de méthode d'amortissement sur le coût total Distribution et SALC ont été évalués à environ 104 M\$ en 2010 et 90 M\$ pour 2011 (estimation effectuée en 2009).

Le tableau suivant présente les indicateurs d'efficacité #1, 2 et 4 redressés de l'impact du changement de méthode d'amortissement des actifs. Les données ne sont pas disponibles pour les indicateurs Coût total pour le processus Distribution (#7) et Coût total pour le processus SALC (#5).

Description	Exercices terminés le 31 décembre				Croissance annuelle moyenne		Croissance annuelle
	Années historiques		D-2010-022	Année témoin	2002-2011	2007-2011	2010-2011
	2002	2007	2010	2011			
Indicateurs globaux du Distributeur							
1 - Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement							
Selon demande R-3740-2010	525	547	591	571	0,9%	1,1%	-3,3%
Excluant l'impact du changement de méthode comptable	525	547	565	549	0,5%	0,1%	-2,7%
2 - Coût total Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé							
Selon demande R-3740-2010	1,19	1,23	1,42	1,35	1,4%	2,3%	-5,0%
Excluant l'impact du changement de méthode comptable	1,19	1,23	1,36	1,30	1,0%	1,3%	-4,5%
4 - IEN (\$) par abonnement							
Selon demande R-3740-2010	2 130	2 072	2 183	2 169	0,2%	1,1%	-0,6%
Excluant l'impact du changement de méthode comptable	2 130	2 072	2 157	2 147	0,1%	0,9%	-0,5%

c- Les modifications dans le partage de responsabilités entre le Distributeur, les services partagés et les services corporatifs :

Ces modifications n'ont pas d'impact sur les indicateurs d'efficacité. (Voir la pièce HQD-1, document 4, page 5)

(page 10) « Ces dernières années ont été consacrées à l'implantation du nouveau système d'information clientèle (SIC). Le Distributeur s'applique maintenant à optimiser l'organisation du travail de ses activités de services à la clientèle. Cette optimisation vise notamment la centralisation de la planification et du suivi des opérations des sites du centre de contacts, permettant des gains estimés à 150 équivalent temps complet (ETC) pour la période 2010-2011... Le Distributeur poursuit également le développement de ses libres-services par le biais de son programme PAS (Programme d'Accès au Service). Ainsi, le développement de son module lié aux emménagements et déménagements permet de libérer 13 ETC additionnels en 2010, qui s'ajoutent aux 21 ETC déjà obtenus en 2009 (dont 10,2 sont imputés au projet SIC). »

D.8 : Justifiez en détail le chiffre de 150 ETC et indiquez si cela aura un impact sur la qualité de service tel le délai moyen de réponse ? Sinon comment HQD s'assure du maintien des indicateurs de qualité de service ?

Qu'entend-on par libres-services et programmes PAS ? Cela remplace-t-il le service personnalisé direct avec des agents d'H.Q. ? Quel est le niveau de satisfaction de la clientèle face à de tels services ?

Réponse :

Les 150 ETC correspondent essentiellement à des postes occupés par des représentants Services à la clientèle. L'engagement du Distributeur envers la qualité du service à la clientèle est exposé à la pièce HQD-7, document 2, page 7, lignes 11 à 13. Voir aussi la réponse à la question 4.2 d'Option Consommateur à la pièce HQD-13, document 7.

Le maintien de la qualité du service s'inscrit dans la gestion courante des activités du Distributeur.

C'est par le biais du programme PAS (Programme d'accessibilité au service) que le Distributeur définit et assure le développement des libres-services offerts aux clients.

Les libres-services agissent en complément aux services offerts aux clients. S'il le désire, le client peut toujours traiter directement avec un représentant, même pour des demandes qui peuvent être entièrement traitées par le biais des libres-services.

Le niveau de satisfaction de la clientèle envers les libres-services n'est pas mesuré de façon spécifique.

(page 11) « Le Distributeur poursuit également la réalisation de projets majeurs, notamment le programme d'automatisation du réseau et le projet CATVAR. Concernant ce dernier, une demande d'autorisation spécifique sera déposée à la Régie d'ici la fin de l'année 2010. Ce projet, d'environ 150 M\$, vise à améliorer la performance énergétique du réseau de distribution par une gestion optimale de la tension. Il s'étalera de 2010 à 2015 et génèrera des économies d'énergie de près de 2 TWh contribuant ainsi à l'atteinte de la cible de 11 TWh d'économies d'énergie à l'horizon 2015 » (HQD-2 doc. 1, page 17) « • Gains d'énergie découlant de l'abaissement des consignes de tension des postes satellites : Impact de 138 GWh en 2010 et de 182 GWh en 2011. »

D. 9 : Quel est le lien entre le projet CATVAR et l'abaissement des consignes de tension des postes satellites ?

Indiquez-nous si le 2 TWh est l'économie annuelle visée pour 2015 et précisez-nous comment vous avez évalué cette économie ? Cette économie se répartit de quelle façon entre le volume patrimonial et les approvisionnements postpatrimoniaux ? Cette économie d'énergie avait-elle été prise en compte dans le passé dans les économies du PGEÉ ? Si cette évaluation d'économie est nouvelle, indiquez-nous si cela vient réduire les objectifs d'économie d'énergie des clientèles régulières d'HQD à l'horizon 2015 relativement aux objectifs du PGEÉ visés dans l'année passée.

Réponse :

Une erreur s'est glissée dans le libellé du texte, qui aurait dû être « Gains d'énergie découlant du projet CATVAR ». L'abaissement des consignes de tension des postes satellites fait partie du projet CATVAR.

Le projet CATVAR sera déployé graduellement sur le réseau de 2010 à 2015 et l'économie d'énergie résultante progressera au rythme du déploiement du projet, pour atteindre en 2015 des économies d'énergie annuelle de 2 TWh. Les détails sur l'évaluation de cette économie dépassent le cadre du présent dossier : ils seront présentés dans la demande d'autorisation du projet, qui sera soumise à la Régie avant la fin de 2010.

Le projet CATVAR permet de réduire la demande du Distributeur. Il n'y a aucun lien avec une quelconque répartition patrimoniale et post-patrimoniale, qui est une notion qui relève de l'approvisionnement.

Le projet CATVAR n'est pas un programme commercial et ne fait pas partie du PGEÉ. Il s'agit d'une intervention sur le réseau qui permet une réduction de la consommation énergétique des clients. Il contribue à l'atteinte de la cible de 11 TWh en 2015 en ajoutant ses économies à celles découlant des programmes du PGEÉ, et non en les remplaçant.

(aussi HQD-7 doc. 2, page 16) « Le projet LAD est une source importante d'efficience, notamment à l'égard des activités de relève des compteurs et du recouvrement (plus spécifiquement sur la fonctionnalité débranchement / branchement à distance) »

D. 10 : Est-ce que le branchement/rebranchement à distance pourra se faire pour toutes les clientèles ? Cela fera-t-il baisser les coûts de branchement/rebranchement ? Est-ce à dire qu'un agent d'HQD ne se présentera plus chez le client, pour dûment l'informer de la coupure de service et de la possibilité de régler sa dette ou de prendre une entente de paiement avant d'être coupé ?

Réponse :

Le projet LAD fera l'objet d'une demande d'autorisation spécifique auprès de la Régie en 2012. La question des branchements et débranchements à distance y sera alors abordée.

(page 13) « 5. CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU

Le Distributeur réitère son engagement envers la clientèle à faible revenu. Au total, 27,7 M\$ sont prévus en 2011 pour répondre aux besoins spécifiques de cette clientèle. Ainsi, les charges d'exploitation incluent une somme de 12,4 M\$ (3 Voir HQD-7, document 1, annexe A, tableau 3) afin de réaliser les divers projets inscrits à sa stratégie visant la clientèle à faible revenu. Du côté de l'efficacité énergétique, un budget de 15,3 M\$ sera consacré aux ménages à faible revenu, dont 7 M\$ seront dédiés à la nouvelle initiative de remplacement de réfrigérateurs lancée en 2010. »

(pages 17 et 18) Objectifs corporatifs

D. 11 : l'indice de satisfaction de la clientèle regroupe quelles clientèles ? Cet indice est-il une moyenne pondérée des indices calculés mensuellement ou selon une autre fréquence ? Pourquoi les indices de satisfaction clientèles, cible et idéal, sont-ils abaissés en 2010, par rapport à 2009 ?

Le bénéfice net réglementaire est établi en utilisant des références pour certaines dépenses (charges de retraite, taxes, frais financiers et frais corporatifs), ces dépenses correspondent-elles aux dépenses prévues dans les causes tarifaires ou aux dépenses autorisées par la Régie de l'énergie ?

En 2010 les indices de satisfaction contacts résidentiel et processus alimenter sont-ils calculés à partir des enquêtes sur les attentes des clientèles ? Si oui indiquez-nous la fréquence annuelle de ce genre d'enquête ? Sinon dites-nous comment sont mesurés ces indices de satisfaction ? Pourquoi l'indice de satisfaction contacts commercial a-t-il le même poids que pour l'indice contact résidentiel, alors que le nombre d'appels du résidentiel est plus important ?

Réponse :

L'indice de satisfaction de la clientèle (ISC) regroupe les clientèles résidentielle, grands comptes et affaires autres. L'ISC est une moyenne de la satisfaction vis-à-vis l'ensemble des attentes, pondérées par l'importance accordée à chacune d'elles par les clients. À chaque trimestre, un ISC est calculé pour chaque clientèle et l'ISC global est calculé en pondérant l'ISC de chaque clientèle par le produit des ventes correspondantes.

L'indice de satisfaction 2009 incluait la satisfaction de la clientèle Grandes Entreprises qui est plus élevée que la satisfaction des autres clientèles. L'objectif 2010 a été ajusté pour tenir compte de la modification de l'indicateur qui exclut maintenant la clientèle Grandes Entreprises.

Les indices de satisfaction Contacts (IS Contacts) sont basés sur les résultats d'un sondage réalisé auprès des clients ayant contacté Hydro-Québec. Il s'agit d'une moyenne de la satisfaction à l'égard de la rapidité d'accès, de la qualité de la relation et du règlement de la demande. Si le nombre d'appels des clients commerciaux est moins

élevé que le nombre d'appels des clients résidentiels, leurs demandes sont souvent plus complexes; ce qui explique que les deux indices de satisfaction aient le même poids.

L'indice de satisfaction en regard du processus Alimenter est basé sur les résultats d'un sondage mené auprès des clients suite à certaines demandes de raccordement complexes. Le sondage mesure la satisfaction à l'égard de l'ensemble du processus, à partir de la demande jusqu'à la réalisation des travaux.

Par ailleurs, pour les fins du bénéfice net réglementaire, les dépenses correspondent essentiellement aux données autorisées par la Régie.

-Référence : HQD-1, Doc. 4 PROCESSUS BUDGÉTAIRE STRUCTURE DU DISTRIBUTEUR ET BASE D'ÉTABLISSEMENT DES REVENUS REQUIS

(p. 4) 2 AJUSTEMENTS ORGANISATIONNELS et Tableau 1, page 5

D. 12 : Indiquez pour 2009, 2010 et 2011, le budget et le nombre d'ETC associées aux activités transférées en 2009 et 2010.

Pour 2010 et 2011 indiquez-nous quel facteur de gain de productivité est appliqué à ces dépenses.

Pourquoi ne pas avoir reclasser les données autorisées pour 2010 (D-2010-022) ?

Prouvez-nous que le transfert de ces activités n'implique aucunement une perte de contrôleur des activités stratégiques et ne réduit pas l'indépendance de fonctionnement de la division distribution.

Réponse :

Les informations disponibles quant au budget et au nombre d'ETC associées aux activités transférées sont présentées à la pièce HQD-1, document 4. Les données autorisées pour 2010 ont été reclassées pour chacune des rubriques touchées (voir les colonnes « D-2010-022 ajustée » des tableaux présentés aux pièces HQD-7, document 3, HQD-7, document 4 et HQD-7, document 5).

Le Distributeur poursuit ses efforts en matière d'amélioration de sa performance opérationnelle. Les ajustements organisationnels font partie des moyens utilisés. À titre d'exemple, le transfert d'activités à la vice-présidence Ressources humaines vise un fonctionnement plus intégré et plus fluide, de même qu'une optimisation des services. Le Distributeur n'anticipe aucun gain d'efficience l'année où le transfert d'activités est effectué. Des gains sont toutefois attendus les années subséquentes. Ces gains sont captés par le biais de gains d'efficience découlant des actions de gestion courante.

L'achat de services auprès de fournisseurs internes ne réduit pas l'indépendance de fonctionnement du Distributeur puisque les services font annuellement l'objet d'ententes spécifiant les produits ou services à fournir, les conditions ainsi que les niveaux de performance requis.

-Référence : HQD-2, Document 1 PRINCIPAUX PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES

D. 12 : Est-ce les sources indiquées au tableau de la page 3, produisent elles-mêmes les données où si elles les empruntent de différentes sources économiques au Canada ? Si ces données sont empruntées indiquez nous la source ultime pour chaque paramètre.

Réponse :

Le tableau suivant présente les sources des données économiques et financières réelles et prévisionnelles présentées à la page 3 de la pièce HQD-2, document 1.

TABEAU R-12
SOURCES DES DONNÉES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES

	<i>Réel</i>	<i>Prévision</i>
Taux d'inflation au Canada	Statistique Canada	Banque du Canada
PIB du Québec	Institut de la statistique du Québec et Conference Board of Canada	Hydro-Québec Distribution
Taux de change	Banque du Canada	Contrôleur HQ
Mises en chantier	SCHL	Hydro-Québec Distribution
Prix de l'aluminium Midwest américain	Platts Metals Week	Contrôleur HQ
Prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta	EnerData	Prix à terme NYMEX
Prix du pétrole brut West Texas Intermediate	Energy Information Administration	Prix à terme NYMEX
Taux moyen de la dette; taux de rendement sur l'avoir propre; taux de rendement sur la base de tarification; taux moyen du coût du capital	Groupe Finances Hydro-Québec	Groupe Finances Hydro-Québec

prospectif; frais d'emprunt capitalisé		
Taxe sur le capital	Gouv. du Québec	Gouv. du Québec
Taxe sur les services publics	Gouv. du Québec	Gouv. du Québec
Hausses tarifaires	Régie de l'énergie	Hydro-Québec Distribution

-Référence : HQD-2, Document 2 PRÉVISION DES VENTES

(p. 6) « Volumes d'achats du client Rio Tinto Alcan, découlant d'une très faible hydraulité sur son réseau, plus importants en 2010 qu'en 2011. »

(p. 8) « • Au tarif L, les fermetures importantes, principalement dans le secteur des pâtes et papiers, sont couvertes à ce jour par la provision de -2 550 GWh prise dans la prévision du dossier tarifaire R-3708-2009. L'écart positif de 823 GWh découle en bonne partie des ventes supplémentaires au client Rio Tinto Alcan en raison de la faible hydraulité observée cette année.

• Aux contrats spéciaux, écart positif de 2 313 GWh qui découle en bonne partie des ventes supplémentaires au client Rio Tinto Alcan en raison de la faible hydraulité observée cette année. »

D. 13 : Indiquez-nous la puissance et l'énergie achetée par Rio Tinto Alcan pour les années 2009 à 2011 ? Ces achats sont-ils effectués en partie ou en totalité au tarif L ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.4 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

Par ailleurs, pour 2010 et 2011, les achats sont effectués en partie au tarif L en vertu d'un contrat temporaire d'une année signé en juillet dernier.

(p. 8) « **1.3. Provisions génériques et prévision des ventes au tarif L ventilées par secteurs d'activités** »

D. 14 : Indiquez-nous comment sont évaluées les provisions génériques. La provision générique pour le secteur L, a-t-elle été répartie entre les différents secteurs industriels et soustraite des prévisions de demande par secteur pour donner des prévisions nettes que l'on retrouverait au Tableau 3 en page 9.

Réponse :

Les provisions génériques sont évaluées par secteurs d'activités en regard des risques entourant la clientèle les constituant. Les

provisions servent à prémunir le Distributeur contre des fermetures permanentes ou temporaires et contre des délais de mise en service de nouvelles usines ou nouveaux équipements.

(p. 16) « La production devrait finir par baisser dans les mois à venir, mais la demande en 2011, à conditions climatiques normales, devrait être plus faible qu'en 2010, d'où l'absence de pression sur le prix du gaz naturel.

D. 15 : Pourquoi les prix du gaz augmente en 2011 p/r à 2010, s'il n'y a pas de pression sur le prix ?

Réponse :

Le Distributeur base sa prévision sur la moyenne des prix à terme sur le NYMEX. Par ailleurs, les prix du gaz naturel sont bas par rapport aux dernières années et même s'il est prévu une remontée des prix en 2011, ceux-ci devraient rester relativement faibles. La baisse attendue des approvisionnements en gaz est plus importante que celle prévue pour la consommation d'où un léger resserrement du marché en 2011, mais les approvisionnements prévus dépassent la consommation attendue. Il est donc difficile de parler de pression sur les prix.

(p. 16, tableau 6) « Note pour le prix gaz naturel à la frontière de l'Alberta »

D. 16 : Existe-t-il des prévisions pour les prix du gaz Empress ? Sinon pourquoi HQD ne base-t-elle pas ses prévisions sur le prix à la frontière de l'Alberta ? Ce dernier n'est-il pas un meilleur indicateur des prix du gaz au Québec ?

Réponse :

Les prix du gaz Empress sont également des prix à la frontière de l'Alberta. Les points de livraison AECO et Empress sont peu éloignés. À titre indicatif, le prix Empress en 2009 était environ 2 ¢CAN/Mpc au-dessus du prix AECO.

-Référence : HQD-2, Document 4 COÛTS ÉVITÉS

(page 5) **1.1.1. Indicateur de coût évité en énergie**

D. 17 : Indiquez-nous jusqu'à qu'elle année l'énergie différée sous les deux contrats d'approvisionnement avec HQP peut répondre aux nouveaux besoins en énergie et puissance et justifiez pourquoi vous ne tenez pas compte de ce coût

d'approvisionnement pour les mois où il n'y a pas de nouvelles sources d'approvisionnement requises ?

Pour la période estivale de 2011 à 2022 inclusivement, indiquez-nous pourquoi vous utilisez la revente comme coût évité en énergie, alors que le véritable coût évité correspond plutôt aux approvisionnements postpatrimoniaux utilisés pour ces mois d'été ?

Réponse :

« La durée des conventions amendées s'étendra jusqu'à la fin des contrats d'approvisionnement en électricité en base et cyclable conclus avec le Producteur, soit jusqu'au 28 février 2027. » (Lignes 1 à 3 de la page 6 de HQD-1, Document 1 du dossier R-3726-2010)

Voir également la réponse à la question 8.3 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

En période estivale, le Distributeur utilise le prix de la revente car c'est au cours de ces mois qu'il fait face à des surplus d'énergie. Le prix de la revente de ces surplus est donc représentatif du coût évité en période estivale.

(p. 6) 1.1.2. Indicateur de coût évité en puissance

D. 18 : Existe-il un marché à terme pour l'achat de puissance d'hiver ou annuelle et si oui quels sont les prix à terme pour la puissance d'hiver ou annuelle ?

Réponse :

Il existe plus d'un marché de la puissance. Les prix varient selon le marché et la période (annuel, mensuel ou autre) auxquels ils s'appliquent. Le marché de New York procède par enchère pour le produit de UCAP alors que celui de la Nouvelle Angleterre a mis en place un « Forward Capacity Market » (FCM).

Pour plus de détails concernant ces deux marchés de puissance, le Distributeur réfère l'intervenant aux sites Internet du NYISO (New York Independent System Operator) :

http://www.nyiso.com/public/markets_operations/market_data/icap/index.jsp

et du ISO-NE (Independent System Operator of New England,) :

http://www.iso-ne.com/markets/othrmkts_data/fcm/cal_results/index.html

(page 8) « le coût évité en 2011 pour l'usage de climatisation est de 3,77 ¢/kWh, tandis qu'il est de 7,4 ¢/kWh pour le chauffage des locaux. »

D. 19 : Détaillez le calcul des coûts évités pour la climatisation pour 2011 ?

La comparaison des coûts évités 2011 et des coûts évités antérieurs indiquent une bonne variabilité de ces coûts évités, quel est l'impact de cette variabilité sur la rentabilité des différents programmes en efficacité énergétique d'une année à l'autre ? Ne serait-il pas pertinent pour le futur d'établir une méthode qui assure une plus grande stabilité des coûts marginaux d'une année à l'autre et assurer une véritable planification de long terme ?

Réponse :

La climatisation est un usage hors pointe. Les coûts évités de transport et de distribution pour cet usage sont donc nuls. Le coût évité n'est constitué que du coût de la fourniture-transport, augmenté des pertes de distribution, selon le type de clientèle. Ceci conduit à des coûts évités pour la climatisation de 3,66 ¢/kWh en 2011 pour la clientèle au tarif M (voir le tableau A-3 de la pièce HQD-2, document 4, annexe).

La valeur de cet usage est le reflet de la réalité de la structure et du niveau des coûts évités du Distributeur. Cependant, l'évaluation économique des mesures ou programmes du Distributeur se fait sur toute la durée de vie des mesures ou programmes (qui est en général supérieure à 10 ans), ce qui permet de capter autant l'effet court terme que plus long terme des coûts évités.

Par ailleurs, le Distributeur ne cherche pas à assurer une plus grande stabilité des coûts marginaux mais plutôt à refléter le plus précisément possible les besoins à court et à long termes en énergie et en puissance dictés par le bilan offre-demande dans ses coûts évités. Une méthode visant à stabiliser les coûts évités n'est donc pas pertinente.

- HQD-3 doc. 2 CONVENTIONS, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES

(p. 6) **2.1 Programme d'achat d'électricité provenant de petites centrales hydroélectriques**

D. 20 : Considérant le taux de rendement sur la base de tarification d'HQD versus le taux de rendement d'HQT, en coûtera-t-il plus cher aux clientèles d'HQD d'appliquer le changement demandé par HQD ? Si oui quel est l'impact sur un horizon de 10 ans d'effectuer ce changement. Les périodes d'amortissement utilisées par HQT sont-elles équivalentes aux périodes d'amortissement d'HQD ?

Réponse :

La proposition du Distributeur n'a aucun impact sur la comptabilisation de la contribution chez le Transporteur.

Impact du changement : Voir la réponse à la question 13.2 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

Le Distributeur et le Transporteur utilisent la même période d'amortissement.

(p. 8) TABLEAU 2 RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE – ANNÉE 2009

D. 21 : Quel est l'impact sur le revenu requis de 2009 à 2011 du changement des durées de vie adoptées par HQD en 2009 ?

Le changement dans la durée de vie des poteaux sera-t-il appliqué dans la comptabilité d'H.Q. dès 2010 ?

Réponse :

Tel que présenté à la page 8 de la pièce HQD-3, document 2, l'impact total de ces changements sur les revenus requis est de 10 K\$ pour chacune des années.

Les travaux d'analyse de révision de durée de vie des poteaux n'étant pas encore complétés, le Distributeur ne prévoit pas modifier la durée de vie des poteaux au cours de l'exercice 2010.

-Référence : HQD-5, Document 1 APPROVISIONNEMENTS

(p. 6) « Toutefois, compte tenu des quantités impliquées et dans la perspective d'atténuer les impacts sur les coûts d'approvisionnement, le Distributeur et le Producteur ont convenu d'une transaction de nature financière³, réalisée en vertu de la Convention de transactions d'achat et de vente d'électricité en place entre les parties, concernant les quantités d'énergie ne pouvant plus être différées. »

D. 22 : Pourquoi cette entente entre HQD et HQP n'a pas été soumise pour approbation à la Régie cela équivalant à une modification du contrat original ? Détaillez ce qu'il en aurait coûté en approvisionnement avec et sans la transaction de nature financière. Soumettez-nous l'entente écrite survenue entre HQD et HQP. Montrez-nous que la transaction financière est vraiment plus avantageuse relativement à l'option de différer l'énergie et de payer une compensation à HQP en fin de contrat pour disposer de l'énergie différée inutilisée ?

Réponse :

Il s'agit en fait d'une vente réalisée en vertu de la Convention de transactions d'achat et de vente d'électricité signée avec le Producteur en décembre 2004 (voir la réponse à la question 11.1 d'OC à la pièce HQD-13, document 7). La vente d'électricité par le Distributeur ne requiert aucune approbation, comme l'a récemment confirmé la Régie dans la décision D-2010-109 (paragraphe 40-41). Ainsi, pour chacune des heures où des quantités ne sont pas livrées en vertu des contrats de base et cyclable, cette vente du Distributeur au Producteur résulte en une transaction de nature financière portant sur ces quantités. Il ne s'agit donc pas d'une modification des contrats.

Si le Distributeur avait revendu les quantités d'énergie non différées sur le marché, il estime qu'il aurait dû assumer un coût additionnel minimal de 21 M\$ en 2011 (voir la réponse à la question 24.4 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1).

Enfin, conformément à l'esprit des conventions d'énergie différée, le solde du compte d'énergie différée doit être nul à l'échéance des contrats. De plus, le Distributeur tient à rappeler que son objectif est de gérer l'équilibre offre-demande et non de spéculer sur le niveau des prix de marché à l'horizon de 2027.

D. 23 : Fournissez-nous pour 2008, 2009 et 2010, en format Excel, les données horaires portant sur la demande des différentes catégories de clientèles, l'approvisionnement horaire patrimonial, l'approvisionnement postpatrimonial, l'approvisionnement sous les contrats de base et cyclable avec HQP avec l'énergie différée ou rappelée, la revente sur les marchés, le prix horaire moyen du postpatrimonial et le prix horaire de référence de marché pour la revente.

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir l'information demandée dans le temps imparti. En outre, il ne voit pas la pertinence de cette information pour l'évaluation du caractère raisonnable de son revenu requis.

(page 10) 1 Le Distributeur a mis à jour son portefeuille d'approvisionnements de long terme en fonction des éléments suivants :

- retrait de la contribution de la centrale de cogénération de Bowater, étant donné l'annonce de fermeture pour une durée indéterminée de l'usine de Bowater de Gatineau ;
- résiliation du contrat d'approvisionnement relatif au parc éolien Les Méchins ;
- report de la mise en service des quinze éoliennes manquantes au parc éolien St-Ulric à décembre 2011 (22,5 MW) ;

- retard du début des livraisons du parc éolien Mont-Louis jusqu'en décembre 2011.

D. 24 : Les producteurs ont-ils eu à verser des pénalités à HQD pour les retards ou les résiliations de contrats ? Ces pénalités compensent-elles pour les coûts engagés par HQT et HQD pour relier les centrales au réseau d'H.É.Q. ?

Réponse :

Les fournisseurs sont tenus de payer des pénalités et dommages conformément aux modalités prévues aux contrats.

Pénalités

À titre d'exemple, pour les contrats relatifs aux parcs éoliens, l'article 29.1 prévoit des pénalités pour retard relatif au début des livraisons d'électricité, sauf lorsqu'il s'agit d'un retard du Transporteur à compléter à la date convenue les travaux d'intégration au réseau. Le fournisseur doit payer pour chaque jour de retard un montant de 55 \$/MW multiplié par la puissance contractuelle jusqu'à un maximum de 20 000 \$/MW par mois.

Dommages

Le paiement de dommages est aussi prévu en cas de résiliation du contrat par le Distributeur. À titre d'exemple pour les contrats relatifs aux parcs éoliens, si le contrat est résilié plus de 18 mois avant la date de garantie des livraisons, le fournisseur devra payer 10 000 \$/MW en dommages. Dans le cas d'une résiliation pour un défaut postérieur à cette échéance, les montants peuvent atteindre jusqu'à 40 000 \$/MW selon la date de résiliation.

- Pour le retard du début des livraisons d'électricité du parc éolien St-Ulric, le fournisseur a versé le montant maximal de 3 M\$ en pénalités.
- Le promoteur du parc éolien Les Méchins a versé le montant maximal de 3 M\$ en dommages suite à la résiliation du contrat d'approvisionnement.
- La date garantie de début des livraisons du contrat relatif au parc éolien de Mont-Louis demeure fixée au 1^{er} décembre 2010 et la construction du projet a été lancée en juillet 2010. Les pénalités pour retard du début des livraisons ne s'appliqueront qu'une fois complétée l'intégration au réseau de transport, ce qui est présentement prévu pour l'été 2011.
- Le contrat d'approvisionnement de la centrale de cogénération à Gatineau a été résilié à la demande d'Abitibi-Bowater dans le cadre de sa restructuration. Le montant maximal de 491 659 \$ en dommages dus suite à la résiliation du contrat d'approvisionnement a été entièrement récupéré en exerçant les garanties financières que le Distributeur détenait.

En cas de résiliation de contrat, il n'y a pas d'assurance que les montants à être versés à titre de dommages couvriront tous les coûts engagés, notamment ceux mentionnés à la question.

(page 10) « (entente d'intégration éolienne) Les discussions entre le Producteur et le Distributeur ont permis au Distributeur d'explorer de nouvelles avenues qui lui permettraient d'assurer un meilleur appariement entre l'offre et la demande. Les options explorées peuvent comporter des impacts importants qu'il convient d'évaluer correctement, tant sur les activités du Distributeur que sur celles du Producteur. »

D. 25 : Quelles sont ces nouvelles avenues explorées ? De quels types d'impacts parlez-vous ? Quand la nouvelle entente sera-t-elle soumise pour approbation à la Régie ?

Réponse :

Le Distributeur présentera les principes généraux qui ont fait l'objet des discussions avec le Producteur dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2011-2020 qui sera déposé à la Régie au plus tard le 1^{er} novembre prochain.

(page 16) TABLEAU 8 ACTIVITÉS DE REVENTE EN 2009 PAR TYPE DE TRANSACTION

« (1) Excluant un gain de change attribuable à la revente de l'année 2009 et excluant un ajustement à la revente de l'année 2008 comptabilisé en 2009. »

D. 26 : quel a été le gain de change réalisé sur la revente en 2009 ? Ce gain est bien pris en compte dans le calcul du coût réel d'approvisionnement ?

Réponse :

Le gain de change lié aux transactions de revente en 2009 est de 73 k\$ alors que l'ajustement lié aux reventes de l'année 2008 comptabilisé en 2009 est de 8 k\$. Ces montants sont présentés dans les coûts réels d'approvisionnement et expliquent l'écart de 0,1 M\$ entre les tableaux 7 et 8 de la pièce HQD-5, document 1.

(p. 18) Ainsi, le coût total des approvisionnements de court terme a été supérieur d'un peu plus de 2 M\$ à ce qu'il aurait été si le Distributeur avait uniquement eu recours au marché de référence. Cette situation s'explique principalement par les dépassements selon l'entente cadre et l'énergie associée à l'électricité interruptible qui ont un coût moyen plus élevé que la référence de marché.

D. 27 : Les coûts de l'électricité interruptible ne devraient-ils pas équivaloir au coût d'achat de puissance sur les marchés ?

Réponse :

L'écart entre les coûts réels et l'indicateur de marché associés à l'énergie de l'électricité interruptible dans le tableau 9 de la pièce HQD-5, document 1, page 18, s'explique principalement par le recours aux demandes d'interruption exceptionnelles à 300 \$/MWh.

Le Distributeur a fait appel aux clients Grandes entreprises afin de gérer la demande d'électricité durant les périodes de pointes du 15 et du 16 janvier 2009. Cette contribution s'inscrit dans un ensemble de mesures exceptionnelles.

(p. 19) « Du point de vue du Distributeur, et dans le contexte actuel de revente des surplus énergétiques, il existe un risque que le prix de marché soit inférieur au prix fixe obtenu en cas de défaut des contreparties. »

D. 28 : Veuillez expliquer la citation soulignée et préciser quel est le risque de défaut des contreparties.

Réponse :

Le risque relatif au défaut d'une contrepartie à l'égard du non respect de ses engagements contractuels correspond à l'écart entre le prix contractuel de l'électricité et sa valeur marchande de remplacement.

Autrement dit, si la contrepartie faisait défaut, le Distributeur se verrait dans l'obligation de solliciter de nouveaux acheteurs et risquerait de vendre les quantités résiduelles à un prix inférieur à celui convenu dans le cadre du premier appel d'offres.

-Référence : HQD-7, Document 1 COÛTS DE DISTRIBUTION ET SALC

(p. 7) « • la croissance de ses activités liées aux nouveaux abonnements, avec un impact à la hausse sur ses charges d'exploitation de l'ordre de 16,0 M\$ ou 1,4 % pour 2011. »

D. 29 : soumettez-nous le calcul détaillé du 16 M\$ pour les dépenses de croissance liées aux nouveaux abonnements ? Ces dépenses sont-elles essentiellement reliées aux dépenses d'entretien accrues requises par les investissements en croissance ?

Réponse :

Calcul détaillé du 16 M\$: Voir la réponse à la question 1.2 de OC, à la pièce HQD-13, document 7.

Facteur de croissance : Voir la réponse à la question 13.6 de la FCEI, à la pièce HQD-13, document 5.

(page 14-15) Programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie

« En outre, il importe de souligner que les coûts additionnels associés à cette démarche 7 sont compensés par des revenus de subtilisation d'énergie essentiellement équivalents

8 de 6,1 M\$ (voir HQD-9, document 2 ??? vérifier ???). Le Distributeur prévoit que, pour le programme dans son ensemble, les revenus additionnels générés excéderont les coûts totaux encourus. »

D. 30 : La vérification des cas de subtilisation ne fait-elle pas partie de la liste d'activités régulières et de dépenses récurrentes ? À partir de quand le programme rapportera-il des gains nets et quelle sera la rentabilité globale de ces dépenses de contrôle ?

Réponse :

Il s'agit ici d'un programme spécifique pour prévenir et contrer un nouveau type de vol d'énergie, les réseaux organisés. Ce programme a été mis en place suite à l'identification d'un important réseau qui toucherait 2 000 à 3 000 clients.

Depuis sa mise en place en 2008, le programme génère annuellement des revenus qui excèdent les coûts totaux annuels encourus.

(page 17) Optimisation des systèmes Clientèle

D. 31 : Y-a-t-il des dépenses prévues aux charges en 2011 pour ce projet (afin de compléter la demande d'autorisation d'investissement) ? Si oui de combien et pour quelles fins ? La mise à niveau de SIC sera-t-elle de facto compatible avec les compteurs à distance ou si cela requerra des investissements ultérieurs pour assurer cette compatibilité ?

Réponse :

Comme tout projet supérieur à 10 M\$, le projet Optimisation des systèmes Clientèle (OSC) doit faire l'objet d'une autorisation spécifique par la Régie avant d'être intégré dans les revenus requis. Conséquemment, aucun coût n'a été intégré à cet effet dans les

revenus requis de 2011. Une demande présentant tous les éléments pertinents sera déposée à la Régie dans les prochains mois.

(pages 22-23) 3 RECLASSEMENTS 2011 PROPOSÉS Stratégie pour la clientèle à faible revenu

D. 32 : Faites-nous un bilan des budgets et activités proposées pour 2009 et 2010, versus ce qui a été effectivement réalisé en 2009 et 2010, et indiquez-nous quelles sont les pistes de solution originellement proposées qui restent à implanter. Faites-nous un bilan du nombre d'ententes personnalisées nouvelles et reconduites pour 2009 et 2010, et ce que vous visez pour 2011.

Réponse :

Pour le bilan sur les budgets, voir la réponse à la question 32.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

Le Distributeur a poursuivi la mise en œuvre des pistes de solution. Ce travail, amorcé depuis 2008, se concrétise en 2009, 2010 et 2011 notamment par les actions suivantes :

- **le déploiement de la promotion « Avant de louer » ;**
- **l'implantation de mesures d'amélioration des modalités des services en place, afin d'offrir des alternatives à l'interruption de service aux clients à faible revenu. Par exemple, le Distributeur a haussé le critère d'admissibilité de 100 % à 120 % du seuil de faible revenu de Statistique Canada pour les ententes CFR et l'entente personnalisée volet A (soutien à la dette) ;**
- **la mise en application des recommandations du rapport d'évaluation des ententes personnalisées. Par exemple, le Distributeur a haussé le soutien à la consommation maximum de 40 % à 50 % afin de tenir compte de l'évolution des historiques de paiement des clients qui se qualifient pour les ententes personnalisées ;**
- **l'harmonisation des critères d'admissibilité des programmes du Distributeur ;**
- **l'exploration de solutions pour clients en situation humanitaire ;**
- **la recherche de méthodes novatrices pour effectuer l'accompagnement des clients.**

En somme, le Distributeur a retenu l'ensemble des pistes, en partie ou en totalité, sauf la piste 2 concernant un modèle de programme de communication qui pourrait être développée au besoin. Les pistes 6, 11, 14, 15 et 16 de l'orientation 2 sur l'efficacité énergétique ne sont pas sous la responsabilité du Distributeur.

Le bilan des ententes personnalisées est présenté en réponse à la question 32.2 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

(page 38) De ces inspections, il appert que :
33 % des poteaux ont été considérés sains ;
61 % ont dû être retraités ;
3 % doivent être remplacés ; différence p/r à retraités
3 % ne sont pas en bois (soit de béton, acier ou laminé).

D. 33 : Quelle différence faites-vous entre retraité et remplacé ?
Quelle est la durée de vie des poteaux non en bois, ainsi quel est l'état de ces poteaux ?

Réponse :

Le retraitement vise à ralentir le processus de dégradation d'un poteau de sorte qu'il puisse atteindre la durée de vie utile attendue. Un remplacement est nécessaire lorsque l'état d'un poteau fait en sorte qu'il ne satisfait plus aux exigences techniques reconnues par l'industrie.

Selon les normes de l'industrie et les observations sur le terrain, un poteau en béton aurait une durée de vie se situant entre 50 et 70 ans alors que celle d'un poteau en acier se situerait entre 60 et 80 ans. Pour ce qui est des poteaux en matériel composite, la durée de vie pourrait atteindre 100 ans. Ces supports ne constituent pas une préoccupation immédiate pour le Distributeur en raison non seulement de leur durée de vie élevée, mais également du fait qu'ils sont relativement peu âgés. Le Distributeur vise néanmoins à court terme à étendre son programme d'inspection à ces types de structures, lesquelles représentent moins de 0,1 % du parc de poteaux. À cet effet, un projet pilote d'inspection devrait démarrer en 2011 sur le territoire de Montréal.

-Référence : *HQD-7, Document 2 EFFICIENCE ET PERFORMANCE* , tableau page 8

(page 6) Selon cette estimation (effectuée en 2009), les impacts du changement de méthode d'amortissement sur le coût total Distribution et SALC étaient alors évalués à environ 104 M\$ pour 2010 et 90 M\$ pour 2011... cette estimation fournit une approximation de l'ampleur des montants qui, en fait, contribuent à sous estimer la performance du Distributeur en 2010 et 2011.

D. 34 : Est-il exact que le changement de méthode d'amortissement améliore l'efficacité d'HQD (c'est à dire contribue à réduire les dépenses) en 2011, relativement à 2010 ?

Réponse :

Le Distributeur réfère au graphique 1 de la section 3 «Analyse comparative théorique des deux méthodes d'amortissement» de la pièce HQTD-1, document 1, du dossier réglementaire R-3703-2009, pour illustrer l'évolution des impacts liés à chacune des méthodes qui se traduisent globalement par un déplacement des coûts dans le temps.

Le passage à la méthode de l'amortissement linéaire n'améliore pas l'efficacité, il permet d'uniformiser le rythme de constatation du coût des actifs dans le temps.

(p. 10) **TABLEAU 2 INDICATEURS DE QUALITÉ DE SERVICE DU DISTRIBUTEUR**
« Ainsi, la performance du Distributeur en matière de qualité du service, mesurée par les 30 indicateurs relatifs au délai moyen de raccordement, à la relève de compteurs et au (p. 13) service téléphonique s'améliore suite à la mise en oeuvre d'actions de redressement, 2 conformément aux attentes exprimées par la Régie. »

D. 35 : Fournissez-nous l'indice de satisfaction des clients résidentiels séparément de celui des clientèles affaires. Fournissez-nous le CST des clients résidentiels et d'affaire séparément pour 2009 réel et 2010.
Détaillez les mesures de redressement que vous avez appliquées en différenciant les mesures temporaires des mesures permanentes. Quel est l'impact de ces mesures sur le coût de service ?

Réponse :

L'indice de satisfaction des différentes clientèles est présenté en réponse à la question 5.1 de la demande de renseignements d'OC à la pièce HQD-13, document 7.

Les CST des clients résidentiels et commerciaux sont présentés en réponse à la question 4.3 d'OC à la pièce HQD-13, document 7.

Les mesures de redressement appliquées sont multiples et relèvent de la gestion courante des activités du centre de contacts. Ces mesures permettront au Distributeur de rencontrer l'objectif d'efficacité présenté à la pièce HQD-7, document 2, page 7, lignes 11 à 13.

(p. 46) « Ce seuil (pour les réseaux autonomes) s'établit à 2,1 écarts-types au dessus de la moyenne, plutôt qu'à 2,5 écarts-types, comme pour l'ensemble du réseau relié.

D. 36 : Pourquoi le traitement différent appliqué aux réseaux autonomes et quel impact ce changement a-t-il sur mesure de IC des réseaux autonomes ?

Réponse :

La méthode de normalisation appliquée aux réseaux autonomes est la même que pour l'ensemble du réseau relié mais elle tient compte de leurs particularités propres qui sont principalement :

- des lignes radiales alimentées par des centrales à combustible fossile ;
- une dispersion géographique extrême et multiple et avec un faible nombre de clients ;
- le faible impact relatif d'une panne majeure localisée ;
- un processus de rétablissement particulier dû à l'organisation des équipes de travail.

L'analyse statistique des interruptions rattachées aux réseaux autonomes a montré qu'un seuil de JÉM fixé à 2,1 écarts-types au-dessus de la moyenne permet de cibler les événements correspondant à un changement de processus de rétablissement de service où des mesures d'urgence commencent à être requises suite à une panne majeure (objectif de la méthode). Ce seuil est fixé à 2,5 pour le réseau relié.

Pour les réseaux autonomes, l'application d'un seuil de JÉM fixé à 2,1 écarts-types au-dessus de la moyenne plutôt qu'à 2,5 permet d'identifier en moyenne 3,3 JÉM/an de plus.

-Référence : HQD-7, Document 3 MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

(p. 23) ANNEXE 3 PLAN DE MAIN-D'ŒUVRE DANS LE CONTEXTE DES DÉPARTS À LA RETRAITE

D. 37 : HQD prévoit-elle des pénuries de main d'œuvre pour certains corps d'emploi ? Si oui escompte-elle recourir à la sous-traitance pour palier à ces pénuries ? Combien d'ETC sont affectés en 2010 seront affectés aux tâches de formation/coaching pour les prochaines années ? Quel pourcentage des départs à la retraite seront remplacés dans les prochaines années ?

Les gains d'efficience en distribution sont-ils nécessairement inférieurs aux gains dans le domaine des services à la clientèle ? Comment HQD s'assurera-t-elle que les réductions d'ETC dans les SALC n'affecteront pas à la baisse la qualité des services ?

Réponse :

Le Distributeur ne prévoit pas de pénurie de main-d'œuvre. Il met en place les mesures permettant de maintenir un niveau d'effectif correspondant à la charge de travail.

Le Distributeur n'anticipe pas modifier sa stratégie de comblement en matière de sous-traitance.

La formation/coaching est principalement assurée par l'unité Formation de la vice-présidence Ressources humaines.

Concernant les départs à la retraite, le Distributeur ne s'est pas fixé un pourcentage de remplacement prédéterminé. Sa planification vise à maintenir l'équilibre entre les ressources nécessaires à la prestation de service et les niveaux de service offerts aux différentes clientèles.

Pour les activités liées au réseau de distribution, le contexte prioritaire de renouvellement de la main-d'œuvre limite à court terme les gains d'efficacité découlant des départs à la retraite, ce qui ne l'empêche pas de rechercher l'efficacité au niveau des activités de support.

La recherche d'efficacité n'est pas en contradiction avec la qualité des services. Le suivi rigoureux des indicateurs opérationnels permet de s'en assurer.

**-Référence : HQD-7, Document 4 AUTRES CHARGES DIRECTES
(p. 3) TABLEAU 1 AUTRES CHARGES DIRECTES (M\$)**

D. 38 : Justifiez en détail la hausse des services externes, autres, entre 2010 et 2011.

Réponse :

Voir la réponse à la question 42.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

**-Référence : HQD-7, Document 11 AUTRES CHARGES
(p. 6) • Coûts nets liés aux sorties d'actifs**

D. 39 : comparer les prévisions de retrait d'actif en 2009 et 2010 avec les données réelles ou révisées et justifiez les écarts de dépenses en retraits d'actifs.

Réponse :

Pour 2009 : Voir le Rapport annuel 2009, HQD-4, document 2, section « Coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporels et d'actifs incorporels ».

Pour 2010 : Voir la réponse à la question 45.1 de la Régie, à la pièce HQD-13, document 1.

(p. 7) • **Autres retraits**

D. 40 : combien de compteurs, et leur valeur au livre, seront retirés en 2011 ? Combien, et leur valeur au livre, de compteurs ont été retirés en 2009 et 2010 ?

Réponse :

La valeur aux livres des retraits liés aux appareils de mesure pour les années 2009, 2010 et 2011 est fournie au tableau R-45.1, de la question 45.1 de la Régie, à la pièce HQD-13, document 1.

-Référence : HQD-7, Document 10 FRAIS CORPORATIFS

D. 39 : Fournissez-nous les facteurs de répartition utilisés pour répartir les frais corporatifs entre HQD, HQT et le reste d'H.Q. (charges primaires à l'exploitation, immobilisations nettes et salaires de base) pour 2008 à 2010.

Réponse :

Le tableau R-39 présente les facteurs de répartition pour l'année historique 2009, l'année de base 2010 ainsi que pour l'année témoin 2011. Les facteurs de répartition pour l'année 2008 ont été fournis au tableau R-33 de la pièce HQD-13, document 3 du dossier R-3708-2009.

Réponses à la demande de renseignements n° 1
de l'ACEF DE QUÉBEC

TABLEAU R-39
RÉPARTITION DES FRAIS CORPORATIFS

		Année historique 2009			Année de base 2010			Année témoin 2011		
		Répartition			Répartition			Répartition		
		Bases			Bases			Bases		
		Valeur en M\$	% ^a	M\$	Valeur en M\$	% ^a	M\$	Valeur en M\$	% ^a	M\$
Transporteur										
Étape 1:	Charges primaires à l'exploitation	497,1	7,9%	8,2	520,4	8,0%	9,5	577,6	8,2%	10,7
	Immobilisations nettes	16 826,0	14,7%	15,3	17 150,2	15,5%	18,3	17 740,7	15,3%	20,1
	Salaires de base	236,1	16,6%	0,2	246,7	16,8%	0,4	251,7	16,8%	0,5
				23,7			28,2			31,3
Étape 2:	Part des unités de service ^b			4,9			5,4			5,8
				28,6			33,6			37,1
Distributeur										
Étape 1:	Charges primaires à l'exploitation	1 015,6	16,2%	16,9	1 056,5	16,3%	19,3	1 193,7	16,9%	22,1
	Immobilisations nettes	8 652,2	7,6%	7,9	8 817,6	8,0%	9,4	9 106,6	7,9%	10,3
	Salaires de base	483,5	34,0%	0,4	504,8	34,3%	0,9	514,9	34,3%	1,0
				25,2			29,6			33,4
Étape 2:	Part des unités de service ^c			6,9			7,9			8,7
				32,1			37,4			42,1
Autres unités										
Étape 1:	Charges primaires à l'exploitation	641,1	10,2%	10,6	673,2	10,4%	12,3	719,6	10,2%	13,3
	Immobilisations nettes	31 187,4	27,3%	28,4	28 914,8	26,1%	30,8	30 462,1	26,4%	34,5
	Salaires de base	269,2	18,9%	0,4	278,8	19,0%	0,5	284,3	19,0%	0,6
				39,4			43,6			48,4
Étape 2:	Part des unités de service			5,3			5,9			6,3
				44,7			49,5			54,6
Unités de service^d										
Étape 1:	Charges primaires à l'exploitation	985,4	15,7%	16,4	982,6	15,2%	17,9	1 045,3	14,8%	19,3
	Immobilisations nettes	451,6	0,4%	0,4	480,6	0,4%	0,5	479,9	0,4%	0,5
	Salaires de base	434,3	30,5%	0,3	440,4	29,9%	0,8	449,2	29,9%	0,9
				17,1			19,2			20,8
Étape 2:	Moins : répartition selon la facturation interne			(17,1)			(19,2)			(20,8)
				0			0			0
Hydro-Québec (Données non consolidées)										
	Charges primaires à l'exploitation	3 139,2			3 232,7			3 536,2		
	Immobilisations nettes	57 117,2			55 363,2			57 789,2		
	Salaires de base	1 423,1			1 470,7			1 500,2		
	Frais corporatifs à répartir									
	Ressources humaines			1,3			2,6			2,6
	Autres unités corporatives			104,1			117,9			131,2
				105,4			120,5			133,8
<p>^a Les pourcentages relatifs aux bases «charges primaires à l'exploitation» et «immobilisations nettes» tiennent compte de la pondération de 50% et s'appliquent aux frais corporatifs à répartir sauf pour l'unité Ressources humaines. Le pourcentage relatif à la base «salaire de base» s'applique aux frais corporatif à répartir de l'unité Ressources humaines.</p> <p>^b Comprend des frais corporatifs relatifs à l'unité Ressources humaines de 0,2 M\$ en 2009, 0,2 M\$ en 2010 et 0,2 M\$ en 2011.</p> <p>^c Comprend des frais corporatifs relatifs à l'unité Ressources humaines de 0,3 M\$ en 2009, 0,3 M\$ en 2010 et 0,3 M\$ en 2011.</p> <p>^d Centre de service partagés, Groupe Technologie et Hydro-Québec Équipement.</p>										

-Référence : HQD-8, Doc. 5 DEMANDE D'AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2011

(p. 7-8) « Poursuivant ses analyses dans le but de préciser le niveau des investissements requis pour assurer la pérennité de son réseau de distribution, conformément aux attentes de la Régie, le Distributeur présente en annexe l'actualisation de sa stratégie de renouvellement du réseau de distribution. Les informations présentées confirment l'augmentation graduelle des besoins d'investissement liés au renouvellement du réseau de distribution, mais en atténuant les niveaux de croissance par rapport à la stratégie présentée initialement dans R-3610-2006. »

(p. 21) « Le Distributeur procède actuellement à la révision des stratégies de maintenance et de renouvellement des principaux actifs de son réseau de distribution, soit les poteaux, les conducteurs, les câbles et les transformateurs. Ces révisions s'effectuent en ayant pour objectifs la réduction des coûts tout en maintenant la solidité et la performance du réseau de distribution. Par souci de rentabilité, le Distributeur vise à optimiser le cycle de vie de ces actifs. »

(p. 23) « En outre, selon ses analyses, le Distributeur reverra à la hausse la durée de vie utile des poteaux, la faisant passer de 30 à 40 ans.

Sur ces bases, le Distributeur confirme que pour faire face au vieillissement de son réseau aérien, le taux de renouvellement de ces actifs doit croître progressivement au cours des 15 prochaines années. Toutefois, le taux de renouvellement global devrait atteindre 1,1 % en 2020 plutôt que 2,0 % tel qu'initialement prévu en 2006. Aussi, le Distributeur devrait être en mesure d'assurer, à l'horizon 2030, la pérennité du réseau avec un taux de renouvellement inférieur à 2 %. »

(p. 25) « Conséquemment, le Distributeur est à même de réévaluer ses prévisions d'investissement par rapport à celles de 2006. Le niveau d'investissement serait donc de l'ordre de 330 M\$ annuellement, se situant ainsi dans la limite inférieure de la fourchette anticipée en 2006.

Par ailleurs, le Distributeur maintient, le niveau d'investissement lié au réseau souterrain déjà jugé acceptable. »

D. 40 : Considère-t-on les coûts de maintenance dans la procédure d'optimisation du cycle de vie ? si oui comment ? Est-ce que l'approche intègre les investissements en croissance et ceux en maintien des actifs dans une approche intégrée d'investissement ?

Quel était le taux de renouvellement visé antérieurement à 2006 ? Sur quelle approche était fondé le taux de renouvellement antérieur à 2006 et quelles étaient les différences relativement à la nouvelle approche ici préconisée ?

Fournissez-nous un document détaillant votre stratégie de renouvellement du réseau de distribution.

Réponse :

L'optimisation du cycle de vie nécessite la modélisation de différentes stratégies de renouvellement, lesquelles impliquent, dans la plupart des cas, les coûts de maintenance.

Les niveaux d'investissements en renouvellement découlent de l'état des composants du réseau, et ce, nonobstant les investissements requis en croissance.

Pour ce qui est des estimations antérieures à 2006, le Distributeur évaluait, à l'époque, que le taux de renouvellement à l'horizon 2010 devrait être en croissance et de l'ordre de 1,4 %. Le Distributeur évaluait à l'époque ses besoins en renouvellement du réseau aérien sur la base d'un niveau constant de structures de plus de 40 ans.

Le taux de renouvellement est désormais fonction de la prévision de l'état des structures aériennes. Il s'agit d'une évaluation probabiliste s'appuyant notamment sur des distributions d'âge.

2.1.2 Centrales de production et réseaux de transport

(page 8) « Le Distributeur a procédé au début de l'année 2010 à la révision de sa méthode d'établissement des prévisions d'investissement des réseaux autonomes. Cette nouvelle méthode tient compte des particularités des réseaux autonomes, dont les contextes d'affaires et politique »

D. 41 : Précisez quels changements de méthode ont été apportés et l'impact que cela aura sur les investissements futurs ?

Réponse :

Chaque projet a été évalué en considérant l'évolution du contexte, la logistique associée, le délai de réalisation et d'obtention des autorisations ainsi que la précision de l'estimation. Une cote de risque a alors été attribuée à chaque projet, un projet à plus haute cote risquant plus fortement d'être reporté dans le temps. Les budgets ont par la suite été ajustés selon le taux de risque évalué ayant pour effet de réduire l'enveloppe globale de ces projets.

Ce changement de méthode s'applique à tous les projets futurs.

(p. 9) « Les efforts consentis aux travaux préparatoires liés au projet LAD entraînent l'annulation de plusieurs autres projets, puisque celui-ci viendra remplacer ou bonifier les solutions informatiques initialement prévues. »

(p. 13) « **Optimisation des systèmes Clientèle (Migration majeure SIC)**

Ce projet, qui s'échelonne sur la période 2011-2013, vise :

- la pérennisation de la solution informatique par la migration majeure du système d'information clientèle (SIC) et de ses systèmes périphériques ; »

D. 42 : L'annulation de projets vise-t-elle la révision du système SIC (Migration majeure SIC) ?
Quels autres projets informatiques seront retardés ?

Réponse :

Le portefeuille de projets en technologie de l'information est révisé afin d'assurer un arrimage optimal de tous les projets, dont le projet Optimisation des systèmes clientèle (Migration majeure SIC) et le projet LAD.

Suite aux travaux préparatoires liés au projet LAD, le Distributeur sera en mesure d'identifier l'impact de sa mise en place sur les autres systèmes.

(page 9) « Pour 2011, l'enveloppe demandée à titre d'investissement en amélioration de la qualité
13 s'élève à 21,3 M\$, soit 2,9 M\$ de plus que celle autorisée pour 2010. Cette légère
14 augmentation est due à des reports de projets de 2010 à 2011 »

D. 43 : Quels projets ont été retardés et pour quelles raisons ?

Réponse :

Les projets ou activités intégrés dans l'enveloppe d'investissement en amélioration de la qualité qui ont été reportés de 2010 à 2011, sont associés principalement à l'amélioration des contacts avec la clientèle.

(p. 10) « Cependant, les sommes qui avaient été prévues pour 2010 ont dû être révisées à la hausse étant donné les besoins additionnels requis de 10,0 M\$ pour satisfaire de nouvelles demandes de tiers (MTQ et diverses municipalités) »

D. 44 : Quelle proportion de ces investissements ont été ou seront remboursés par les tiers ?

Réponse :

L'augmentation du besoin additionnel provient majoritairement du MTQ. Le Distributeur assume les coûts d'ingénierie et 50 % des coûts de construction.

(p. 15) « **Ajout de puissance à la centrale thermique de Cap-aux-Meules**
«Pour répondre à la croissance de la demande aux Îles de la Madeleine, le Distributeur prévoit procéder à un ajout de puissance à la centrale thermique de Cap-aux-Meules. »

D. 45 : Pour quand est prévu l'ajout de puissance ? Quelles sont les autres solutions envisagées ?

Réponse :

L'ajout de puissance est prévu pour 2015.

Les autres solutions envisagées seront présentées lors du dépôt du projet à la Régie. Parmi celles-ci, on compte l'efficacité énergétique ainsi que la gestion de la pointe.

(p. 22) « le Distributeur s'appuie sur un standard reconnu « CEATI: Wood pole inspection training and standard (CEATI report No. T024700-5033) »

(p. 25) « le Distributeur explore la possibilité d'appliquer le standard CEATI pour articuler le développement d'indicateurs lui permettant d'évaluer et de quantifier le risque de sous-investir. »

D. 46 : Fournissez-nous une copie de ce standard.

Réponse :

Les standards sont disponibles auprès de l'organisme émetteur soit :

**CEA Technologies Inc. (CEATI)
1155, rue Metcalfe, suite 1120
Montréal, H3B 2V6
www.ceatech.ca**

-Référence : HQD-8, Document 6 IMPACT TARIFAIRE SUR CINQ ANS DES INVESTISSEMENTS PRÉVUS

(p. 9) « Le regroupement R4 (projets majeurs à être autorisés) concerne des projets d'efficacité structurants pour le Distributeur dont les gains anticipés compenseront à long terme les impacts tarifaires observés à moyen terme au tableau 6. «

D. 47 : Fournissez-nous plus de détails sur les gains anticipés et sur la méthode utilisée pour évaluer ces gains ?

Réponse :

L'analyse des impacts tarifaires des investissements prévus vise à évaluer la pression qu'exercent sur les tarifs du Distributeur les mises en services prévues au cours des cinq prochaines années pour les différents projets d'investissement par catégories.

À cet égard, la catégorie d'investissement R-4 se distingue des autres par le fait que les projets la composant généreront des gains. Ces derniers ne sont pas pris en compte dans l'évaluation de l'impact tarifaire de l'investissement. Seules les mises en service de ce projet sont comparées aux amortissements prévus.

Toutefois, les gains attribuables aux projets de cette catégorie d'investissement viendront en amoindrir l'impact tarifaire. Lors de la présentation à la Régie de chacun de ces projets pour autorisation, les gains qui leur sont attribuables, seront alors détaillés et reflétés dans l'analyse financière.

-Référence : HQD-8, Document 7 ÉVOLUTION DES COMPTES DE FRAIS REPORTÉS

(p. 9) Finalement, 54,5 M\$ ont été versés à la base de tarification 2011, soit la quote-part pour l'année 2011 estimée à 53,0 M\$ plus des intérêts de 1,5 M\$ (2,8% sur 12 mois et 5,66% sur base moyenne de 6 mois . »

D. 48 : Quel est le taux d'intérêt effectivement versé à l'AEÉ ? À quoi correspond ce taux d'intérêt ? Comment sont amortis les montants intégrés à la base tarifaire ?

Réponse :

Le taux d'intérêt effectivement versé à l'AEÉ est de 0 %.

Tel que précisé à la page 5 de la pièce HQD-8, document 7, des intérêts s'ajoutent aux coûts versés dans les comptes de frais reportés jusqu'au moment de leur inclusion dans la base de tarification. Les taux appliqués aux fins du calcul de ces intérêts sont présentés à la pièce HQD-2, document 1, *Principaux paramètres économiques*. Les intérêts ajoutés à la quote-part 2011 s'élèvent à 1,5 M\$.

Les frais reportés liés aux programmes et activités en efficacité énergétique (PGEÉ et AEÉ) sont amortis sur une période de 10 ans, conformément à la décision de la Régie D-2006-56, et ce, à compter du mois suivant leur inclusion à la base de tarification.

8 CONTRIBUTIONS À DES POSTES DE DÉPART PRIVÉS

Pourquoi les frais d'entretien sont-ils ajoutés à la base de tarification plutôt qu'inscrits aux charges ?

Réponse :

Les frais d'entretien sont liés à des contributions relatives aux installations de postes de départ privés reliés aux projets d'éoliennes. Ils correspondent à la valeur actualisée des charges d'entretien et d'exploitation des installations, prévues sur une période de 20 ans. Ces frais sont inscrits à la base de tarification du Distributeur à titre de frais reportés et amortis linéairement sur 20 ans selon la décision D-2008-024.

-Référence : HQD-8, Document 8 PGEÉ BUDGET 2011

R-3726-2010 Rép. à la DDR # 1 de la Régie, page 5 « Depuis la prévision de janvier 2010, le Distributeur a procédé à une révision des besoins en énergie et en puissance afin de prendre en compte, entre autres, l'annonce de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale, l'intention du gouvernement du Québec de rehausser les cibles d'efficacité énergétique de même que les fermetures annoncées dans l'industrie des pâtes et papier.

D. 49 : Quelles sont les nouvelles cibles d'économie d'énergie fixées ou envisagées par le gouvernement du Québec ?

Réponse :

La fixation d'une nouvelle cible par le gouvernement du Québec dépasse le cadre du présent dossier.

(p. 11) « 3 À compter de 2011, le marché affaires inclut l'ensemble de la clientèle des secteurs commercial, institutionnel et industriel. Voir à ce sujet la section 5.2. »

D. 50 : Pourquoi ce regroupement ? Quels sont les avantages recherchés ?

Réponse :

Voir la pièce HQD-8, document 8, page 29, lignes 20 à 27.

(p. 17-18) « Le Distributeur a prévu poursuivre son offre pour l'installation de thermostats électroniques dans les nouvelles constructions jusqu'à l'entrée en vigueur de ce règlement. Cependant, il réduira l'aide financière offerte aux maîtres-électriciens de 40 \$ à 25 \$ par thermostat pour l'unifamiliale et de 20 \$ à 18 \$ pour les immeubles multilogements. Ce changement de modalités découle des recommandations de l'évaluateur du programme⁷ et de l'évolution des conditions de marché. »

D. 51 : Quel est l'impact prévu de la réduction de la subvention sur le taux de participation et les gains nets d'économie d'énergie ?

Réponse :

La subvention reflète les nouvelles conditions du marché et est ajustée au coût différentiel d'acquisition réel. Pour cette raison, la baisse du montant d'aide financière ne devrait pas avoir d'impact sur la participation. La prévision énergétique est maintenue à 17 GWh pour 2011, soit à un niveau comparable à celui des années précédentes.

(p. 18-19) « Éclairage

Le Distributeur poursuit, en 2011, la promotion des ampoules fluocompactes et des luminaires efficaces dans l'attente de la nouvelle réglementation sur les ampoules incandescentes prévue en 2012 et de l'arrivée sur le marché de nouveaux produits d'éclairage performants, tels que les diodes électroluminescentes (DEL), normalisés et à prix concurrentiels.»

D. 52 : Par quel moyen HQD poursuit la promotion de ce programme, alors que les subventions étaient versées au départ jusqu'au printemps 2010 ? Les ampoules à DEL peuvent-elles remplacer actuellement les ampoules incandescentes ou fluocompactes ?

Réponse :

En ce qui a trait à la poursuite du programme en 2011, le Distributeur a justifié sa stratégie de poursuivre le volet Éclairage dans son suivi de la décision D-2009-016¹. Il y soulignait notamment le potentiel résiduel existant dans le marché et l'importance de la barrière de prix lors de l'achat de fluocompactes.

Ces deux facteurs ont amené le Distributeur à reconduire les offres promotionnelles jusqu'au 31 décembre 2010 et à planifier la poursuite du programme en 2011. Le Distributeur est toutefois en attente des résultats d'évaluation et est en réflexion sur la stratégie à adopter pour les années à venir.

Enfin, certaines ampoules à DEL peuvent remplacer des ampoules incandescentes ou fluocompactes. Toutefois, pour produire la même luminosité, la puissance des ampoules à DEL actuellement sur le marché est sensiblement la même que celle des fluocompactes. Le gain énergétique est donc similaire mais à un prix près de dix fois supérieur. Le Distributeur poursuit la vigie de cette technologie et l'encouragera au moment opportun, le cas échéant.

¹ Dossier R-3708-2009, pièce HQD-8, document 8, annexe E, pp. 42-43.

(p. 22) « *Volet privé – municipalités* L'AEÉ a informé le Distributeur de son intention de suspendre le transfert de ce dossier à la suite du changement de son statut annoncé lors du dépôt du budget du gouvernement du Québec... Au 31 mai 2010, le Distributeur avait reçu 72 demandes de réservation de fonds associées à 432 logements pour un potentiel d'économies d'énergie de 0,8 GWh annuellement. De ce nombre, le Distributeur a versé les appuis financiers pour 20 demandes, lesquelles représentaient 82 logements, pour un impact énergétique de 0,2 GWh annuellement. Le Distributeur souhaite étendre ce type d'intervention à d'autres villes et initiera des discussions avec les intervenants concernés... L'impact énergétique associé à ces quatre volets de *Rénovation énergétique – MFR* est ainsi évalué à 5 GWh et le budget total s'élève à 8 M\$, dont 7 M\$ en aide financière (82 %).

D. 53 : Combien de logements sont visés ? Quel est le coût unitaire et l'économie par logement rénové ? Quel est le coût et la subvention accordée par logement ou par bâtiment ? Qu'est-ce qui explique le retard dans l'application du programme ? les économies réalisées et les coûts réels sont-ils comparables aux données prévisionnelles ?

Réponse :

Le volet *privé – municipalités* est un programme complémentaire à certains programmes municipaux de rénovation. Il est, pour le moment, offert exclusivement à Montréal en complément au programme Rénovation majeure de la ville. La participation au volet *privé – municipalités* est donc et restera conditionnelle à la participation aux programmes des municipalités. Pour 2011, les hypothèses utilisées se trouvent à l'annexe B de la pièce HQD-8, document 8.

L'aide financière prévue par logement est de 2 000 \$. À ce jour, l'aide réelle moyenne versée est de 1 560\$ par logement pour les 20 demandes (soit 82 logements). Celles-ci présentent un gain énergétique moyen de 1 888 kWh par logement.

Les délais accordés par le Distributeur sont ceux du programme de la municipalité, soit :

- 3 mois pour débiter les travaux ;
- 12 mois pour réaliser les travaux ;
- 2 mois après les travaux pour réclamer l'aide financière.

Il n'y a pas de retard dans l'application du programme. Les 52 demandes restantes sont toujours à l'intérieur des délais accordés.

D. 53 : Le MRNQ ne doit-il pas poursuivre les programmes de l'AEÉ ?

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre à cette question. Il souligne toutefois que le Gouvernement a annoncé, lors du discours sur le budget au printemps 2010, que les activités de l'AEÉ seraient intégrées au MRNF.

(p. 23) «**5.1.3.2 Remplacement de réfrigérateurs économes pour les MFR**

Pour l'année 2011, le Distributeur prévoit le remplacement de 12 000 appareils pour un impact énergétique de 7 GWh. Le budget est évalué à 7 M\$ dont 5 M\$ (69 %) en aide financière. »

D. 54 : Quels sont les critères de sélection des organismes communautaires ? Quelle subvention est offerte aux organismes communautaires ? Cette subvention aux OC est-elle incluse dans le 5 M\$ d'aide financière ? Quels sont les critères d'admissibilité en terme de revenu des MFR ?

Réponse :

Avant la sélection des organismes, le Distributeur vérifiera :

- le statut corporatif communautaire des organismes inscrits au Registre des entreprises du Québec ; et
- l'expérience de l'organisme et son niveau d'organisation.

Les critères de sélection sont :

- la mission et les services rendus par l'organisme ;
- une orientation vers les ménages à faibles revenus de l'aide ou des services fournis par l'organisme ;
- la reconnaissance de l'organisme dans son milieu ;
- la localisation de l'organisme, sa facilité d'accès et sa proximité avec la clientèle visée ;
- la mobilité et la possibilité pour l'organisme de rejoindre facilement les clients à domicile si cela est requis ;
- des ressources humaines et matérielles suffisantes et adéquates pour mettre en œuvre le programme ; et
- la compréhension du mandat et l'adéquation entre les services offerts par l'organisme et les objectifs du programme.

L'aide financière de 4,8 M \$ ne couvre que l'achat des réfrigérateurs. Le montant alloué aux organismes communautaires sera fixé avec le mandataire en respectant le modèle d'affaires et les budgets disponibles.

Les seuils de revenus utilisés sont ceux de Statistique Canada pour les villes de 500 000 habitants et plus.

(p. 23) **5.1.4 Récupération de réfrigérateurs et congélateurs énergivores**

D. 55 : Pourquoi la réduction de moitié de l'aide financière

Réponse :

Voir la réponse à la question 25-b de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-13, document 2.

5.1.5 Géothermie

«HQD analyse actuellement la possibilité de promouvoir d'autres types de pompes à chaleur efficaces »

D. 57 : Où en êtes-vous dans votre analyse des pompes à chaleur ? Quel est le coût moyen des nouvelles pompes, le gain potentiel et la rentabilité d'une telle opération ? Cela pourrait-il remplacer à terme le programme de pompes géothermiques ?

Réponse :

Tel que mentionné à la section 5.1.6 de la pièce HQD-8, document 8, le Distributeur poursuit la qualification d'une opportunité d'offre intégrée pour les pompes à chaleur. Cette stratégie de marché intégrée inclurait la géothermie. Les résultats de l'évaluation du programme de géothermie est un intrant important au positionnement de cette dernière dans cette stratégie intégrée. En ce qui a trait aux pompes à chaleur haute efficacité et pour climat froid, le surcoût de 4 500 \$ et le gain unitaire de 5 000 kWh/an utilisés à des fins de planification sont basés sur le remplacement d'un système central à air chaud par une pompe à chaleur air-air haute efficacité. Selon le scénario envisagé, le client recouvrerait son investissement additionnel pour un appareil plus efficace après environ 7 ans.

(p. 27-28) « En 2011, des économies d'énergie de 0,5 GWh équivalent sont prévues au marché

24 résidentiel pour l'ensemble des réseaux autonomes, pour un budget de 0,25 M\$. »

D. 58 : Pourquoi la réduction du budget et des économies visées relativement à l'année dernière ? Pour chaque programme offert dans les réseaux autonomes indiquez-nous le nombre de participants, les économies unitaires.

Réponse :

Le programme *Visites conseils* aux IDLM s'est terminé en 2010. Il représentait 33 % des objectifs du marché résidentiel.

Le tableau R-58 présente les hypothèses demandées.

TABLEAU R-58 : HYPOTHÈSES DE CALCUL – 2011

Réseaux	Programmes / Volets	Nombre (unités)	Gain unitaire moyen net kWh/an	Impact énergétique MWh ajoutés nets
IDLM	Éclairage	5 180	27	141
	Thermostats - NC	25	143	4
	Produits électroniques	180	50	9
Anticosti	Éclairage	138	33	4
Nunavik	Éclairage	1744	29	50
Schefferville	Visites Conseils	157	1 468	230
	Produits électroniques	22	50	1
	Éclairage	980	21	21
Autres - Opitciwan / La Romaine	Éclairage	268	30	8
Total				469

(page 51) 5.4.1 Chauffe-eau à trois éléments

D. 59 : Combien de chauffe-eaux seraient installés en 2011 ?

Réponse :

Voir le tableau B-1 à la page 13 de la pièce HQD-8, document 8, annexes.

-Référence : HQD-8, Document 8 Annexes PGEÉ

(page 33-35) 3 BI-ÉNERGIE

D. 60 : Détaillez le calcul de la rentabilité du programme de subvention à la bi-énergie, comme vous l'aviez fait l'an passé en réponse à la DDR de la Régie (HQD-13 doc. 1, p. 170-174) et soumettez-nous les données en format Excel pour nous permettre de faire des simulations.

Réponse :

Voir la réponse à la question 83.2 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

En ce qui a trait au dépôt des données sous format Excel, le Distributeur n'est pas en mesure de fournir l'information demandée dans le temps imparti. En outre, il ne voit pas la pertinence de cette information pour l'analyse des conclusions relatives au programme d'aide financière au maintien de la bi-énergie.

**-Référence : HQD-9, Document 2 REVENUS AUTRES QUE VENTES
D'ÉLECTRICITÉ**

(p. 4) Frais d'administration

« Les frais d'administration passent de 62,0 M\$ en 2010 (71,2 M\$ pour l'année de base 2010) à 80,0 M\$ en 2011... Les frais d'administration totalisant 80 M\$ en 2011 ont été établis en appliquant un pourcentage mensuel aux inventaires prévus pour chacun des mois de l'année 2011. »

D. 61 : Fournissez-nous les données mensuelles de base permettant de calculer les frais d'administration en 2010 et 2011, en indiquant les données réelles de 2009.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 70.1 et 70.2 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

(p. 5-6) « Le poste «Réclamations aux tiers et autres» totalisant 21,8 M\$ en 2009 inclut entre autres, des revenus non récurrents de 2,0 M\$ ayant été facturés dans le cadre de missions d'assistance de dépannage aux États-Unis. Étant donné le caractère imprévisible de ces travaux, aucun revenu non récurrent, ni coût afférent n'a été prévu à cet effet pour 2010 et 2011. »

D. 62 : Indiquez-nous à partir de quelles ressources internes ou externes les services aux tiers et autres sont offerts ? Si les réclamations réalisées surpassent les prévisions de réclamations quel effet cela aura-t-il sur le bénéfice d'H.Q. ?

Réponse :

Les ressources utilisées dans les services offerts aux tiers sont des ressources internes uniquement : agents de service et projeteurs pour le volet ingénierie, monteurs pour la réalisation des travaux, ainsi que les unités Réclamations (agents réclamation, commis distribution) pour le volet administratif.

Lorsque les réclamations réalisées dépassent les prévisions, l'effet sur le bénéfice du Distributeur est nul puisque les dépenses encourues pour réaliser les services vont elles aussi dépasser les prévisions.

-Référence : HQD-11, Document 3 BASE D'ÉTABLISSEMENT DES PRIX, COÛTS ET FRAIS LIÉS À L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE EN VIGUEUR AU 1ER AVRIL 2011

(page 7) L'allocation pour usage autre que domestique est, pour 2011, de 405 \$ par kW. Le détail du calcul de cette allocation est présenté dans le tableau 1. (versus pour 2010 c'est 385\$ donc hausse de 5,19%)

D. 63 : Quels sont les facteurs qui expliquent cette hausse de 5,2% de l'allocation entre 2010 et 2011 ? Cette hausse aura quel impact sur le coût de service d'HQD ?

Réponse :

Plusieurs paramètres ont une influence sur les résultats. Toutefois, la hausse de l'allocation est surtout attribuable à la hausse du revenu requis moyenne tension et à la baisse simultanée de la pointe non coïncidente moyenne tension.

L'allocation est un montant maximal qui assure la neutralité tarifaire.

-Référence : HQD-12, Document 2 STRATÉGIE TARIFAIRE

(p. 11-12) Il est donc important que ceux qui choisiraient une telle option en soient conscients, d'autant plus que certains clients, parmi lesquels pourraient se retrouver des ménages à faible revenu, pourraient perdre de l'argent malgré des efforts soutenus....Finalement, dans le contexte actuel, l'offre d'une tarification dynamique optionnelle pour les clients résidentiels aurait pour impact d'augmenter la facture globale de l'ensemble des consommateurs puisqu'elle génèrerait des coûts autres que des coûts d'approvisionnement (par exemple pour les compteurs et la commercialisation) qui ne seraient compensés par aucun bénéfice pour le Distributeur.... Toutefois, le Distributeur prévoit remplacer tout son parc de compteurs par des compteurs qui pourraient supporter une tarification dynamique optionnelle *** faut-il alors modifier le compteur ou si le compteur intègre déjà la possibilité de tarification dynamique si oui est-ce que les compteurs coûtent plus chers pour intégrer cette option ????. Ce faisant, les seuls coûts importants associés à une nouvelle option tarifaire seraient les coûts de commercialisation. En outre, de manière prospective, le Distributeur croit nécessaire l'offre d'une tarification dynamique dans le contexte d'une pénétration possible des véhicules électriques, afin de favoriser la recharge durant les périodes hors pointe. »

D. 64 : Est-ce que vous envisagez rendre obligatoire un jour la tarification dynamique aux clients résidentiels ? Si oui sur quel horizon ? Considérant les coûts accrus en compteurs, mesurage et commercialisation et les coûts évités suite à la baisse de la demande en pointe, présentez-nous la mise à jour (relativement aux chiffres que vous nous aviez présentés dans la requête de 2007) des coûts supplémentaires versus les coûts évités associés à la tarification dynamique (cas de 100 000 compteurs installés). Est-ce que les compteurs pouvant être lus à distance intègrent nécessairement et sans coût additionnel les fonctions d'un compteur dynamique ou s'il y a des coûts supplémentaires pour offrir la lecture dynamique ?

Dans les années 80 et 90, H.Q. offraient des subventions à l'achat d'un système bi-énergie et une subvention annuelle sur le contrat de service/réparation, ces subventions étaient-elles rentables pour H.Q. et ses clientèles ? Pourquoi la subvention de systèmes bi-énergie ne serait-elle pas rentable en 2011 ?

Réponse :

Comme expliqué à la section 3.3 de la pièce HQD-12, document 2, le Distributeur propose le statu quo en matière de tarification dynamique puisque l'offre d'une telle option ne pourrait qu'engendrer des coûts supplémentaires qui devraient être compensés par l'ensemble des clients du Distributeur. Dans ce contexte, la mise à jour de l'analyse de rentabilité d'une tarification dynamique, présentée dans le cadre de la demande R-3644-2007 à la section 4 de la pièce HQD-12, document 5, n'a pas été réalisée bien que les conclusions et l'ordre de grandeur des coûts seraient vraisemblablement similaires. Cet exercice sera réalisé au moment opportun, c'est-à-dire lorsque le Distributeur se présentera à la Régie avec une proposition de tarification dynamique et ce, après que les infrastructures de mesurage en mesure d'offrir une telle option auront été installées.

Le contexte des années 80 et 90 était différent du contexte actuel. À cette époque, Hydro-Québec a offert des subventions pour inciter à la conversion à la bi-énergie dans le but d'écouler des surplus en énergie sans pour autant contribuer aux besoins en puissance à la pointe. Au contraire, la demande de la Régie pour un programme commercial vise uniquement le maintien du parc bi-énergie et non la conversion à la bi-énergie de clients chauffant actuellement au mazout, et ce, afin de ne pas fragiliser l'industrie du mazout.

Voir également la réponse à la question 83.2 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

(page 15) « Enfin, les hausses tarifaires associées à la fourniture d'électricité patrimoniale permettront, à partir de 2014, d'accroître les économies des clients bi-énergie et ainsi, consolider davantage le parc bi-énergie existant. »

D. 65 : Prouvez-nous cet affirmation par des exemples chiffrés sur la hausse de la facture des clients au D versus les clients au DT ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 84.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

(p. 14) **FIGURE 2 ÉVOLUTION DE L'ÉCONOMIE NETTE EN FONCTION DU PRIX DU MAZOUT**

D. 66 : Indiquez-nous quels sont les coûts qui sont pris en compte pour évaluer l'économie nette au tarif DT (coût d'énergie, coût d'entretien, contrat de service et réparation, coût du capital (intérêt, dépréciation))

Réponse :

Tel qu'indiqué aux lignes 3 à 5 de la page 13 de la pièce HQD-12, document 2, la rentabilité du client bi-énergie au tarif DT dépend de son économie de facture par rapport au tarif D, de ses achats de combustible et de l'écart entre les frais d'entretien d'un système bi-énergie par rapport à un système électrique.

HQD-12, Document 5 SCHEFFERVILLE SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE ET PROPOSITION TARIFAIRE

(p. 5) « L'énergie et la puissance sont garanties par un contrat de location-acquisition »

D. 67 : Est-ce qu'H.Q. deviendra propriétaire de la centrale hydroélectrique après un certain nombre d'années, sinon qui deviendra propriétaire et quand les conditions du contrat devront-elles être renégociées ?

Réponse :

Non, Hydro-Québec ne deviendra pas propriétaire de la centrale hydroélectrique. L'énergie et la puissance sont garanties par un contrat d'achat d'électricité, qualifié aux fins comptables de location-acquisition, avec Newfoundland and Labrador Hydro (NALCOR depuis le 1er avril 2009) et la durée du contrat est de 40 ans avec possibilité de renouvellement. NALCOR est présentement propriétaire de la centrale et le demeurera au terme du contrat.