

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

Référence : 1) Introduction HQD-1, document 1, page 12, lignes 16 à 19,
section 2.5 : Activités en efficacité énergétique.

Préambule :

« Le Distributeur maintient le cap par rapport à l'objectif de 4,7 TWh d'économie d'énergie qu'il s'est fixé pour 2010. Près de 60% de cet objectif, soit 2,8 TWh sera atteint à la fin de 2008 ... »

Demande :

- 1.1. Le Distributeur peut-il décomposer le 2,8 TWh en donnant les économies d'énergie réalisées chaque année jusqu'en 2008 ; ou référer la FCEI à une pièce contenant ces informations ?

Réponse :

Voir le tableau A-3 à la pièce HQD-14, document 3, annexe A.

2. **Référence : 2) Prévision de la demande (et nouvelle normale climatique)** HQD-2, document 1, page 6 : Tableau 2 : Évolution de la prévision des ventes pour l'année 2007.

Préambule :

Au bas du tableau 2 cité en référence, on peut lire : « Selon l'évaluation préliminaire du Distributeur, l'impact des conditions climatiques a accru les ventes publiées au 30 avril de 833 GWh ; sur cette quantité, 409 GWh découlent de l'introduction d'une nouvelle normale climatique. »

Demande :

- 2.1. Le Distributeur peut-il confirmer que l'utilisation de la nouvelle normale climatique donne, sur une base annuelle, des consommations normalisées inférieures aux consommations normalisées obtenues avec l'utilisation de la précédente normale ? Si non, expliquer.

Réponse :

Le Distributeur confirme que l'utilisation de la nouvelle normale climatique donne, sur une base annuelle, des consommations normalisées inférieures aux consommations normalisées obtenues avec l'utilisation de la précédente normale.

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la FCEI*

- 2.2.** De la citation du préambule, la FCEI comprend que les mois de janvier à avril 2007 ont été plus froids que la normale causant une consommation additionnelle de 833 GWh par rapport à une température normale. Est-ce exact ?

Réponse :

Le mois de janvier 2007 s'est avéré plus chaud que la normale. Les mois de février à avril 2007 ont été plus froids que la normale. Au total pour ces quatre premiers mois, les conditions climatiques ont effectivement causé une consommation additionnelle de 833 GWh par rapport à la normale climatique.

- 2.3.** Comment comprendre la variation de 409 GWh qui suit dans la phrase ? L'introduction de la nouvelle normale climatique ne devrait-elle pas entraîner des variations négatives par rapport à l'utilisation de la normale précédente ? Le Distributeur peut-il expliquer davantage la variation de 409 GWh en relation avec la variation de 833 GWh ?

Réponse :

Tel qu'indiqué en réponse à la question 2.2, les conditions climatiques observées ont effectivement causé pour les quatre premiers mois de 2007 une consommation additionnelle de 833 GWh par rapport à la nouvelle normale climatique. Les ventes normalisées selon cette nouvelle normale climatique pour ces quatre premiers mois sont donc inférieures de 833 GWh aux ventes publiées pour ces mêmes mois. Cette normalisation est, selon l'estimation préliminaire du Distributeur, de 409 GWh supérieure à la normalisation basée sur l'ancienne normale. Ainsi, pour les quatre premiers mois de 2007, l'utilisation de la nouvelle normale climatique donne des consommations normalisées inférieures de 409 GWh aux consommations normalisées obtenues avec l'utilisation de la précédente normale.

- 3. Référence : 2) Prévision de la demande** i) HQD-2, document 1, page 6, Tableau 2 : Evolution de la prévision des ventes pour l'année 2007,

***Réponse à la demande de renseignements n°1
de la FCEI***

colonnes « Écarts » ; ii) HQD-2, document 1, page 5, Tableau 1 : Prévion des ventes pour les années 2007 et 2008, colonne « Croissance ».

Préambule :

Dans le texte qui suit la présentation des deux tableaux cités en référence, le Distributeur décompose les « Écarts » ou la « Croissance ». Il donne, par exemple, l'effet de la normalisation des quatre premiers mois de 2007, l'effet de la nouvelle normale climatique, l'effet de la mise à jour des consommations unitaires par usage ou encore l'effet des nouveaux pourcentages de répartition entre les catégories de consommateurs ; l'effet de l'année bissextile pour la prévision 2008, l'évolution des paramètres démographiques et économiques, l'amélioration de la position concurrentielle, etc.

La FCEI ne parvient pas, à l'aide des variations décomposées données par le Distributeur telles que dispersées dans le texte et selon leur signe positif ou négatif, à retrouver l'« Écart » total ou la « Croissance » totale indiqués aux tableaux 1 et 2 cités en référence.

Demande :

- 3.1.** Le Distributeur peut-il lister les causes et leur effet en GWh (ou en faire un tableau) de sorte que l'addition des effets en GWh montre le résultat total de l'« Écart » ou de la « Croissance » par tarif dans les tableaux 1 et 2 cités en référence ? Par exemple, pour le tarif D (et DM ?) :

Réponse :

Par rapport à la prévision des ventes d'avril 2006, les principaux écarts de la prévision d'avril 2007 se retrouvent aux tarifs D, M, L et aux contrats spéciaux.

**Tableau R-3.1.1
Principaux éléments d'écart**

entre l'année 2007 (R-3610-2006) et l'année 2007 (R-3644-2007)

D	
Effets des conditions climatiques	601
Nouvelle normale climatique	(580)
Introduction des nouveaux pourcentages de répartition	(215)
Intégration des résultats du nouveau à la clientèle résidentielle (consommations unitaires)	500
Autres	52
Écart total	358
M	
Effets des conditions climatiques	107
Nouvelle normale climatique	(63)
PMI	(820)
dont	
Ventes plus faibles pour les 4 premiers mois de 2007	(300)
Révision à la baisse du PIB manufacturier	(520)
G&I	500
dont	
Croissance économique plus forte	50
Croissance démographique plus forte	450
Autres	57
Écart total	(219)
L	
Effets des conditions climatiques	40
Fermeture de Norsk Hydro	(930)
Ventes plus faibles au secteur pâtes et papiers	(1 000)
Autres	(6)
Écart total	(1 895)
Contrats spéciaux	
Dont besoins accrus d'Alcan	
Écart total	392

Pour l'année 2008, les variations des ventes anticipées par rapport à 2007 se retrouvent principalement aux tarifs D, M, L et aux contrats spéciaux.

**Tableau R-3.1.2
Principaux éléments de croissance**

Croissance 2007-2008 - prévision des ventes (R-3644-2007)

D		
	Normalisation	(601)
	Mises en chantier résidentielle	376
	Effet années bissextile	250
	Croissance totale	25
M		
	Normalisation	(107)
	G&I	522
	dont	
	Économies d'énergie du PGEÉ	(171)
	Évolution des paramètres démographiques et économiques	462
	Amélioration de la position concurrentielle de l'électricité	231
	Croissance totale	415
L		
	Normalisation	(40)
	Fermeture de l'usine de Norsk Hydro et ajouts de capacité	(63)
	Croissance totale	(103)
	Contrats spéciaux	
	Livraisons plus faibles à Alcan et ajouts de production	
	Croissance totale	(643)

4. **Référence : 2) Prévision de la demande** HQD-2, document 1, page 10, Tableau 3 : Historiques des ventes pour 2005 et 2006.

Préambule :

Une nouvelle normale climatique a été utilisée pour prévoir la demande de l'année témoin 2008.

Demande :

- 4.1. Les consommations normalisées des années 2005 et 2006 du tableau 3 l'ont-elles été avec la nouvelle normale climatique ou avec l'ancienne ?

Réponse :

Les ventes pour les années 2005 et 2006 présentées au tableau 3 de la pièce citée en référence sont normalisées en fonction de la normalisation en vigueur lors de ces années (ancienne normalisation).

- 4.2.** Le Distributeur a-t-il procédé à la re-normalisation des consommations des années antérieures au changement de la normale ? Si oui, peut-il rendre les résultats disponibles ? Si non, afin de toujours pouvoir comparer les consommations normalisées des années passées entre elles, le Distributeur peut-il déposer un (ou des) tableau(x) à l'image de celui cité en référence donnant les consommations par catégories de consommateurs dont la colonne normalisée résulterait de l'application de la nouvelle normale climatique, pour les années 2001 à 2008 ?

Réponse :

Le Distributeur est d'avis qu'il n'est pas utile au dossier tarifaire de déposer les ventes des années 2001 à 2006 normalisées selon la normale climatique présentée dans la pièce HQD-2, document 1.

Pour l'année 2007, la prévision incluant des ventes normalisées pour les quatre premiers mois de l'année figure dans la réponse à la question 2.1 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1. Les ventes prévues pour l'année 2008 figurant au tableau 1 de la pièce HQD-2, document 1 correspondent à une consommation à conditions climatiques normales définies selon la nouvelle normale climatique.

- 5. Référence : 2) Approvisionnements** i) HQD-2, document 2, page 17, lignes 4 à 6, section 4.1 : Besoins en énergie ; ii) HQD-2, document 2, page 27, Tableau A-1 pour les pertes de 12,9 TWh exprimées par rapport à la « Consommation prévue » ou par rapport aux « BESOINS PRÉVUS ».

Préambule :

- i) « *Les besoins en énergie sont composés de la consommation des clients desservis par le réseau de TransÉnergie à laquelle sont ajoutées les pertes* »

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la FCEI**

prévues sur les réseaux de distribution et de transport. Le taux de pertes considéré est de 7,5%. » (soulignements de la FCEI)

Demande :

- 5.1. Est-il exact de comprendre qu'il faut prévoir en besoins 7,5% de plus que la consommation prévue des clients (12,9 TWh ÷ 172,4 TWh consommés) afin de combler les 7,0% d'électricité transportée et distribuée qui se perdent (12,9 TWh ÷ 185,4 TWh transportés et distribués) ? Si non, expliquer.

Réponse :

Il est exact de comprendre qu'il faut prévoir en besoins 7,5 % de plus que la consommation prévue des clients afin de combler les pertes électriques de transport et de distribution.

6. **Référence : 3) Efficience et performance** HQD-3, document 1, page 8, Tableau 1 : Indicateurs d'efficience du Distributeur.

Préambule :

Les experts retenus par les intervenants dans le groupe de travail sur la performance du **Transporteur** ont privilégié deux indicateurs de **coûts** : un basé sur les CNE (charges nettes d'exploitation) et un basé sur le CST (coût de service total), les deux exprimés en fonction de la capacité planifiée (MW), cette dernière étant considérée comme un important inducteur de coûts pour le Transporteur. Ces deux indicateurs CNE et CST faisaient partie de l'ensemble des indicateurs à l'étude dans le cadre du groupe de travail.

La FCEI remarque que, dans le tableau des indicateurs d'efficience que le **Distributeur privilégie**, il n'y en a qu'un seul exprimé en fonction des kWh (normalisés), celui basé sur le « Coût total Distribution et SALC ».

Demande :

- 6.1. Le Distributeur peut-il expliquer, ou rappeler, pourquoi, à son tableau des indicateurs d'efficience qu'il **privilégie**, il n'y a pas l'indicateur « CEN Distribution et SALC » exprimé en fonction des kWh (normalisés) ?

Réponse :

Le Transporteur et le Distributeur se distinguent par la nature des activités, des actifs gérés et du contexte d'affaires dans lequel

les deux entités évoluent. Ces différences s'expriment par les inducteurs de coûts et conduisent à retenir des indicateurs de performance qui leur sont propres.

La principale différence tient à l'inducteur de coûts. Du côté du Transporteur, la capacité de transit du réseau semble prédominer, alors que du côté du réseau de distribution, le principal inducteur de coûts est l'abonnement. Tel que spécifié en réponse à la question suivante, les kWh normalisés ne constituent en rien un inducteur de coûts valable pour les opérations de services à la clientèle et plusieurs activités du processus Distribuer.

De plus, le coût total couvre l'ensemble des activités du Distributeur et s'apparente plus à un tarif de distribution qu'à des charges d'exploitation nettes. Dans cette optique, un indicateur comme les CEN/kWh présente peu d'intérêt.

6.2. Les kWh constituent-ils un inducteur de coûts pour le Distributeur, à l'instar des MW pour le Transporteur ? Expliquer la réponse.

Réponse :

Tel que spécifié en 6.1, le choix d'un inducteur de coûts pour la composition des indicateurs d'efficacité, que l'on souhaite être limité en nombre, découle, entre autres, de la nature des activités. Un choix doit donc être fait pour retenir en premier les plus pertinents.

Pour les activités de services à la clientèle (la réponse téléphonique, la facturation, l'encaissement et les activités de recouvrement), l'inducteur de coûts qui détermine le mieux la charge de travail est le nombre d'abonnements. Les kilowattheures n'ont pas d'influence sur la somme de travail de ces processus. Il en va de même pour les activités de relève et de mesure du processus distribuer. Le nombre de kilomètres de réseau, de même que la capacité de transit du réseau seraient davantage des inducteurs de coûts à envisager pour certaines

activités spécifiques associées au sous-processus « Réaliser les travaux » et pour certaines catégories de coûts qui incluent les immobilisations pour ce qui a trait à la capacité de transit du réseau.

7. Référence : 4) Compte de pass-on pour l'achat de l'électricité postpatrimoniale HQD-4, document 2.

Préambule :

Demande :

7.1. Existe-t-il chez d'autres distributeurs d'électricité un mécanisme d'ajustement mensuel des tarifs pour refléter les variations dans les coûts de l'approvisionnement ?

Réponse :

À la connaissance du Distributeur, il existe chez SCGM et Gazifère au Québec un mécanisme d'ajustement mensuel des tarifs pour refléter les variations des prix de la molécule de gaz. Cependant, tel que mentionné aux pages 16 et 17 de la pièce HQD-4, document 2, le Distributeur ne peut envisager appliquer un tel mécanisme à ses clients. Pour fins de rappel, les freins majeurs à un tel mécanisme pour le Distributeur sont que :

- ses tarifs ne sont pas dégroupés pour les composantes fourniture, transport et distribution. Les tarifs chez SCGM le sont ;
- les écarts du compte de *pass-on* ne peuvent être évalués que sur une base annuelle. Il devient donc difficile d'ajuster les tarifs sur une autre base qu'annuelle ;
- les systèmes de facturation des clients rendent impossibles un tel mécanisme ;
- le principe même d'ajuster les tarifs sur une base intra-annuelle soulève d'importants problèmes d'acceptabilité sociale.

- 8. Référence : 11) Répartition du coût de service : Répartition du coût de Transport** Dossier R-3610-2006, HQD-11, document 1, page 24, lignes 5 à 10.

Préambule :

« ... plusieurs éléments militent en faveur du maintien de la méthode actuelle de répartition des coûts de transport pour le Distributeur. ... mentionnons : que la règle de base en matière de méthode de répartition est d'allouer les coûts de la même façon qu'ils sont facturés, a fortiori lorsque la base de facturation traduit correctement le lien de causalité des coûts ... »

Demande :

- 8.1.** Le Distributeur est-il toujours du même avis ?

Réponse :

Le Distributeur est toujours du même avis et considère la méthode de la pointe coïncidente la plus appropriée pour répartir les coûts de transport.

De plus, dans sa décision D-2007-12, la Régie acceptait la méthode de la pointe coïncidente pour répartir le coût de transport du Distributeur pour 2007. Cependant, elle n'a pas retenu ce scénario pour les années subséquentes. Elle a demandé au Distributeur de répartir les coûts selon la méthode par fonctions basée sur celle adoptée par le Transporteur dans son dossier tarifaire et de proposer des scénarios alternatifs.

Le Distributeur n'a pas d'autres scénarios alternatifs à proposer que celui présenté dans le dossier précédent.

- 9. Référence : 11) Répartition du coût de service : Hausse différenciées** HQD-11, document 1, page 18, Tableau 2 : Coûts de service aux fins du calcul des hausses différenciées, colonne 2 « Année 2007 ».

Préambule :

Sous le tableau 2, il y a la note suivante : « *R-3610-2006, HQD-11, document 4, modifié pour refléter la décision D-2007-12 et les changements méthodologiques de 2008.* » soulignements de FCEI

Demande :

- 9.1. À partir du tableau sommaire du coût de service de l'année témoin 2007, le Distributeur peut-il donner un peu plus d'information en indiquant séparément, par catégorie de consommateurs, chacune des modifications apportées en spécifiant à quelle composante (É, T ou D) la modification se rapporte ?

Réponse :

Le modèle 2007 incorpore la décision D-2007-12 de la Régie concernant la base de tarification, le taux du coût en capital, les dépenses nécessaires à la prestation du service ainsi que l'approche horaire pour la répartition de l'électricité postpatrimoniale.

Quant aux changements méthodologiques apportés à la méthode 2007, ils concernent ceux qui ont été intégrés dans le modèle de l'année 2008, soit la répartition du coût de transport basée sur le modèle par fonction, la répartition du PGEÉ, et l'actualisation des règles et facteurs de répartition.

Pour le détail des tableaux, voir la réponse à la question 21-A de la demande de renseignements n^o 2 de l'AQCIE/CIFQ à la pièce HQD-15, document 4.

- 10. Référence : 11) Répartition du coût de service : Tarif BT** i) HQD-11, document 3, page 7, Tableau 1 : Sommaire du coût de service 2008 ; ii) HQD-12, document 9, page 3 : Revenus prévus en 2008 avant et après hausse tarifaire.

Préambule :

- i) Le tableau 1 présentant la répartition par catégorie de consommateurs du coût de service du Distributeur montre des coûts alloués au tarif BT.
ii) Le tableau des revenus avant et après hausse tarifaire ne montre aucun tarif BT.

Demande :

10.1. Les coûts alloués au tarif BT devraient-ils être répartis entre les autres catégories de consommateurs ?

Réponse :

Tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2006-34 à la page 62, le Distributeur s'est conformé à la volonté de la Régie de maintenir une ligne distincte pour le tarif BT et d'y indiquer l'amortissement annuel du compte de frais reportés.

La récupération de ce coût se fait via la hausse tarifaire demandée et est répartie par catégories de consommateurs en fonction des revenus prévus. La Régie s'est dite satisfaite du changement apporté par le Distributeur dans la décision D-2007-12, page 63.

10.2. Comment considérer les coûts alloués au tarif BT quand on veut comparer les coûts par catégorie de consommateurs avec les revenus par catégorie de consommateurs ? Si les tarifs devaient refléter exactement les coûts, quelles catégories de consommateurs devraient payer pour les coûts alloués au tarif BT ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.1.

11. Référence : 11) Répartition du coût de service : Autres revenus i) HQD-11, document 3, page 7, Tableau 1 : Sommaire du coût de service 2008 ; ii) HQD-1, document 1, page 14, Tableau 3 : Évaluation de la hausse au 1^{er} avril 2008.

Préambule :

i) Le tableau 1 présentant la répartition par catégorie de consommateurs du coût de service du Distributeur montre des « Autres revenus » de 166,9 M\$.

ii) Le tableau 3 montre des « Revenus autres que ventes d'électricité » de 157,2 M\$.

La FCEI a toujours de la difficulté à comprendre pourquoi les deux montants « autres revenus » sont différents. Le Distributeur a répondu à une question de la FCEI portant sur le même sujet l'an dernier (dossier R-3610-2006, HQD-16, document 5, pages 16 et 17).

Demande :

11.1. Le Distributeur peut-il déposer cette année aussi un tableau de réconciliation tel qu'il l'a gentiment fait l'an dernier ? Le Distributeur peut-il guider la FCEI dans le repérage des « facturations internes », dont il sera question dans le tableau de réconciliation, à l'intérieur du tableau des revenus requis ... ?

Réponse :

Le tableau R-11.1 présente l'information demandée. La différence dans le coût de prestation et les autres revenus des pièces HQD-6, document 1 et HQD-11, document 3 provient des rubriques facturation interne reçue et facturation interne émise. Tel que déjà mentionné en réponse à la question 15.2 d'Option Consommateurs des dossiers R-3492-2002, phase 1 (HQD-10, document 8, page 22) et R-3579-2005 (HQD-14, document 6, page 4), il s'agit d'un reclassement de transactions réciproques entre deux unités internes du Distributeur qu'il est nécessaire de considérer pour faire la répartition des coûts. La présentation séparée des autres revenus (HQD-5, document 1) des coûts de service (HQD-6, document 1) a pour effet de montrer l'écart dû au reclassement des transactions réciproques.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la FCEI**

Tableau R-11.1

**Tableau R11.1
Conciliation des autres revenus
Année témoin projetée 2008**

	(1)	(2)	(3)	(4)
	Rubriques du coût de service	HQD-11, document 3	Coût du service ¹²	Écart
1 Coût de prestation¹				
2 Achat d'électricité		5 034,5	5 034,5	-
3 Achat de service de transport		2 664,6	2 664,6	-
4 Charges brutes directes		1 138,0	1 138,0	-
5 Charges de services partagés				
6 Facturation interne reçue		415,8	406,1	9,7
7 Rendement des fournisseurs		6,5	6,5	-
8 Total		422,3	412,6	9,7
9 Coûts capitalisés				
10 Prest. de travail et gestion de mat.		(339,9)	(339,9)	-
11 Imputations et déversements		-	-	-
12 Total		(339,9)	(339,9)	-
13 Frais corporatifs		40,9	40,9	-
14 Achat de combustible		75,2	75,2	-
15 Amortissement		640,3	640,3	-
16 Taxes				
17 Taxe sur le capital		32,7	32,7	-
18 Taxe sur les services publics		39,0	39,0	-
19 Taxes municipales et scolaires		13,7	13,7	-
20 Total		85,4	85,4	-
21 Total Coût de prestation		9 761,4	9 751,7	9,7
22 Rendement - Base de tarification¹		790,3	790,3	-
23 Coût de service		10 551,7	10 542,0	9,7
				Référence à la question 11.2.
24 Autres revenus²				
25 Récupération de coûts		(34,3)	(34,3)	-
26 Facturation interne émise		(60,9)	(51,2)	(9,7)
27 Crédit d'intérêts au		(2,8)	(2,8)	-
28 remboursement gouv.				
29 Facturation externe émise				
30 Revenus (fourn. d'électricité)		(66,3)	(66,3)	-
31 Autres produits		(2,6)	(2,6)	-
32 Total		(68,9)	(68,9)	-
33 Total Autres revenus		(166,9)	(157,2)	(9,7)
				Référence à la question 11.1.
34 Coût de service		10 384,8	10 384,8	-

¹Pièce HQD-6, document 1, p. 4

²Pièce HQD-5, document 1, p. 3

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la FCEI**

11.2. La FCEI ne comprend toujours pas pourquoi le total des coûts répartis par catégories de consommateurs (10 384,8 M\$ + 166,9 M\$ = 10 551,7 M\$) ne correspond pas au total des coûts du tableau de revenus requis (10 542,0 M\$). Ne sont-ce pas exactement les revenus requis que l'on doit répartir entre les catégories de consommateurs ? Le Distributeur peut-il tenter une nouvelle explication (et la FCEI tenter une nouvelle compréhension ...) sans que cette dernière ne soit que descriptive du tableau de réconciliation de la réponse 11.1 ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1.

12. Référence : 11) Répartition du coût de service : Production i) HQD-11, document 3, page 13, Tableau 7 : Répartition du coût de prestation 2008 ;
ii) HQD-11, document 3, page 15, Tableau 9A : Achat d'électricité 2008.

Préambule :

i) Le tableau 7 en colonne 2 « Production » montre un total de 5 034,5 M\$ et réfère au tableau 9A.

ii) Le tableau 9A « Achat d'électricité » en colonne 16 « Coût total » ne montre aucun total correspondant à 5 034,5 M\$.

Demande :

12.1. Comment comprendre les différences ? Comment retrouver les coûts de 5 034,5 M\$ du tableau 9A (et du tableau des revenus requis HQD-6, document 1, page 4) ?

Réponse :

La référence au tableau 7, colonne 2 aurait dû se lire « Tableau 9B ». À la colonne 9 de ce tableau 9B, on retrouve le montant total ayant servi à l'établissement du revenu requis.

13. Référence : 11) Répartition du coût de service : Puissance moyenne 300 hres de pointe i) HQD-11, document 3, page 80, Annexe 4 - Tableau 53 : Coût de fourniture ; ii) HQD-11, document 3, page 21, Tableau 11 : Valeurs absolues relatives aux facteurs.

Préambule :

- i) Pour sa question, la FCEI réfère à la colonne 5 « Puissance moyenne de 300 heures de pointe (MW) » du tableau 80.
- ii) Pour sa question, la FCEI réfère à la colonne 3, facteur FR1 « Pointe coïncidente annuelle (MW) » du tableau 11.

Demande :

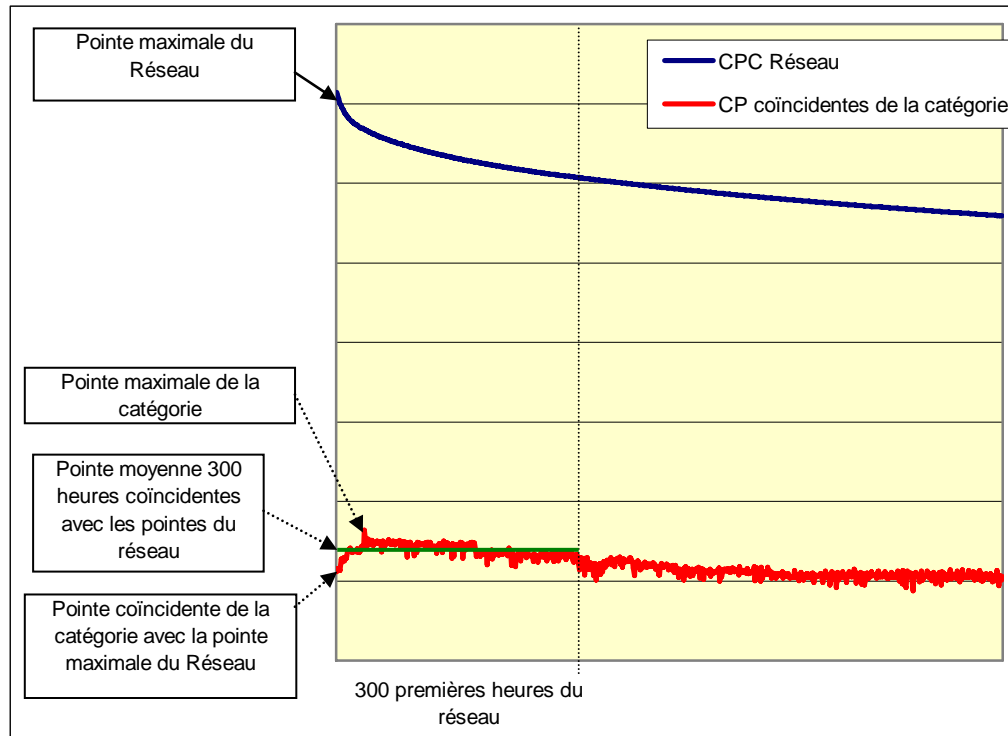
13.1. Pourquoi certaines des pointes résultant de la moyenne des 300 heures de pointe sont-elles supérieures à la pointe coïncidente annuelle dans une même catégorie de consommateurs ? (tarif DT : 435 MW pour la moy. 300 heures et 431 MW pour la coïncidente annuelle) (tarif L : 5 588 MW pour la moy. 300 heures et 5 579 MW pour la coïncidente annuelle) (spéc. : 3 342 MW pour la moy. 300 heures et 3 320 MW pour la coïncidente annuelle)

Réponse :

Étant donné que la courbe de puissances d'une catégorie de consommateurs est classée selon la courbe de puissances du réseau, la pointe coïncidente d'une catégorie de consommateurs avec la pointe maximale du réseau ne correspond pas nécessairement à la pointe maximale de la catégorie. Comme illustré dans le graphique ci-dessous, il est tout à fait possible, pour une catégorie de consommateurs, que la pointe moyenne de 300 heures coïncidentes avec celles du réseau soit supérieure à la pointe coïncidente avec la pointe maximale du réseau. L'inverse est tout à fait possible : la pointe coïncidente d'une catégorie peut être supérieure à sa pointe moyenne de 300 heures coïncidentes avec celles du réseau.

Graphique R-13.1 : Illustration de la pointe coïncidente, la pointe maximale et la pointe moyenne 300 heures d'une catégorie de consommateurs.

Graphique R-13.1



CPC : courbe de puissances classées

CP coïncidentes : courbes de puissances coïncidentes de la catégorie avec la courbe du réseau.

- 14. Référence : 11) Répartition du coût de service : Production HQD-11, document 3, page 77, Annexe 4, Tableau 50 : Puissances coïncidentes par catégorie de consommateurs – haute tension.**

Préambule :

Demande :

- 14.1.** Serait-il possible d'avoir, sous forme d'une colonne additionnelle au tableau cité en référence, les puissances coïncidentes par catégorie de consommateurs de la journée ayant connu la plus petite puissance (en MW à deux décimales près) ? (Par exemple, si la « plus petite journée » a une puissance de 20 564 MW (pour l'ensemble des consommateurs), la FCEI utiliserait la répartition observée en colonne 7 pour le mois de juin ; que l'on

pourrait mettre en opposition à la « plus grosse journée » pour laquelle on trouve les puissances coïncidentes par catégorie de consommateurs à la colonne 2 du mois de janvier.)

Réponse :

Tableau 14.1

**Minimum de la puissance coïncidente par
catégorie de consommateurs - haute tension
Année témoin projetée 2008**

(1)	(14)
Catégorie de consommateurs	Puissance coïncidente minimale (MW)
Domestique	
Tarifs D et DM	3 338
Tarif DH	0
Tarif DT	217
Total	3 555
Petite et moyenne puissance	
Tarifs G et à forfait	505
Tarif G9	57
Tarif M	1 483
Tarifs d'éclairage public et Sent.	139
Total	2 184
Grande puissance	
Tarif L	4 739
Tarif H	1
Tarifs LD et LP	-
Contrats spéciaux	3 068
Total	7 808
Réseaux autonomes ⁽¹⁾	
Tarifs D et DM	11
Tarif G	8
Tarif G9	0
Tarif M	6
Tarifs d'éclairage public et Sent.	0
Total	26
Total sans Réseaux autonomes	13 546
Total avec Réseaux autonomes	13 572

(1) niveau moyenne tension

15. Référence : 11) Répartition du coût de service

Préambule :

La FCEI désire bien comprendre et différencier une répartition de coûts en fonction des MW et une répartition de coûts en fonction des kWh.

Demande :

15.1. Le Distributeur peut-il confirmer que, pour un groupe de clients ayant des consommations annuelles différentes **mais dont tous les clients ont un profil de consommation parfaitement stable** (mêmes kWh consommés toutes les heures de tous les jours de toute l'année ; profil B de la question suivante), une répartition de coûts entre les clients du groupe en fonction des kWh équivaldra à une répartition de coûts en fonction des MW ?

Réponse :

Dans ce cas hypothétique et théorique, c'est-à-dire un seul groupe de clients avec un FU de 100 %, une répartition des coûts seulement en puissance correspond à une répartition de coûts seulement en énergie. Cette affirmation n'est évidemment plus valable dans le cas où il y a plus d'un groupe de consommateurs et qui n'ont pas nécessairement des profils identiques, ce qui correspond davantage à la situation du Distributeur.

15.2. Si non, le Distributeur peut-il expliquer pourquoi ? Et, le cas échéant, en quelles circonstances une répartition de coûts en fonction des kWh équivaldra à une répartition de coûts en fonction des MW ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 15.1.

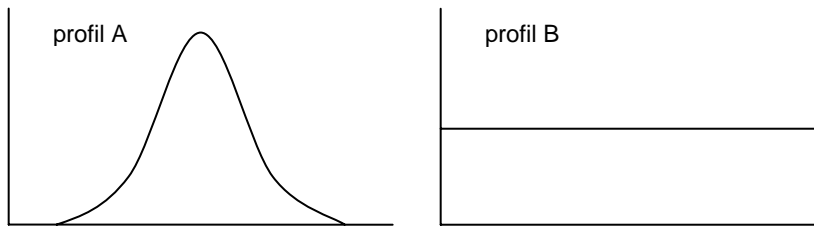
16. Référence : 11) Répartition du coût de service

Préambule :

La FCEI désire bien comprendre la façon dont les **coûts d'approvisionnement** (coûts de fourniture, ou encore, coûts de l'électricité avant transport et

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la FCEI**

distribution) sont encourus. Pour sa question, la FCEI réfère aux deux schémas ci-dessous représentant la consommation annuelle de deux clients (ou groupes de clients) en kWh (avec pointe en hiver, si information nécessaire).



Demande :

16.1. Pour une même consommation annuelle en kWh, est-il plus coûteux d'approvisionner (coûts de fourniture) le profil A ou le profil B ? Ou n'y a-t-il pas de différence ?

Réponse :

Le Distributeur rappelle que cette question a été débattue lors des audiences du dossier tarifaire R-3610-2006. Voir les notes sténographiques à la pièce A-20-4-Regie_NS-Vol4_3610_4dec06, pages 189-193. De plus, la Régie a statué sur le choix de la méthode de répartition du coût de fourniture de l'électricité postpatrimoniale et a retenu la méthode horaire tel qu'indiqué dans sa décision D-2007-12, page 73.

16.2. Expliquer sommairement le pourquoi de la réponse à la demande 3.1.

Réponse :

Voir la réponse à la question 16.1.

16.3. Si les coûts d'approvisionnement des profils A et B sont différents, le Distributeur peut-il donner le rapport (ou une approximation du rapport) entre les coûts d'approvisionnement le profil A et les coûts d'approvisionnement le profil B ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 16.1. Par ailleurs, le Distributeur réfère l'intervenant au tableau 9 a) à la pièce HQD-11, document 3 du présent dossier. Les coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale et postpatrimoniale y sont présentés par catégories de consommateurs. L'intervenant est en mesure d'établir les rapports entre les coûts de fourniture en fonction des différents profils s'apparentant aux deux profils hypothétiques et théoriques en question.

16.4. Existe-t-il une différence de coûts (unitaires) d'approvisionnement entre deux clients (ou groupes de clients) exactement de même profil **A**, mais dont les consommations annuelles varient du simple au double ? Expliquer sommairement la réponse et donner, le cas échéant, le rapport entre les coûts (unitaires) d'approvisionnement des deux clients (ou groupes de clients).

Réponse :

Voir la réponse à la question 16.1.

16.5. Existe-t-il une différence de coûts (unitaires) d'approvisionnement entre deux clients (ou groupes de clients) exactement de même profil **B**, mais dont les consommations annuelles varient du simple au double ? Expliquer sommairement la réponse et donner, le cas échéant, le rapport entre les coûts (unitaires) d'approvisionnement des deux clients (ou groupes de clients).

Réponse :

Voir la réponse à la question 16.1.

17. Référence : 12) Contexte et stratégie tarifaire

Préambule :

La FCEI n'a pas terminé son analyse des tarifs et des réformes proposées dans le présent dossier. Elle aura donc peut-être quelques questions additionnelles à poser au Distributeur en audience.

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la FCEI*

La FCEI aimerait néanmoins poser tout de suite les quelques questions préliminaires suivantes.

Demande :

17.1. De façon analogue au tarif G-9, le tarif H a historiquement existé pour les clients à faible facteur d'utilisation, mais il s'agissait de clients à grande puissance. Le tarif H est devenu maintenant un tarif de type horo-hebdo-saisonnier. Où se classe aujourd'hui un client de grande puissance dont le facteur d'utilisation est faible ? Au tarif G-9 ? Un tel client existe-t-il, pourrait-il exister ?

Réponse :

Depuis son introduction en 1982, le tarif H s'adresse aux clients de plus de 5 000 kW caractérisés par une faible utilisation de la puissance et qui consomment principalement en dehors des jours de semaine en hiver.

Présentement, il n'y a qu'un seul client de grande puissance avec un faible facteur d'utilisation à ce tarif.

17.2. Le tarif D s'adresse à un groupe de clients relativement homogènes, n'est-ce pas ? Qu'en sera-t-il (qu'en est-il) du tarif G une fois vidé des clients à puissance facturée et une fois le deuxième palier en énergie éliminé ? Y seront regroupés des clients à faible puissance, mais pouvant avoir différents facteurs d'utilisation et différentes grosseur de consommations ? Le tarif G, en termes de prix offerts, pourra-t-il les distinguer les uns des autres, ou ne sera-t-il pas nécessaire de les distinguer les uns des autres ?

Réponse :

Le tarif G est composé d'une clientèle hétérogène, autant chez les clients de plus de 50 kW que chez les plus petits de 50 kW et moins, tant au niveau de leurs caractéristiques de consommation que de leurs activités économiques.

Contrairement au tarif D, tel qu'expliqué à la section 3.2.1 de la pièce HQD-12, document 4, le fait d'avoir une clientèle aussi hétérogène rend impossible la conception d'un tarif G pour les

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la FCEI**

clients de 50 kW et moins avec une 2^e tranche d'énergie progressive.

17.3. Au tarif L, tous les clients de même facteur d'utilisation ont le même prix, indépendamment de leur consommation annuelle, n'est-ce pas ? Doit-on comprendre que les coûts à ce niveau de puissance ne justifient pas une différenciation de prix selon la grosseur de la consommation ?

Réponse :

En effet, il n'y a pas de différence de coûts unitaires en fonction de la taille du client ou en fonction du volume de consommation au tarif L. Ces clients doivent donc assumer, pour un même niveau de tension, les mêmes prix pour leur puissance et leur énergie.

17.4. Comme pour le tarif L, le tarif G-9 offre un prix qui varie en fonction du (faible) facteur d'utilisation du client, mais qui ne varie pas en fonction de la puissance ni en fonction de la grosseur de la consommation. Est-ce en concordance avec les coûts ?

Réponse :

En fait, comme pour le tarif L, les prix du tarif G-9 ne fluctuent pas en fonction de la taille ou de la consommation.

Pour plus de détails sur la conception du tarif G-9, voir la section 7.3 de la pièce HQD-1, document 3 du dossier R-3541-2004.

18. Référence : Services de transport de court terme i) Dossier R-3640-2007, HQT-11, document 2, page 5, Tableau 1 : Besoins des services de transport : point à point mensuel, hebdomadaire et quotidien ; ii) HQD-2, document 2, page 14, lignes 6 à 8.

Préambule :

***Réponse à la demande de renseignements n°1
de la FCEI***

i) La FCEI note que le Distributeur achète des services de transport de court terme (point à point) mensuel, hebdomadaire et quotidien.

ii) « *Le coût du service de Transport sur le réseau de TransÉnergie pour le tarif de transit (point à point), associé à ces reventes (revente des surplus d'approvisionnements postpatrimoniaux), est intégré aux coûts d'approvisionnement du Distributeur.* »

Demande :

18.1. Les services de transport de court terme point à point dont il est question au point i) sont-ils ceux utilisés par le Distributeur pour effectuer les reventes d'approvisionnements postpatrimoniaux ? Si non, à quoi servent ces services de transport ?

Réponse :

Il s'agit effectivement du service de transport point à point, principalement pour du transport ferme sur une base mensuelle. Pour plus de détails, voir la réponse à la question 10 a) d'OC à la pièce HQD-15, document 8.

18.2. Pour desservir l'ensemble de sa clientèle, le Distributeur peut-il s'approvisionner en services de transport comme il le désire, incluant en services de transport de court terme (point à point) ? Si non, quelles sont les entraves à la « liberté » du Distributeur d'acheter différents services de transport en différentes « quantités » ?

Réponse :

Pour desservir l'ensemble de sa clientèle, le Distributeur recourt au service de transport ferme pour la charge locale, sur une base annuelle.

Le Distributeur achète des services de transport de court terme, de point à point seulement pour effectuer la revente de surplus en réservant sur Oasis. À cet égard, il est traité sur le même pied que n'importe quel utilisateur du service de point à point.

19. Référence : À divers endroits dans le dossier

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la FCEI**

Préambule :

La FCEI désire refaire certains calculs et procéder à certaines comparaisons. Cela nécessite d'avoir certains chiffres du Distributeur avec un peu plus de précision.

Pour chacune des questions suivantes, la FCEI référera à une pièce et demandera au Distributeur de préciser certaines données.

Demande :

19.1. HQD-12, document 9, page 3, Revenus prévus en 2008 avant et après hausse tarifaire : Le Distributeur peut-il déposer à nouveau le tableau de la pièce citée en ajoutant deux décimales aux résultats de chaque colonne dont les unités sont « GWh » et « M\$ » ?

Réponse :

Tableau R-19.1

Année 2008	Abonnements (nombre)	Ventes (GWh)	Revenus avant la hausse			Revenus après la hausse de 2,9% au 1er janvier 2008									Revenus après la hausse de 2,9% au 1er avril 2008		
			janvier à mars	avril à décembre	Total	janvier à mars	avril à décembre	Total	Variations			janvier à mars	avril à décembre	Total	Total	Variations	
									(M\$)	(M\$)	(M\$)					(M\$)	(%)
Domestique	3 307 815	59 760,17	1 497,61	2 667,81	4 165,42	1 541,04	2 745,18	4 286,22	43,43	77,37	120,80	2,90%	2,90%	2,90%	4 242,79	77,37	1,9%
Tarifs D et DM	3 186 830	57 030,29	1 444,16	2 567,96	4 012,12	1 486,04	2 642,43	4 128,47	41,88	74,47	116,35				4 086,59	74,47	
Tarif DH	155	3,80	0,11	0,14	0,25	0,12	0,15	0,26	0,00	0,00	0,01				0,26	0,00	
Tarif DT	120 830	2 726,08	53,34	99,72	153,05	54,88	102,61	157,49	1,55	2,89	4,44				155,94	2,89	
Petite puissance	302 258	14 600,39	378,52	915,68	1 294,20	389,50	942,23	1 331,73	10,98	26,55	37,53	2,90%	2,90%	2,90%	1 320,76	26,55	2,1%
Tarifs G et T1, T2, T3	292 534	12 956,90	332,47	792,06	1 124,53	342,11	815,03	1 157,14	9,64	22,97	32,61				1 147,50	22,97	
Eclairage public et Sentinelle	5 744	673,41	12,60	35,90	48,50	12,96	36,94	49,91	0,37	1,04	1,41				49,54	1,04	
Tarif G-9	3 980	1 070,08	33,45	87,72	121,18	34,42	90,27	124,69	0,97	2,54	3,51				123,72	2,54	
Moyenne puissance	12 834	27 330,93	526,17	1 352,79	1 878,96	541,43	1 392,02	1 933,45	15,26	39,23	54,49	2,90%	2,90%	2,90%	1 918,19	39,23	2,1%
Tarif M	12 834	27 330,93	526,17	1 352,79	1 878,96	541,43	1 392,02	1 933,45	15,26	39,23	54,49				1 918,19	39,23	
Grande puissance	253	43 569,42	500,94	1 428,38	1 929,33	515,47	1 469,81	1 985,28	14,53	41,42	55,95	2,90%	2,90%	2,90%	1 970,75	41,42	2,1%
Tarif L	252	43 559,83	500,62	1 427,84	1 928,46	515,14	1 469,25	1 984,39	14,52	41,41	55,93				1 969,87	41,41	
Tarif H	1	9,59	0,32	0,54	0,86	0,33	0,56	0,89	0,01	0,02	0,03				0,88	0,02	
Total - Tarifs réguliers	3 623 160	145 260,90	2 903,24	6 364,67	9 267,91	2 987,44	6 549,24	9 536,68	84,19	184,58	268,77	2,90%	2,90%	2,90%	9 452,48	184,58	2,0%
Contrats spéciaux	9	27 072,06	234,53	666,90	901,43	234,53	666,90	901,43	0,00	0,00	0,00	s/o	s/o	s/o	901,43	0,00	s/o
Gestion de la consommation																	
Option d'électricité additionnelle *	(5)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00	0,00	
Tarifs de dépannage																	
Tarif LD	1	4,97	0,20	0,50	0,70	0,20	0,52	0,72	0,01	0,01	0,02	2,90%	2,90%	2,90%	0,72	0,01	2,1%
Tarif LP	3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00	0,00	
Total	3 623 173	172 337,93	3 137,97	7 032,07	10 170,04	3 222,17	7 216,66	10 438,83	84,20	184,59	268,79	s/o	s/o	s/o	10 354,63	184,59	s/o

* Le nombre d'abonnements à l'option d'électricité additionnelle ainsi que leur consommation de référence sont déjà comptabilisés au tarif L.

19.2. HQD-11, document 3, page 75, annexe 4, Tableau 48 : Énergie par catégorie de consommateurs : Le Distributeur peut-il déposer à nouveau le tableau de la pièce citée en ajoutant deux décimales aux résultats ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 19 a) de la demande de renseignements n° 2 de l'AQCIE/CIFQ à la pièce HQD-15, document 4.

19.3. HQD-11, document 3, page 77, annexe 4, tableau 50 : Puissances coïncidentes – haute tension : Le Distributeur peut-il déposer à nouveau le tableau de la pièce citée en ajoutant deux décimales aux résultats ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 19 a) de la demande de renseignements n° 2 de l'AQCIE/CIFQ à la pièce HQD-15, document 4.

19.4. HQD-11, document 3, page 80, annexe 4, tableau 53 : Caractéristiques de consommations servant à l'établissement du coût de fourniture : Le Distributeur peut-il déposer à nouveau le tableau de la pièce citée en ajoutant deux décimales aux résultats des colonnes 2 à 5 ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 19 a) de la demande de renseignements n° 2 de l'AQCIE/CIFQ à la pièce HQD-15, document 4.

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°2
DE LA FCEI
(M. Barry Green, expert pour la FCEI)**

Référence :

HQD in Document HQD-2 Document 2 of its filing at page 20 indicates that it anticipates a further energy surplus situation for 2008 that is comparable in magnitude to 2007 and anticipates to follow a similar approach to 2007 for disposal of the surplus. Therefore, to evaluate the appropriateness of such an approach and to provide evidence for the Régie's consideration, we would request the following details with respect to the process followed by HQD for 2007.

1.

- 1.1 Since there are no documents archived on your web site pertaining to the RFPs or other public offerings for the surplus energy to be sold starting March 2007, please provide all documentation that was provided at any time during 2007, to any potential customers for the energy that HQD was seeking to sell.

Réponse :

Voir les documents transmis aux contreparties (en format PDF).



Mars 2007 :



Avril – septembre 2007 :



Avril 2007 :



Mai 2007 :

- Jun 2007 :**  
Adobe Acrobat Document
- Juillet – août 2007 :**  
Adobe Acrobat Document
- Septembre 2007 :**  
Adobe Acrobat Document
- Octobre 2007 :**  
Adobe Acrobat Document

- 1.2 Please include with this, any information provided by HQT with respect to terms and conditions which would be applicable for transmission services associated with this sale of energy.

Réponse :

Voir la réponse précédente.

- 1.3 Please indicate the time at which all of the above information (from both HQD and HQT) was made available.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2 et à la question 11.2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

*Réponse à la demande de renseignements n°2
de la FCEI*

2. What was the methodology used by HQD to identify potential customers to seek bids from them or alternatively to advise the broader community of potential customers that this energy was available for sale?

Réponse :

Pour l'appel d'offres pour la revente de 7 blocs de 50 MW, pour la période d'avril à septembre 2007, le Distributeur a déposé sur son site Internet un document qui précisait les caractéristiques des produits offerts. Le Distributeur a contacté l'ensemble de ses contreparties et d'autres contreparties potentielles pour les inviter à prendre connaissance du document d'appel d'offres.

Pour les autres appels d'offres, le Distributeur a transmis, par courriel, aux contreparties ayant dûment signé une convention de transactions (« EEI »), les caractéristiques suivantes de la revente de ses surplus d'approvisionnements : quantité exprimée en MW, période visée par la revente, points de livraison admissibles, modalités de réaiguillage.

3. How did HQD determine the optimum vehicle for marketing the surplus energy, i.e. RFP or auction or use of a broker or marketer or offering into neighbouring markets day ahead or real time?

Réponse :

Le Distributeur a principalement disposé de ses surplus d'approvisionnements par appels d'offres. En procédant ainsi, le Distributeur mettait en concurrence ses contreparties tout, en se gardant la latitude de refuser les offres, qui ne présentaient pas un potentiel économique suffisamment intéressant.

4. How did HQD determine the optimum packaging of the energy with respect to:

- 4.1 Quantities in MW and MWh of each block for sale?

Réponse :

Les quantités de surplus d’approvisionnements offertes aux contreparties sont identifiées suite à l’analyse du bilan entre l’offre et la demande du Distributeur.

4.2 Duration for which each block was offered?

Réponse :

Les périodes où les surplus d’approvisionnements sont offerts aux contreparties sont également identifiées suite à l’analyse du bilan entre l’offre et la demande du Distributeur.

4.3 Appropriate points of receipt or delivery on the HQT system?

Réponse :

Les points de livraison offerts aux contreparties dépendent de la disponibilité du service de transport point à point ferme.

5. In HQD-2 document 2 HQD states that “*le Distributeur peut effectuer ces ventes par appels d’offres, transactions bilatérales ou écouler ses surplus sur le DAM*” (page 15, lines 8 to 11)

5.1 How many transactions have been made under each of these possibilities (options) listed on page 15, as far as surplus energy resale operations are concerned?

Réponse :

Voir la réponse à la question 11, de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

5.2 What was the monthly volume for each of these methods (listed of page 15) for resale? Please indicate such in terms of both MW and MWh (the market trades in MW).

Réponse :

Voir la réponse à la question 11, de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

- 5.3 For each of the following horizons (these are types of forwards traded, therefore if no corresponding sales were made just state that this product was not traded) please provide the MW value of the sales made as well as price and the date of the transaction:

- Balance of the Year
- Quarterlies (Q2, Q3, Q4)
- Summer (the July/August contract)
- Monthly contracts
- Weekly contracts
- Daily contracts

In the event that other products (hourly or some hybrid structure) were traded please describe and provide same information.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11, de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

6. In the same document page 16, lines 8 and 9, HQD states that the surpluses that are not sold through the call for tender process can be resold on the Day Ahead markets of New England and New York.
- 6.1 Is there something forbidding the sale of such surpluses on the Ontario market? If yes please provide the reference.

Réponse :

Le Distributeur favorise l'utilisation des marchés horaires de la Nouvelle-Angleterre et de New York puisqu'il est en mesure de calibrer ses interventions, grâce aux prix à terme disponibles pour ces marchés. Les prix à terme pour le marché de l'Ontario sont actuellement très parcellaires. De plus, les clients du réseau

de TransÉnergie qui désirent livrer de l'énergie sur le marché ontarien à partir du Québec devront défrayer les coûts liés à l'utilisation des groupes turbines alternateurs devant être synchronisés sur la charge ontarienne. Ces coûts supplémentaires ne sont habituellement pas présents lorsque le Distributeur effectue des livraisons à la frontière des états du Nord-est américain.

Le Distributeur tient à souligner que certaines contreparties actives dans le marché ontarien ont participé aux appels d'offres. Voir la réponse à la question 13.

- 6.2 In the event that such sales (on the DAM) have taken place please provide the days and volumes in both MW and MWh.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11, de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

- 6.3 Hydro-Québec being a vertically integrated company, and a single legal entity, please confirm that HQD can sell to all counterparties that have executed Master Agreements with HQ including the point to point transmission clients. If not, please provide the legal opinion to the effect that HQD is prohibited from transacting with HQ's counterparties.

Réponse :

Seules les contreparties ayant dûment signé une convention de transactions (« Master agreement ») avec le Distributeur sont en mesure d'acheter ses surplus d'approvisionnements. Ces conventions de transactions sont distinctes des conventions de transactions du Producteur et du contrat de service du Transporteur. D'ailleurs, le Distributeur a signé une convention de transactions avec le Producteur.

**Réponse à la demande de renseignements n°2
de la FCEI**

- 6.4 On the same page, same paragraph, lines 10 to 12, HQD states that as a last recourse it can reduce the purchased volume of the “*contrat cyclable*”; has this structure been used? If so please provide the dates and volumes in MW and MWh.

Réponse :

Voir la réponse à la question 15.1, de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

- 6.5 In the event where it was required to reduce the “*contrat cyclable*” does these reductions correspond with cuts or curtailments that counterparties may have encountered?

Réponse :

Les réductions des livraisons du contrat cyclable correspondent à des périodes où le Distributeur n’était pas en mesure, principalement pour des considérations économiques, de se départir des surplus d’approvisionnements sur les marchés.

- 6.6 Until today, have deliveries to counterparties been cut or curtailed? If yes please provide the dates and volumes in MW and MWh of such, as well as dispatcher’s notices, phone conversations and electronic communications exchanged at the time.

Réponse :

Certaines livraisons du Distributeur à ses contreparties ont été réduites, principalement à la demande du Transporteur ou des opérateurs des réseaux voisins (ISONE, NBSO, NYISO). D’ailleurs, les coupures survenues sont intégrées aux informations transmises à la Régie en réponse à la question 11 à la pièce HQD-15, document 1.

Ces réductions représentent environ 1 % de l’énergie programmée pour de fins de reventes.

Les informations permettant de constituer le bilan des coupures sont disponibles sur le site Oasis de TransÉnergie.

<http://www.transenergie.com/oasis/hqt/fr/entree.htmlx>

- 6.7 Has HQD repurchased, or has been offered to repurchase any of the MWs sold? If yes please provide the days and volumes in MW and MWh.

Réponse :

Le Distributeur a effectué un rachat d'énergie au courant du mois de mars à la suite des aléas climatiques importants que le Québec a connu durant ce mois. Le rachat totalise 12 GWh répartis sur 2 journées.

7. On page 16, lines 13 to 18 HQD states that it purchased firm point to point transmission service.

- 7.1 Why did HQD need to purchase such transmission?

Réponse :

Le Distributeur a sécurisé l'accès à des points de livraison à la frontière en effectuant des réservations de transport point à point ferme.

- 7.2 Please provide the detail of such purchases (time, duration, paths, and size in MW).

Réponse :

Les informations demandées sont disponibles sur le site Oasis de TransÉnergie.

<http://www.transenergie.com/oasis/hqt/fr/entree.htmlx>

**Réponse à la demande de renseignements n°2
de la FCEI**

- 7.3 When transmission is redirected, we understand that the service becomes “non-firm”, is this correct?

Réponse :

Le transport ferme est réaiguillé sous forme de transport non ferme lorsque le transport ferme n’est pas disponible sur le chemin correspondant au point de livraison alternatif.

- 7.4 Thus far has HQD sold any “non firm” products to its counterparties in this process of surplus resale?

Réponse :

Oui, dans le cadre de certaine transactions bilatérales ou sur les marchés « DAM ».

- 7.5 Has any of the transmission been redirected? If yes please provide the times, durations and paths of such redirects.

Réponse :

Certaines livraisons ont été réaiguillées à la demande des contreparties. Les informations permettant de constituer le bilan des réassignations sont disponibles sur le site Oasis de TransÉnergie.

<http://www.transenergie.com/oasis/hqt/fr/entree.htmlx>

- 7.6 Has any redirected transactions been cut or curtailed?

Réponse :

En effet, certaines livraisons ayant fait l’objet d’un réaiguillage ont été réduites principalement à la demande du Transporteur ou des opérateurs des réseaux voisins (ISONE, NBSO, NYISO).

Les informations permettant de constituer le bilan des réassignations sont disponibles sur le site Oasis de TransÉnergie.

<http://www.transenergie.com/oasis/hqt/fr/entree.htmlx>

8. Table 6 page 17 of same document.
- 8.1 It is stated that the sales were made by blocs of 50MW, however for each of the three lines of the table, when one divides the number of hours by the volume we find odd lots. For example: on the first line the total number of hours is 1,464 (March plus April) and the volume 700 GWh for a sale of 478MW; similarly line two shows a sale of 517MW. Please provide the explanation as to why we do not find a 50MW divider and the detail for each of the lines.

Réponse :

D'abord, les ventes par appel d'offres pour le mois de mars couvraient la période du 3 au 31 mars. Durant cette période, il faut également prendre en compte le passage de l'heure normale de l'Est à l'heure avancée de l'Est. Également, les ventes présentées au tableau 6 incluent les pertes de transport, le cas échéant.

Le Distributeur veut préciser qu'il offre toujours des blocs de 50 MW aux contreparties lors des appels d'offres.

- 8.2 On line three the time span runs from May to December and the caption reads: "*Reventes Prévues*". It is difficult to understand the meaning of said caption; does it mean that some balance of the year sales have been made starting in May? Was some of May energy stored for resale in the last quarter? Has a structure been deployed by which a counterparty can, during the last quarter of the year or at a set date, trigger a sale starting in May by way of a financial settlement? If not please provide the detail pertaining to that line of the table, as well as the volumes left to sell in MW and MWh.

Réponse :

Le tableau présente l'état des reventes des surplus d'approvisionnements au 1^{er} mai 2007. Les reventes réalisées et engagées jusqu'au mois de septembre incluent tous les blocs octroyés aux contreparties suite aux appels d'offres lancés avant le 1^{er} juillet 2007. Les transactions bilatérales, les transactions sur le DAM et les appels d'offres à venir sont inclus dans la rubrique « Reventes prévues ».

- 8.3 The prices of the table do not correspond to the division of the revenues by the volume. When we calculate them that way we find \$58.57, \$60.00 and \$57.77 (as opposed to \$58.20, \$61.40, and \$58.00). Please provide the explanation for this discrepancy.

Réponse :

Les différences observées sont le résultat de l'utilisation de valeur arrondie pour les quantités d'énergie et les revenus.

9. Have any liquidated damages been triggered thus far during the resale process? If yes please provide detail of date, times, volumes in MW and MWh.

Réponse :

Des dommages liquidés ont été appliqués aux transactions de reventes des surplus d'approvisionnements lorsque les contreparties n'ont pas été en mesure de prendre réception de l'énergie mis à leur disposition par le Distributeur. Aucun dommage liquidé n'a été appliqué lorsque les réceptions étaient réduites pour des raisons de disponibilité du service de transport de part et d'autre de la frontière.

Le tableau R-9 présente l'information demandée.

***Réponse à la demande de renseignements n°2
de la FCEI***

Tableau R-9

**Sommaire des dommages liquidés sur les reventes d'énergie
Avril à septembre 2007**

Avril		Mai		Juin		Juillet		Aout		Septembre		Total	
MWh	\$ US	MWh	\$ US	MWh	\$ US	MWh	\$ US	MWh	\$ US	MWh	\$ US	MWh	\$ US
1 302	37 809	44 872	1 415 581	7 872	236 070	3 653	141 300	635	24 356	561	17 958	58 895	1 873 075

10. It is our understanding that within the northeast U.S. (New York and New England) there is a market for renewable energy credits (RECs). Such RECs can be bought and sold as a “commodity” separate from energy. We also understand that although energy generated from large hydro projects such as Baie James does not qualify for REC credits, wind-generated energy does and HQD is currently purchasing a substantial quantity of wind-generated energy. Recently HQP sold RECs in Connecticut with respect to wind energy facility located in Quebec. Did HQD evaluate the potential benefits to HQD’s customers from offering for sale a package product that would include this surplus energy and RECs generated by HQDs purchases of wind energy? If so, please produce any studies documenting the evaluation conducted.

Réponse :

Cette demande dépasse le cadre du présent dossier.

11.

- 11.1 The contracts (One of 250MW and one of 350MW) which resulted in these surplus sales by HQD included both capacity and energy. Did HQD derive any benefit from the sale of capacity through the processes used in 2007? For example by making it available directly or through customers for the sales as UCAP in the NYISO market?

Réponse :

Le Distributeur n’a effectué aucune revente de puissance garantie sur les marchés limitrophes au cours de 2007.

11.2 Are there plans to do so in 2008?

Réponse :

Le Distributeur optera, en 2008, pour une stratégie similaire à celle adoptée en 2007.

11.3 If so, please provide any studies used to determine the capacity value of the surplus energy.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1.

12. What criteria did HQ use in evaluating the offers received for the surplus energy in 2007:

12.1 Price only? Please explain.

Réponse :

Voir la réponse à la question 15.4 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

12.2 Guaranteed take by the customer? Please explain.

Réponse :

Le produit offert par le Distributeur était de l'énergie ferme avec dommages liquidés.

12.3 Options for additional purchases? Please explain.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas demandé aux contreparties des options pour des quantités supplémentaires d'énergie.

12.4 Did HQD seek a diversity of customers? Please explain.

Réponse :

Le Distributeur revend ses surplus d'approvisionnements aux 13 contreparties qui ont signé des conventions de transactions.

12.5 Credit risk? Please explain.

Réponse :

Le Distributeur analyse, avant chaque appel d'offres, l'état du crédit de chacune de ses contreparties. Advenant que ces dernières se voient octroyer des blocs d'énergie suite aux appels d'offres, le Distributeur peut ainsi aviser certaines contreparties que des actions pourraient être prises pour diminuer les risques de crédit.

12.6 Target ultimate market? I.e. was HQD seeking to insure that not all of the energy was delivered to one of its interconnected markets? Please explain.

Réponse :

Le Distributeur ne discrimine pas les offres en fonction des points de livraisons choisis par les contreparties.

12.7 What energy might be displaced? Please explain.

Réponse :

Le Distributeur n'inclut aucun critère relié au type d'énergie déplacée. Ce critère serait par ailleurs impossible à opérationnaliser.

12.8 Any other criteria? Please explain.

Réponse :

Aucun autre critère.

13. Please identify all customers that provided bids for any of this surplus energy.

Réponse :

Les contreparties qui ont soumis des offres au Distributeur sont : CPS, EBMI, Emera, ENB, Hydro-Québec Production, Integrys (anciennement WPS), OPG, Powerex, Sempra, TCE et TCPM.

14. Were any bids rejected? If so why? Please provide the prices duration volumes in MW and MWh of these rejected bids.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

15. Please provide a breakdown, by month and by on and off peak, of the quantities of energy sold under the following categories and the average price achieved in each case:

15.1 Energy sold pursuant to a contract resulting from an RFP?

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

15.2 Energy sold pursuant to a contract resulting from any marketing effort other than an RFP?

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

15.3 Energy sold by HQD, directly or through the use of a broker, into the day ahead or real time markets of any of the neighbouring systems?

(a) If HQD has utilized the services of one or more brokers, please identify how many brokers were used and what was the process for evaluating the most appropriate broker for HQD's needs?

Réponse :

Le Distributeur a utilisé les services d'Emera qui lui donnent accès aux marchés DAM du NYISO et du ISONE (via la phase I/II et via Keswick).

(b) Did HQD assess the value of using a broker vs. using a marketer? If so, please provide the details of that analysis?

Réponse :

Voir la réponse à la question précédente.

15.4 For energy identified in previous answers above, please also provide a breakdown by market.

Réponse :

Le Distributeur a vendu 29,8 GWh sur les marchés organisés au cours des mois de mai et juin (voir la réponse à la question 11.1 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1). De ce nombre, 19,7 GWh ont été vendus dans ISONE en passant par le Nouveau-Brunswick et 10,1 GWh ont été vendus dans le marché de NYISO.

- 15.5 As of the current date, what quantity of contract energy remains unsold? Does HQ have specific contracts or plans to sell this energy during the remainder of the year or will quantities of energy under the “*contrat cyclable*” be reduced?

Réponse :

Voir la réponse aux questions 11 et 15 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

16. Is HQD taking steps to become enabled to sell directly without intermediaries in the markets of New Brunswick? Ontario? NYISO? ISO-New England in order to deal with surpluses forecast in 2008?

Réponse :

Non. Le Distributeur désire continuer à livrer à la frontière ses surplus d’approvisionnements.

17. Does HQD have a strategy to increase its liquidity? In other words will it do anything to gain new counterparties? Can it use the same list of counterparties as HQT and HQP?

Réponse :

Le Distributeur est toujours à la recherche de nouvelles contreparties afin d’améliorer la compétitivité et sa flexibilité.