

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°2
DE LA RÉGIE**

Prévision de la demande

- 1. Références :** (i) Pièce B-8- HQD-15, document 1, pages 15 et 16 ;
(ii) Dossier R-3610-2006, Normale climatique aux fins de la prévision de la demande d'électricité (suivi de la décision D-2007-12).

Préambule :

En réponse à la question 10.1 de la Régie à la référence (i), le Distributeur souligne que le consortium Ouranos recommande l'introduction d'une nouvelle normale climatique.

À la pièce (ii), le Distributeur souligne, à propos de la nouvelle normale climatique : « *L'utilisation d'une normale climatique révisée a comme avantage, considérant qu'elle reflète mieux la réalité climatique, de mieux prévoir la demande (...).* » (notre souligné)

Demande :

- 1.1** Existe-t-il d'autres éléments que les constats du 4^e rapport du GIEC (référence ii) à l'origine de la démarche du Distributeur d'étudier, conjointement avec le consortium Ouranos, la normale climatique ? Le cas échéant, veuillez les présenter.

Réponse :

La démarche du Distributeur en matière d'actualisation de la normale climatique n'émane pas des constats du 4^e rapport du GIEC ou d'autres éléments.

Cette démarche procède plutôt du constat fait par le Distributeur de la nécessité d'actualiser périodiquement la normale climatique utilisée à la fois pour la prévision de la demande et la normalisation des résultats.

À l'année 2000, le Distributeur a procédé à une refonte de la normale climatique utilisée en changeant la période de référence de 1961-1990 à 1971-2000 et en intégrant pour la première fois un scénario de réchauffement climatique. À cette occasion, il a été recommandé d'actualiser la période de référence climatique et le scénario de réchauffement climatique sans attendre la fin de chaque décennie afin de prendre en compte les conditions

récentes observées et, si nécessaire, les avancées scientifiques en matière d'évolution attendue de la climatologie.

Dès 2004, le Distributeur a effectué une révision du scénario de réchauffement climatique en faisant appel à l'expertise du consortium Ouranos.

Enfin, dans une optique d'amélioration continue, le consortium Ouranos a réalisé des travaux cette année à la demande du Distributeur. Suite à ces travaux, le Distributeur a redéfini la normale climatique selon une nouvelle période de référence (1971-2006), un nouveau scénario de réchauffement climatique et une nouvelle hypothèse de début du réchauffement climatique.

Cette démarche a été présentée en rencontre technique le 17 mai dernier.

- 1.2 Veuillez déposer le document, produit par le consortium Ouranos, auquel fait référence le Distributeur lorsqu'il mentionne que « Ouranos a recommandé l'introduction d'une nouvelle normale climatique ».

Réponse :

Le document, produit par le consortium Ouranos, auquel fait référence le Distributeur, est déposé à l'annexe A. Il comporte les propositions d'Ouranos quant à la définition de la nouvelle normale climatique. Plus précisément, cette nouvelle normale climatique repose sur l'établissement d'une nouvelle période de référence (1971-2006), sur l'application du réchauffement climatique dès 1971, et sur le passage à un réchauffement de 0,30°C par décennie.

- 1.3 Est-ce que le consortium Ouranos ou le Distributeur ont évalué directement la prévision de la demande intégrant l'ancienne normale climatique ? Si oui, veuillez fournir l'(les) étude(s) à ce sujet.

Réponse :

Le Distributeur procède périodiquement à l'évaluation de la performance de la prévision de la demande. Toutefois, tel qu'indiqué en réponse à la question 10.1 de la demande de renseignements no 1 de la Régie, les résultats de ces évaluations de performance sont neutres par rapport à la normale climatique utilisée. En effet, la prévision de la demande est effectuée à conditions climatiques normales, déterminées par la normale climatique en vigueur, et est comparée aux ventes publiées normalisées selon cette même normale climatique.

Le Distributeur a néanmoins observé que, pour les valeurs de normalisation disponibles depuis 1984, les normalisations négatives, découlant de conditions climatiques plus froides occasionnant des ventes plus importantes, n'étaient pas suffisantes pour renverser les normalisations positives. De plus, elles ne semblaient pas stationnaires. Toutefois, aucune conclusion ne pouvait être tirée de ce constat étant donné le nombre restreint d'observations, soit uniquement 23 ans.

2. **Référence :** Pièce B-15- HQD-15, document 7, pages 78 et 79.

Préambule :

Le Distributeur mentionne à la référence qu'il a modifié la température de référence du secteur Domestique et Agricole de 18 à 16°C afin d'établir la prévision des besoins en puissance pour le chauffage des locaux.

Demandes :

2.1 Veuillez préciser les divers impacts de ce changement dans le présent dossier tarifaire, notamment l'impact (en MW) sur la planification des besoins en puissance.

Réponse :

Le changement de la température de référence du chauffage au secteur Domestique et agricole, température sur laquelle sont basés les degrés-jours normaux servant à répartir mensuellement les besoins de chauffage, entraîne un changement dans la répartition mensuelle des besoins de chauffage de ce secteur.

Par rapport à la répartition des degrés-jours de chauffage normaux avec une température de référence de 18 C, la nouvelle répartition mensuelle de degrés-jours attribuée au mois de janvier a une plus forte part de la consommation annuelle de chauffage du secteur Domestique et agricole. Cela implique une augmentation des besoins en puissance du chauffage des locaux de ce secteur à la pointe d'hiver des besoins totaux.

Le tableau R-2.1 montre que l'impact de ce changement de répartition mensuelle des besoins de chauffage des locaux du secteur Domestique et agricole sur les besoins en puissance de cet usage à la pointe est de 545 MW pour l'hiver 2006-2007 et 551 MW pour l'hiver 2007-2008.

L'augmentation des besoins de chauffage domestique et agricole à la pointe d'hiver résultant du changement de la température de référence a cependant peu d'incidence sur la prévision de la pointe d'hiver totale des besoins du Distributeur (-6 MW à l'hiver 2007-2008), tel que le présente le tableau R-2.1. En effet, le tableau indique que l'augmentation de 551 MW de la prévision du chauffage domestique et agricole à la pointe de l'hiver 2007-2008 s'accompagne d'une baisse de 557 MW de la composante « Autres usages ».

La baisse des besoins prévus pour la composante « Autres usages » s'explique par la diminution des besoins estimés pour cet usage pour les années historiques. En effet, pour une année historique donnée, les besoins totaux sont fixes alors que ceux attribués à la composante « Autres usages » sont établis par différence entre les besoins totaux et la somme des estimations de pointe d'hiver pour les usages spécifiques (chauffage, industriel, etc.). Par exemple, tel que le montre le tableau R-2.1, le fait d'augmenter de 545 MW l'estimation des besoins de chauffage domestique et agricole pour la pointe d'hiver 2006-2007 diminue automatiquement de 545 MW l'estimation des besoins attribués à la composante « Autres usages » pour cette même pointe d'hiver.

Tableau R-2.1
Changement de la température de référence du chauffage des locaux
au secteur Domestique et agricole
Impact sur les besoins en puissance à la pointe des hivers 2006-2007
et 2007-2008 (en MW)

	2006- 2007	2007- 2008
Chauffage domestique et agricole		
Dossier R-3644-2007 ¹	10 316	10 417
Dossier R-3644-2007 avec DJ base 18 °C pour chauffage D&A	9 771	9 866
Écart	545	551
Chauffage général et institutionnel ²		
Dossier R-3644-2007	3 280	3 348
Eau chaude domestique et agricole ²		
Dossier R-3644-2007	1 552	1 574
Industriel - PME ²		
Dossier R-3644-2007	1 476	1 471
Industriel - Grandes entreprises ²		
Dossier R-3644-2007	7 785	7 796
Autres usages		
Dossier R-3644-2007 ¹	10 691	11 224
Dossier R-3644-2007 avec DJ base 18 °C pour chauffage D&A	11 236	11 781
Écart	-545	-557
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR		
Dossier R-3644-2007¹	35 100	35 830
Dossier R-3644-2007 avec DJ base 18 °C pour chauffage D&A	35 100	35 836
Écart	0	-6

¹ La prévision retenue dans le dossier R-3644-2007 pour le chauffage domestique et agricole s'appuie sur des degrés-jours normaux avec une température de référence de 16 °C.

² Le choix de la température de référence pour calculer les degrés-jours normaux servant à répartir les besoins annuels de chauffage au secteur Domestique et agricole n'affecte pas la prévision des besoins en puissance de cet usage spécifique.

2.2 Le Distributeur a-t-il étudié et modifié la température de référence d'autres secteurs de consommation ? Quels sont, le cas échéant, les impacts sur le présent dossier ?

Réponse :

Le Distributeur n'a ni étudié, ni modifié la température de référence d'autres secteurs de consommation afin d'établir la prévision de la demande.

Approvisionnements

- 3. Références:** (i) Pièce B-8- HQD-15, document 1, page 13, question 9.1 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-2, document 2, page 16.

Préambule :

Dans la section traitant de la stratégie de revente le Distributeur mentionne :

« Le Distributeur a réservé du transport mensuel garanti de point à point sur le réseau du Transporteur afin de sécuriser son accès aux interconnexions. Le transport ainsi réservé peut être « ré-aiguillé » en fonction des résultats des appels d'offres ou suite à une demande d'une contrepartie qui s'est vu octroyer un bloc de 50 MW. »

Demandes :

- 3.1** Afin de compléter la réponse du distributeur à la référence (i), veuillez indiquer le délai minimum mis à la disposition des contreparties s'étant vue octroyer un bloc de 50 MW pour qu'un « ré-aiguillage » s'exécute.

Réponse :

Le Distributeur exige que les demandes de ré-aiguillage lui soient transmises au moins 36 heures à l'avance.

- 3.2** Veuillez indiquer si le service de « ré-aiguillage » offert par le Distributeur aux contreparties s'étant vue octroyer un bloc de 50 MW était disponible 24 heures par jour et sept jours par semaine.

Réponse :

Les contreparties peuvent demander un ré-aiguillage au Distributeur tous les jours de la semaine.

- 4. Références:** Pièce B-8- HQD-15, document 1, page 21.

Préambule :

En réponse à la question 12 de la Régie :

« Le Distributeur compare les valeurs historiques des prix DAM du NYISO entre les zones M et A »

Demandes :

- 4.1** Veuillez indiquer la période historique qui a été utilisée par le Distributeur pour calculer le « basis » de prix horaire du DAM entre la zone M et A.

Réponse :

Les basis utilisés par le Distributeur tout au long de l'année 2007 pour évaluer les prix à terme 2007 et 2008 ont été mis à jour à l'automne 2006. Les données recueillies pour leur mise à jour couvraient la période du 1^{er} janvier 2006 à la mi-septembre 2006.

- 5. Références:** (i) Pièce B-8- HQD-15, document 1, page 35, tableau R-15.1 b) ;
(ii) Pièce B-8- HQD-15, document 1, page 35 ;
(iii) R-3624, Pièce B-2- HQD-2, document 1, page 7.

Préambule :

À la référence (ii),

« En combinant cette diminution avec l'appréciation du dollar canadien, le Distributeur évalue que le prix de marché sera de près de 11 \$/CA/MWh sous les anticipations du 9 janvier 2007. »

À la référence (iii), le Distributeur faisait référence au prix à terme pour justifier la demande d'approbation de l'entente visant la suspension des contrats en base et cyclable intervenue entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production,

« Pour rétablir l'équilibre entre l'offre et la demande, le Distributeur pourrait revendre ses surplus sur les marchés limitrophes en procédant, par exemple, par des ententes du même type que celles qu'il a conclues en 2006. Au prix des marchés à terme de début janvier 2007, la vente sur le marché du nord-est américain est évaluée à un prix moyen de l'ordre de 50 \$/MWh. Cette évaluation du prix de vente est basée sur un prix de l'énergie sur le marché de New York, net du taux de perte sur le réseau de transport, des tarifs de transit sur les réseaux de TransÉnergie et de New York et des frais de courtage. »

Demandes :

- 5.1 Veuillez produire un tableau similaire à celui mentionné en référence (i) (même date de référence) pour le marché de la revente en Nouvelle-Angleterre (PhI/II).

Réponse :

Le tableau suivant présente les prix pour le marché de la revente en Nouvelle-Angleterre.

Tableau R-5.1

\$US/MWh	PhI au 9 janvier	Prix moyen DAM PhI	FWD PhI 27/09/2007	DAM PhI et FWD 27/09	<i>Ecart p/r FWD PhI du 9/01/2007</i>
	<i>24 heures</i>	<i>24 heures</i>	<i>24 heures</i>	<i>24 heures</i>	
Mars	57,16	66,11		66,11	8,95
Avril	56,93	66,85		66,85	9,92
Mai	56,03	64,26		64,26	8,23
Juin	58,41	60,91		60,91	2,50
Juillet	66,33	59,62		59,62	-6,71
Août	67,21	64,61		64,61	-2,60
Septembre	59,39	58,55		58,55	-0,84
Octobre	66,02		54,81	54,81	-11,21
Novembre	65,60		60,29	60,29	-5,31
Décembre	65,04		67,18	67,18	2,14
Moyenne	61,81	62,99	60,76	62,32	0,51
En \$CA*	71,08			65,28	-5,80

* Un taux de change de 1.15 est utilisé pour les prix du 9 janvier alors que le taux de change réel est utilisé pour les prix DAM. Un taux de 1\$US/1\$CA est utilisé pour les prix à terme en date du 27 septembre.

En date du 27 septembre, le Distributeur évalue que les prix à PhI pour la période de mars à décembre 2007 devraient être de 6 \$CA/MWh inférieurs aux anticipations du 9 janvier 2007. Toutefois, le Distributeur rappelle à la Régie que ce marché n'a pas été utilisé par les contreparties compte tenu de la non disponibilité du transport sur la partie américaine de l'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre. En fait, une seule contrepartie s'est vue octroyer des contrats au point HQT-NE à la

suite des appels d'offres tenus cette année pour la revente des surplus. À la demande de cette contrepartie, le Distributeur a redirigé environ 75 % des volumes vers des points de livraison alternatifs. Le Distributeur tient également à signaler qu'aucune transaction n'a été conclue au point NE-HQT depuis qu'il procède à des appels d'offres pour des achats de court terme¹. Cette référence est donc fournie à la Régie uniquement à titre indicatif. Les prix ne peuvent pas être comparés directement aux prix fournis pour le marché de NY (référence i) sans que les frais de transport de Nouvelle-Angleterre ne soient pris en compte.

- 5.2** Veuillez confirmer que la citation en préambule fait référence au prix de marché pour le marché de New York (NYISO zone M).

Réponse :

Les deux citations en préambule font référence au prix de marché à la zone M du NYISO.

- 5.3** Si la réponse à la question 5.2 est affirmative, veuillez refaire le même calcul que celui qui a été fait dans la citation en préambule pour le marché de la Nouvelle-Angleterre en utilisant les chiffres du tableau produit en réponse à la question 5.1.

Réponse :

Les informations contenues à la colonne intitulée «9 janvier 2007» sont tirées de la pièce HQD-2, document 1.1, présentée au dossier R-3624-2007, page 5.

¹ Au cours des années, le Distributeur a procédé à sept achats DAM par le point NE-HQT.

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

		9 janvier 2007	Données réelles au 27 septembre et prévisionnelles pour le reste de l'année
		24 heures	24 heures
Forward 2007 (Moyenne 10 mois)	\$US/MWh	61,81	62,32
- Pertes de transport (Taux de perte de 5,2%)	\$US/MWh	3,36	3,24
- Tarif de transit sur réseau de TÉ (Quotidien ferme 0,28\$/kW/jour)	\$US/MWh	10,14	10,14
	\$CA/MWh	11,66	11,66
- Frais de courtage	\$US/MWh	0,75	0,75
- "Basis" et transport Nouvelle Angleterre	\$US/MWh	4,03	4,03
= Prix de vente	\$US/MWh	43,53	44,16
Taux de change		1,15	

- 6. Références:** (i) Pièce B-8- HQD-15, document 1, page 35 ;
(ii) Dossier R-3624-2007, décision D-2007-13.

Préambule :

À la référence (i) la Régie demandait la question suivante :

« Sous la forme des tableaux présentés à la page 20 de la référence (ii), veuillez produire une estimation des profits estimés de la revente en 2007 en fonction du prix des contrats à terme sur le NYISO et le NEPOOL (2 tableaux) en vigueur au moment du premier appel d'offres du Distributeur visant à écouler les surplus d'approvisionnement à la suite de la décision D-2007-13.

Veillez donc produire les 2 tableaux en donnant le même niveau de détails que celui fourni à la page 20 de la décision D-2007-13 et considérer dans votre analyse le crédit lié à la part du Distributeur du nouveau compte d'écart prévu à la référence (iii) et imputable à la revente d'énergie. »

À la page 20 de la référence (ii) on trouve les tableaux suivants :

Exemple de calcul pour le 7 février 2007

Marché de New-York

**Contrats à terme et prix de vente pour les mois de mars à
décembre 2007 (moyenne 10 mois des prix 7x24)**

Contrats à terme NY zone A - US\$/MWh (Source: Pièce FCEI - 1, prix de clôture du 6 février 2007)	56,88	\$US / MWh
"Basis" entre la Zone M et la Zone A	5,82	\$US / MWh
Prix de vente estimé à la Zone M	62,70	\$US / MWh
Pertes sur le réseau TÉ (tx de perte de 5,2%)	3,26	\$US / MWh
Tarif de transit sur réseau TÉ (Mensuel ferme 6,08 \$CAN/KW/mois + service de réglage de tension 0,03 \$CAN/KW/mois)	8,32	\$CAN / MWh
	7,23	\$US / MWh
Tarif de transit sur réseau NY	0,16	\$US / MWh
Frais de courtage	0,75	\$US / MWh
Prix de vente net des frais de transport et de courtage	51,29	\$US / MWh
Coût moyen des deux contrats (coût de fourniture)*	51,27	\$CAN / MWh
	44,58	\$US / MWh
Profit de vente en 2007 si vendue intégralement sur le NYISO (600 MW pendant 7344 heures)	29 576 676	\$US
Profit de vente en 2007 si vendue intégralement sur le NYISO (600 MW pendant 7344 heures)	34 013 178	\$CAN
Taux de change	1,15	\$CAN / \$US

*La Régie utilise un coût moyen des contrats de 51,27\$CAN/MWh

Marché de Nouvelle-Angleterre

**Contrats à terme et prix de vente pour les mois de mars à
décembre 2007 (moyenne 10 mois des prix 7x24)**

Contrats à terme NEPOOL Mass Hub - US\$/MWh (Source: Pièce FCEI - 1, prix de clôture du 6 février 2007)	70,37	\$US / MWh
"Basis" entre PI/PII et Mass Hub	-2,74	\$US / MWh
Prix de vente estimé NEPOOL PI/PII	67,63	\$US / MWh
Pertes sur le réseau TÉ (tx de perte de 5,2%)	3,36	\$US / MWh
Tarif de transit sur réseau TÉ (Mensuel ferme 6,08 \$CAN/KW/mois + service de réglage de tension 0,03 \$CAN/KW/mois)	8,32	\$CAN / MWh
	7,23	\$US / MWh
Tarif de transit sur réseau NEPOOL	4,03	\$US / MWh
Frais de courtage	0,75	\$US / MWh
Prix de vente net des frais de transport et de courtage	52,25	\$US / MWh
Coût moyen des deux contrats (coût de fourniture)*	51,27	\$CAN / MWh
	44,58	\$US / MWh
Profit de vente en 2007 si vendue intégralement sur le NEPOOL (600 MW pendant 7344 heures)	33 799 129	\$US
Profit de vente en 2007 si vendue intégralement sur le NEPOOL (600 MW pendant 7344 heures)	38 868 998	\$CAN
Taux de change	1,15	\$CAN / \$US

*La Régie utilise un coût moyen des contrats de 51,27\$CAN/MWh

Demande :

- 6.1** Afin de compléter la demande de renseignements de la Régie (référence (i)), veuillez reproduire les deux tableaux présentés à la référence (ii), en utilisant les prix des contrats à terme sur le NYISO et le NEPOOL en vigueur au moment du premier appel d'offres du Distributeur (9 mars 2007)

visant à écouler les surplus d'approvisionnement à la suite de la décision D-2007-13.

Réponse :

Tableau 6.1 a) : Marché de New-York

Contrats à terme 24 heures pour les mois d'avril à décembre 2007

Contrat à terme NY zone A \$US/MWh <i>Prix à terme calculés par HQD 15 mars 2007 (A/O 2007-01)</i>	56,2 \$US/MWh
Basis	5,82 \$US/MWh
Prix de vente à la zone M	62,02 \$US/MWh
Pertes de transport (5.2%)	3,23 \$US/MWh
Tarif de transit sur le réseau de NY	0,16 \$US/MWh
Frais de courtage	0,75 \$US/MWh
Impact sur le compte d'écart relatif aux revenus de point à point générés par la suspension	8,32 \$CA/MWh
	7,23 \$US/MWh
Prix de vente net des frais de transport et de courtage	50,65 \$US/MWh
Coût moyen des deux contrats (coût de fourniture)	51,27 \$CA/MWh
	44,58 \$US/MWh
Énergie relative à la suspension des deux contrats	3 960 600 MWh
Profit selon les calculs de la D-2007-13	24 031 213 \$US
	27 635 894 \$CA
Taux de change	1,15

Tableau 6.1 b) : Marché de la Nouvelle-Angleterre

Contrats à terme 24 heures pour les mois d'avril à décembre 2007

Contrats à terme NEPOOL Mass Hub <i>Prix à terme calculés par HQD 15 mars 2007 (A/O 2007-01)</i>	69,86 \$US/MWh
Basis PhII et Mass Hub	-2,74 \$US/MWh
Prix de vente estimé NEPOOL PhII	67,12 \$US/MWh
Pertes de transport (5.2%)	3,49 \$US/MWh
Tarif de transit NEPOOL	4,03 \$US/MWh
Frais de courtage	0,75 \$US/MWh
Impact sur le compte d'écart relatif aux revenus de point à point générés par la suspension	8,32 \$CA/MWh
	7,23 \$US/MWh
Prix de vente net des frais de transport et de courtage	51,61 \$US/MWh
Coût moyen des deux contrats (coût de fourniture)	51,27 \$CA/MWh
	44,58 \$US/MWh
Énergie relative à la suspension des deux contrats	3 960 600 MWh
Profit selon les calculs de la D-2007-13	27 852 399 \$US
	32 030 259 \$CA
Taux de change	1,15

Note : en date du 15 mars 2007 (A/O 2007-01), les prix à terme couvrent la période du 1^{er} avril au 31 décembre 2007 alors que les tableaux en citation couvrent la période du 1^{er} mars au 31 décembre 2007. L'énergie relative à la suspension des contrats a été ajustée pour couvrir cette période.

Le Distributeur tient également à souligner les limites de ce type d'évaluation. Dans sa décision D-2007-13, la Régie a souligné les dangers de s'appuyer sur une évaluation ponctuelle des prix à terme pour justifier sa décision sur la requête de suspension des deux contrats d'approvisionnement avec Hydro-Québec Production. La même mise en garde doit s'appliquer dans le cas d'une évaluation a posteriori de la valeur d'un hypothétique appel d'offres. Cette évaluation, comparée au prix à terme des autres

périodes et aux prix du DAM, met tout simplement en évidence, une fois de plus, la grande volatilité du marché de l'électricité.

Par ailleurs, les informations demandées par la Régie ne représentent pas la réalité du Distributeur. Ainsi, les contreparties du Distributeur participant aux appels d'offres de revente d'énergie offrent des prix inférieurs aux prix à terme. Ce fait change substantiellement l'analyse économique. À cet égard, le Distributeur réfère la Régie à la réponse à la question 18.1 de la demande de renseignement no 1 (pages 41 à 43 de la pièce HQD-15, document 1) dans laquelle le Distributeur présente la comparaison entre le coût des offres et les prix à terme à la zone M du marché de NYISO.

Les offres reçues dans le cadre des appels d'offres doivent également être appréciées en considérant les quantités mises à la disposition des contreparties par le Distributeur. Si le Distributeur avait décidé d'offrir 600 MW, pour chacun des mois d'avril à septembre 2007, les contreparties auraient assurément intégré une prime de risque additionnelle qui aurait contribué à diminuer les prix soumis.

De plus, aucune raison ne justifiait que le Distributeur procède dès le mois de mars à des ventes des 600 MW pour le reste de l'année. La décision D-2007-13 invitait le Distributeur à transposer sa stratégie d'approvisionnement de court terme à la situation de reventes de ses surplus d'électricité postpatrimoniale.² Conformément à cette même décision, le Distributeur a agi en gestionnaire prudent en mettant de l'avant une stratégie de revente adaptée et diversifiée et en utilisant les instruments de marchés à sa disposition. Ainsi, le Distributeur a majoritairement procédé à la revente des surplus par appel d'offres en offrant aux contreparties la possibilité d'acquérir des blocs mensuels de produits normalisés 7x24 de 50 MW³. Dans une moindre mesure, le Distributeur a également procédé à des ventes bilatérales réalisées en vertu des conventions de

² Le Distributeur a toujours modulé ses appels d'offres, pour les achats de court terme, en fonction de l'évolution de l'équilibre entre son offre et sa demande et en tenant compte des prix anticipés des ressources hors patrimoniales requises. Le lancement de plusieurs appels d'offres pour combler ses besoins postpatrimoniaux a contribué à minimiser les impacts des variations des prix de l'électricité sur le coût d'approvisionnement sans jamais mettre en péril la fiabilité d'alimentation des besoins de sa clientèle.

³ D-2007-13, pages 11 et 12.

transactions. Le Distributeur a donc favorisé une approche de plus long terme que la revente au quotidien sur les marchés Day Ahead Market, telle que le préconisait la Régie de l'énergie.

Enfin, le Distributeur a utilisé la flexibilité prévue au contrat cyclable pour effectuer les ajustements fins, dans un horizon de très court terme, requis pour équilibrer son bilan entre son offre et sa demande⁴. La décision du Distributeur de revendre, ou non, une quantité additionnelle de 250 MW sur une base mensuelle permet de prendre en compte les aléas de la demande (climatique ou structurel) et les aléas de prix en cours d'année. En agissant ainsi, le Distributeur utilise de façon bénéfique la flexibilité du contrat cyclable lorsque les conditions de son équilibre offre – demande ou les conditions de marchés le justifient. Le Distributeur se conforme ainsi à une des recommandations de la décision D-2007-13 du dossier R-3624-2007 concernant la gestion des risques.

7. Références: Pièce B-8- HQD-15, document 1, page 20.

Préambule :

Réponse à la question 11 de la Régie, note (1) au bas du tableau R-11.2 :

« Prix à termes au moment de réaliser l'appel d'offre. »

Demandes :

7.1 Veuillez définir la méthode de calcul et les sources des prix à terme NY zone M et Ph/II.

Réponse :

Le Distributeur utilise les prix à terme qui lui sont fournis par un consultant indépendant reconnu dans le milieu. Les prix à terme sont transmis par le consultant au Distributeur le matin de l'appel d'offres.

7.2 Existe-t-il des produits financiers dérivés (« Forwards ») disponibles pour couvrir le basis mensuel des prix DAM entre la zone M et A et entre Ph/II et Mass Hub ?

⁴ D-2007-13, page 14.

Réponse :

De tels produits financiers ne se transigent pas sur les marchés. L'absence de liquidité pour les produits pour les zones M du NYISO et Phase I/II du ISONE a pour conséquence l'absence de liquidité pour les basis cités dans l'énoncé de la question.

7.3 Si la réponse à la question 7.2 est affirmative, veuillez refaire le tableau R-11.2 en y apportant les modifications suivantes :

- Scinder en deux l'avant dernière colonne du tableau R-11.2 (Prix à terme, NY zone M) et y indiquer la valeur des prix à terme à la zone A et le prix à terme du basis entre la zone M et A pour chaque ligne du tableau ;
- Scinder en deux la dernière colonne du tableau R-11.2 (Prix à terme, PhI/II) et y indiquer la valeur des prix à terme au point Mass Hub et le prix à terme du basis entre le point PhI/II et le point Mass Hub pour chaque ligne du tableau.

Réponse :

Sans objet.

- 8. Références:** (i) Pièce B-8- HQD-15, document 1, page 31, Tableau R-15.1 a) ;
(ii) Pièce B-8- HQD-15, document 1, page 34 ;
(iii) Pièce B-1- HQD- 2, document 2, page 52.

Préambule :

À la référence (ii) :

« Selon les scénarios, le Distributeur générerait, grâce à ses ventes, des revenus de 209,4 M\$ comparativement à 224,8 M\$ dans le cas du scénario de suspension des contrats. Le Distributeur subirait donc une perte possible de 15,4 M\$ par rapport au scénario de suspension. Si la prévision de la demande du mois de janvier s'était concrétisée, la perte possible aurait été encore plus importante. »

À la référence (iii) :

« En 2008, le Distributeur poursuivra la gestion de son risque de change sur les transactions de court terme qui présentent un déboursé ou un encaissement certain. Dans le contexte actuel d'approvisionnements, le Distributeur prendra une couverture sur le taux de change sur les transactions de revente en \$US qui feront l'objet d'un contrat. »

Demandes :

- 8.1** Veuillez indiquer si le Distributeur a pris une couverture sur le taux de change pour les transactions de revente en \$US en 2005, 2006 et 2007.

Réponse :

Tel qu'approuvé par la Régie dans sa décision D-2005-34, le Distributeur réalise des opérations de couverture de taux de change pour des transactions impliquant des flux financiers en dollars US. Depuis 2005, le Distributeur gère son risque de change de cette façon. Ainsi, des couvertures sur le taux de change ont été prises en 2005, 2006 et 2007.

Les activités de couvertures de 2005 et 2006 sont présentées dans les rapports annuels d'Hydro-Québec Distribution.⁵ Pour l'année 2007, certaines informations sont fournies en réponse à la question 8.3.

- 8.2** Veuillez indiquer si les scénarios cités en préambule (référence (ii)) tiennent compte, le cas échéant, des protections financières relatives au taux de change.

Réponse :

Les revenus et les coûts de janvier à août 2007 reflètent les taux de change réels. Les revenus et les coûts anticipés de septembre à décembre 2007 ont été évalués en fonction d'un taux de change prévisionnel de 1 \$Can/\$US.

⁵ Pour 2005, voir http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/RappHQD2005/HQD-3doc1_RA-05_2juin06.pdf. Pour 2006, voir http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/RappHQD2006/HQD_3doc1-4_RA06_couvertApprov_8juin07.pdf.

- 8.3** Dans l'éventualité où le Distributeur a effectivement utilisé des produits financiers dérivés pour se protéger des fluctuations du taux de change et qu'il n'en a pas tenu compte dans l'élaboration des scénarios cités en préambule (référence (ii)), veuillez refaire le tableau R-15.1 a) de la référence (i) en tenant compte de l'impact financier de ces protections financières dans les différents scénarios.

Réponse :

Le Distributeur a effectué des opérations de couvertures de change en 2007 dont l'impact entraîne des gains de change de l'ordre de 3 M\$ en date du 31 octobre 2007.

- 9. Références :** (i) Pièce B-8- HQD-15, document 9, page 8 ;
(ii) Pièce B-8- HQD-15, document 6, page 33 ;
(iii) D-2002-95, R-3401-98, page 326.

Préambule :

À la référence (i), en réponse à la demande de renseignements 10 du RNCREQ, le Distributeur mentionne :

« Le Distributeur offre à ses contreparties plusieurs points de livraison, dans le cadre de ses activités de revente, en fonction de la disponibilité du service de transport point à point ferme.

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

À la référence (ii), en réponse à la demande de renseignements 1.1 de la FCEI, le Distributeur a déposé les documents d'appel d'offres de revente pour l'année 2007. Voici une partie de la section 2.1 du document intitulé « Call for Tenders Documents. A/0 2007-01 (Révision 1) » émise en mars 2007 :

**CHAPTER 2
TERMS AND CONDITIONS**

2.1 Specifications for the product offered by HQD

Seller:	HQD
Product:	7x24 Firm energy for physical delivery by HQD ("Firm LD" in accordance with the EEI Master Power Purchase and Sale Agreement)
Quantities offered and Delivery Periods:	<p>April 2007: 350 MW</p> <p>May 2007: 350 MW</p> <p>June 2007: 350 MW</p> <p>Jul-Aug 2007: 350 MW</p> <p>September 2007: 350 MW</p>
Bid Quantities	In blocks of 50 MW, up to the quantity offered for each Delivery Period.
Conditions of Delivery:	All hours during the Delivery Period
Delivery Points:	<p>Eligible delivery points at the Quebec border are as follows:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ HQT-MASS ➤ HQT-NB ➤ HQT-NE* ➤ HQT-MATI ➤ HQT (applicable to Hydro-Québec Production only) <p>HQD will secure Transmission Service on TransEnergie's system up to the delivery point elected by the bidder.</p> <p>* Technical constraints at Phase I and Phase II facilities impose a minimum transit to be maintained on the interconnection. HQD will not be responsible for any curtailments linked to these minimum transit rules applied within New England and TransEnergie's systems.</p>

Note : La zone ombragée soulignant le point de livraison HQT a été ajoutée par la Régie

À la référence (iii), il est mentionné :

« Par conséquent, la Régie ordonne au transporteur de permettre à tous les clients du service de transport de point à point de désigner, aux conventions de service, HQT comme point de réception d'une manière identique à ce qui est permis au client Groupe Production Hydro-Québec et d'informer les clients à cet effet sur son site OASIS. »

Demande :

Original : 2007-11-19
Révisé : 2007-11-21

HQD-15, Document 1.1
Page 20 de 50

- 9.1 Veuillez expliquer pourquoi avoir offert le point HQT (référence (ii)) uniquement à Hydro-Québec Production compte tenu du fait que, comme mentionné à la référence (iii), le point HQT devait être offert à tous les clients point-à-point du Transporteur ?

Réponse :

Dans sa décision D-2002-95, la Régie a permis à tous les clients des services de transport d'utiliser le point de réception HQT d'une manière identique à ce qui est permis au client Hydro-Québec Production⁶. La Régie a par la suite approuvé les articles 13.7 et 14.5 des *Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec* donnant suite à cette décision, lesquels contiennent le texte suivant:

"...Le client du service de transport peut acheter un service de transport ... pour faire des ventes de puissance et d'énergie provenant de différents groupes turbine-alternateurs qui se trouvent sur le réseau de transport du Transporteur. Pour un tel achat de service de transport, le point HQT est désigné comme point de réception, sauf si les différents groupes turbine-alternateurs sont situés dans la même centrale électrique, auquel cas ils sont traités comme un point de réception unique..."⁷

Les *Tarifs et conditions* permettent donc à tout client des services de transport d'utiliser le point HQT d'une manière identique à Hydro-Québec Production. L'utilisation du point HQT par des tiers pose toutefois une problématique particulière relativement aux écarts pouvant survenir entre la quantité programmée par un tiers et la quantité réellement reçue par le Transporteur au point de réception.

Dans le dossier R-3549-2004–Phase 2, le Transporteur a d'ailleurs demandé à la Régie l'ajout du service complémentaire de compensation d'écart de réception, afin justement d'assurer l'adéquation entre les programmes et les réceptions dont la source est située dans la zone de réglage du Transporteur⁸.

⁶ Régie de l'énergie, Décision D-2002-95, page 326.

⁷ *Tarifs et conditions*, articles 13.7 b) pour le service ferme et 14.5 a) pour le non ferme.

⁸ Demande R-3549-2004 – Phase 2. Voir notamment les pages HQT-5, Document 3, Feuille originale n° 154 et HQT-5, Document 2, page 6 de 25, article 3.4.

Par la suite, dans sa décision D-2006-66, la Régie a accepté que le nouveau service de compensation d'écart de réception proposé par le Transporteur soit ajouté aux services complémentaires offerts par le Transporteur à ses clients des services de point à point⁹. Toutefois, dans sa décision D-2006-85, la Régie a refusé de modifier le texte des *Tarifs et conditions* qu'elle avait approuvé dans sa décision D-2006-66, modification qui visait à prévoir aux *Tarifs et conditions* que le service de compensation d'écart de livraison s'applique à toutes les réservations et non seulement à celles qui alimentent une charge dans la zone de réglage du Transporteur.

Conséquemment, les *Tarifs et conditions* en vigueur actuellement prévoient que le service de compensation d'écart de réception ne s'applique qu'aux seules réservations qui alimentent une charge dans la zone de réglage du Transporteur¹⁰.

C'est pourquoi dans son appel d'offres pour la revente mentionné en préambule à la question 9, le Distributeur avait indiqué que seule Hydro-Québec Production pouvait recevoir l'électricité du Distributeur au point HQT. Dans le cas d'Hydro-Québec Production, la question de compensation des écarts de réception ne se pose pas, puisque ce dernier est le fournisseur par défaut des écarts de réception pouvant survenir en tout temps.

Par la suite, en réponse à une demande de sa clientèle et afin de pallier à la lacune concernant l'application du service complémentaire d'écart de réception, le Transporteur a affiché sur son site OASIS le 27 mars 2007 certaines précisions concernant l'utilisation du point HQT dans le cadre des appels d'offres du Distributeur, lesquelles précisions prévoient notamment que le Distributeur doit confirmer mensuellement au Transporteur ses reventes horaires, en indiquant le nom de l'acheteur, la capacité horaire vendue au point de réception HQT et la durée. De son côté, le client du Transporteur qui reçoit l'électricité vendue par Hydro-Québec Distribution au point HQT doit confirmer au Transporteur comment il fournira les écarts de réception éventuels ou accepter préalablement par écrit que le

⁹ Décision D-2006-66, page 32.

¹⁰ *Tarifs et conditions*, article 3, Feuille originale n° 23.

service complémentaire de compensation d'écart de réception s'applique à ses achats auprès d'Hydro-Québec Distribution.

Faisant suite à l'avis affiché sur le site OASIS du Transporteur, le Distributeur a permis, à compter du mois d'avril, que les acheteurs d'électricité qu'il retient puissent recevoir l'électricité au point de réception HQT.

10. Référence : Pièce B-8- HQD-15, document 6, page 35.

Préambule :

À la référence (i), en réponse à la demande de renseignements 2 de la FCEI, le Distributeur mentionne :

« 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 »

Demande :

10.1 Veuillez expliquer les raisons qui justifient un changement de procédure pour contacter les contreparties entre le premier appel d'offres (7 blocs de 50 MW d'avril à septembre 2007) et les appels d'offres subséquents.

Réponse :

Pour le Distributeur, la procédure est la même. Pour l'appel d'offres A/O 2007-01, le Distributeur a invité par courriel toutes ses contreparties à prendre connaissance du document d'appel d'offres disponible sur son site Internet. Dans le second cas, le Distributeur a transmis à toutes ses contreparties par courriel les documents d'appel d'offres.

11. Références : (i) Pièce B-8- HQD-15, document 1, page 39 ;

(ii) Pièce B-2- HQD-2, document 2, page 19.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur mentionne :

« En 2008, la presque totalité des approvisionnements postpatrimoniaux proviendront des approvisionnements de long terme, soit un peu plus de 10 TWh. Le Distributeur devra toutefois gérer près de 4 TWh d'énergie en surplus afin de rétablir son équilibre énergétique. Les sections suivantes présentent les volumes et les coûts d'approvisionnements du Distributeur. »

À la référence (ii), l'on peut voir l'ensemble du portefeuille des approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur.

Tableau R-16.1

PRODUITS	Quantités	Coûts	Coûts moyen
	TWh	M\$	\$/MWh
<u>LONG TERME</u>	10,380	762,9	73,50
TCE	4,075	417,0	102,32
HQP	5,270	272,1	51,62
Base	3,074	153,8	50,04
Cyclable	2,196	118,2	53,83
Bowater	0,147	11,0	74,43
Kruger	0,133	8,4	62,75
Tembec	0,003	0,3	93,79
Éolien 1 (990 MW)	0,751	54,3	72,30
Baie-des-Sables	0,337	25,8	76,61
Anse-à-Valleau	0,309	23,6	76,50
St-Ulric	0,077	5,1	66,35
Carleton	0,029	2,3	80,11
Pénalité de retard	-	-2,5	-
Intégration éolienne	-	4,1	-
<u>COURT TERME</u>			
<u>À ENGAGER</u>			
Très court terme	0,034	3,0	87,15
Revente	-3,922	-250,7	63,91
Puissance	-	5,3	
<u>SERVICE DE TRANSPORT</u>		31,8	
<u>TOTAL</u>	6,492	556,4	85,7

Demande :

11.1 Compte tenu des surplus prévus pour l'année 2008 (référence (i)), des caractéristiques du portefeuille d'approvisionnement du Distributeur (Contrats de base, énergie éolienne), et du fait que la pointe du réseau québécois (hiver) ne coïncide pas avec la pointe des réseaux voisins (été), veuillez définir les avantages et les inconvénients de la vente des produits suivants :

- Capacité en période estivale sur les réseaux voisins ;

Réponse :

Le Distributeur ne vend pas de puissance garantie associée aux livraisons d'énergie effectuées dans le cadre de la revente de ses surplus énergétiques sur les marchés de court terme.

Hydro-Québec Distribution ne peut procéder à la revente de capacité sur les réseaux voisins compte tenu des principes sous-jacents à l'entente cadre. Le Distributeur a produit une explication détaillée à une question similaire dans le cadre du dossier R-3649-2007 (pièce HQD-3, document 1, question 10).

- **Crédit associé à la production d'énergie renouvelable (Renewable energy credits (RECs) dans les marchés de New York et de la Nouvelle Angleterre).**

Réponse :

Pour l'année 2008, le portefeuille de projets de production d'énergie renouvelable du Distributeur susceptible de donner lieu à des Certificats d'énergie renouvelable (CER) dans les marchés réglementés des États de la Nouvelle-Angleterre et de New-York¹¹ est constitué des parcs éoliens Baie-des-Sables et Anse-à-Valleau et des centrales de cogénération à la biomasse de Bromptonville et de Gatineau, soit au total 0,9 TWh environ.

Dans le cas des parcs éoliens, le Distributeur a concentré ses efforts sur le programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable du fédéral puisqu'en vertu des contrats signés avec ses fournisseurs, 75 % des primes reçues dans le cadre de ce programme doivent lui être versées. Ces primes lui procureront des revenus assurés pour une période de 10 ans. Dans le cas du parc éolien de Baie-des-Sables, l'octroi des primes a déjà été annoncé alors que dans le cas du parc d'Anse-à-Valleau, la demande a été déposée.

¹¹ Un MWh d'énergie livrée donne droit à un CER, sur les marchés réglementés de ces états, qui découle de l'imposition d'exigences minimales de contenu d'énergie renouvelable dans le portefeuille d'approvisionnement des distributeurs d'électricité (i.e. Renewable Portfolio Standard ou RPS)

En ce qui concerne la vente de CER, la situation sera évaluée dans les prochains mois en tenant compte de l'environnement de marché et du contexte particulier dans lequel évolue le Distributeur. Plusieurs éléments doivent être considérés à cet égard, dont l'obligation d'exporter et de pouvoir suivre à la trace l'électricité associée à la vente de ces certificats ainsi que la nécessité de développer un mécanisme de mise en marché adapté au fait que le Distributeur n'a pas le statut de participant dans les marchés où ces certificats seraient commercialisés. La vente de CER doit également être examinée à la lumière de l'entente d'équilibrage de la production éolienne actuellement en vigueur qui utilise les ressources hydro-électriques pour équilibrer la production de source éolienne.

En ce qui concerne les centrales de cogénération à la biomasse, celles-ci devraient également faire l'objet d'un processus de certification dans le but de se qualifier pour la vente de CER. Le Distributeur évalue actuellement cette possibilité en tenant compte des exigences particulières des états qui ont mis en place ces initiatives.

Structures tarifaires

- 12. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-12, document 5, page 12 ;
(ii) Technical Bulletin 084, NYISO.

Préambule :

À la référence (i),

« La structure du coût évité en énergie pour l'année 2007 et les suivantes reflète celle du marché de référence dans lequel le Distributeur s'approvisionne soit une différenciation entre les heures en pointe sur une base annuelle sur le marché de New York (de 6 h à 22 h les jours ouvrables) et les heures hors pointe (les autres heures de l'année). L'écart de coût retenu est de 1,5 ¢/kWh ».

À la référence (ii),

« On-peak hours are defined by NERC as the hours between 7 a.m. and 11 p.m., prevailing Eastern Time, Monday through Friday, except for NERC-defined holidays, or as otherwise decided by the ISO. Off –peak hours are defined by NERC as the hours between 11 p.m. and 7 a.m., prevailing Eastern Time, Monday through Friday and all day Saturday and Sunday, and NERC-defined holidays, or as otherwise decided by the NYISO. The NERC defined holidays are: New Year's Day, Memorial Day, Independence Day, Labor Day, Thanksgiving Day, and Christmas Day. ».

Demande:

- 12.1** Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'utilise pas la même plage horaire pour déterminer les heures en pointe que celle définie par le NERC et utilisée par le NYISO.

Réponse :

Le Distributeur utilise en réalité la même plage horaire que celle définie par le NERC pour déterminer la période de pointe. En effet, à la référence i, le Distributeur réfère aux heures débutant à 6h00 et 22h00 pour définir la pointe alors que le NERC, à la référence ii, utilise une définition de la pointe basée sur la notion d'heures se terminant à 7h00 et à 23h00 (*hour ending*). La période de pointe est donc la même dans les deux définitions.

Voir également la réponse à la question 23.3 de la pièce HQD-2, document 1 du dossier R-3519-2003.

PGÉÉ

Objectifs et budgets du PGEÉ 2008

- 13. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-14, document 3, page 94 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-14, document 3, pages 22.

Préambule :

Dans son appréciation du PGEÉ, en vue de l'approbation d'un budget annuel, la Régie utilise principalement les tests de rentabilité, qu'il s'agisse du Test du coût total en ressources (TCTR) ou du Test du participant (TP).

En référence (i), le Distributeur indique que « *Les analyses économiques, effectuées dans le cadre du présent dossier, reflètent les investissements et l'impact des programmes et activités du PGEÉ sur une période de un an, soit l'année 2008* ».

Or, les investissements de certains programmes et activités du PGEÉ du Distributeur prévus en 2008 ne sont pas associés à des économies d'énergie réalisées en 2008. Par exemple, en référence (ii), le Distributeur fait état d'un décalage entre les investissements et les économies d'énergie pour le programme PAMUGE.

Par ailleurs, l'article 85.30 de la Loi sur la Régie de l'énergie (la Loi) spécifie que « *Lorsqu'elle approuve le financement des programmes ou des interventions concernant l'efficacité énergétique ou les nouvelles technologies énergétiques, la Régie doit notamment s'assurer de l'atteinte des objectifs visés par les programmes et interventions* ». Bien que le Chapitre VI.2 de la Loi porte sur le Plan d'ensemble en efficacité énergétique et nouvelles technologies (PEEÉNT), la Régie constate que le PEEÉNT de l'Agence de l'efficacité énergétique du Québec n'a toujours pas été soumis pour approbation. La responsabilité de suivi de la Régie eu égard à l'atteinte des résultats par le Distributeur demeure cependant.

Par ailleurs, la Régie constate que les résultats de certains programmes sont revus, plus d'une année après le dépôt des résultats en dossier tarifaire.

Demande :

- 13.1** Dans ce contexte, veuillez mettre à jour les analyses de rentabilité des programmes et activités du PGEÉ, de manière à couvrir toute la durée du PGEÉ 2003-2010.

Réponse :

La preuve relative au budget du PGEÉ, présentée aux pièces HQD-14 et HQD-15, contient toute l'information nécessaire et pertinente pour permettre l'appréciation adéquate des programmes et activités en efficacité énergétique du Distributeur en vigueur en 2008, de même que sa contribution financière aux programmes et activités de l'AEÉ.

Tel que mentionné en réponse à la question 96.1 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1, le Distributeur a restreint ses analyses de rentabilité à la période qui fait l'objet de la présente demande. Ainsi, les ressources requises en 2008 nécessaires à l'élaboration, la mise en place et la réalisation des programmes et activités du PGEÉ sont établies à 252 M\$, tel qu'il appert dans la preuve. Ce montant permettra de générer des économies d'énergie qui seront récurrentes sur les durées de vie respectives des mesures, que le Distributeur poursuive ou non ses investissements en efficacité énergétique. Ainsi le Distributeur reflète dans les analyses économiques déjà présentées, tous les bénéfices énergétiques sur la durée de vie de chacune des mesures qui découleront des investissements effectués en 2008.

Le tableau R-13.1.1 présente le détail de l'analyse de rentabilité économique (test du coût total en ressource) des investissements prévus en 2008. Les coûts évités par l'implantation des mesures d'économie d'énergie sont estimés à 718 M\$ (actualisés de 2008). Les investissements totaux requis sont estimés à 375 M\$ (actualisés de 2008), dont 253 M\$ (actualisés de 2008) du Distributeur. La rentabilité économique des investissements de 2008 est évaluée à 343 M\$ (actualisés de 2008).

**Tableau R-13.1.1 : Test du coût total en ressource –
Investissements totaux 2008
en M\$ actualisés de 2008**

Programmes /activités	Distributeur	Conjoints avec l'AEÉ	Total
B Coûts évités	642	76	718
Investissements			
Distributeur ¹	213	40	253
Clients participants et partenaires	105	17	122
C Total	318	57	375
A=B-C Coût total en ressources	324	19	343
GWh actualisés	6 757	714	7 471

⁽¹⁾ Incluant la taxe sur le capital.

Le Distributeur veut préciser que dans le cas du programme *PAMUGE*, les analyses économiques tiennent compte des éléments suivants :

- investissement du Distributeur prévu en 2008 : versements de l'aide financière à la signature du contrat (en 2008), un an après la mise en service du projet (en 2012) et après 5 ans (en 2016), en respect des modalités de *PAMUGE* ;
- investissement des clients participants ;
- coûts évités associés aux économies d'énergie récurrentes de 100 GWh à partir de 2011 sur la durée de vie estimée de 10 ans ;
- pertes de revenus associées aux économies d'énergie à partir de 2011 et sur toute la durée de vie des mesures.

Ainsi, le programme *PAMUGE* présente à lui seul, un coût total en ressources de 29 M\$ (actualisés de 2008), tel qu'il appert au tableau 6.2 de la pièce HQD-14, document 3.

Le Distributeur prend acte des préoccupations de la Régie quant à l'atteinte de ses objectifs en efficacité énergétique de plus long terme. Considérant l'incertitude quant à la date de dépôt du PEEENT par l'AEÉ et la période de transition qui en découle, le

Distributeur présente une projection préliminaire de ses objectifs en économie d'énergie et des budgets qui leurs sont associés pour les années 2009 et 2010 (tableaux R-13.1.2 à R-13.1.5).

Dans la décision D-2007-12, la Régie mentionne « *...que les objectifs du Distributeur, tant à l'horizon 2007 que 2010, sont cohérents avec ses orientations passées et la nouvelle Stratégie économique du Québec.* »¹² Les investissements en 2008 du Distributeur sont en continuité avec ceux de la demande budgétaire 2007. Les programmes et activités du Distributeur et ceux auxquels il contribue financièrement généreront des économies d'énergie évaluées à 2,8 TWh implantés et cumulés à la fin de 2008. Cet objectif demeure dans le même ordre de grandeur que celui présenté dans le dossier R-3610-2006 (2 675 GWh¹³). Le Distributeur maintient un objectif de 4,7 TWh implantés et cumulés à l'horizon 2010 (tableau R-13.1.4).

Les résultats des analyses économiques, présentés au tableau R-13.1.6, confirment la rentabilité des programmes et activités du PGEÉ pour les années 2008 à 2010. Le coût total en ressource (CTR) est de 1 100 M\$ (actualisés de 2008) et le test du participant (TP) de 930 M\$ (actualisé de 2008). Le test de neutralité tarifaire (TNT) indique un surplus de 265 M\$ (actualisés de 2008).

Par ailleurs, le Distributeur a la responsabilité de refléter les résultats énergétiques de ses programmes et activités associés aux budgets qui lui sont alloués, selon les informations dont il dispose. Le Distributeur s'est doté de plusieurs outils qui visent à ce que la rentabilité annoncée soit au rendez vous¹⁴ :

- Les analyses de rentabilité économique servent à vérifier, avant d'entreprendre les actions proposées, que celles-ci vont apporter un avantage futur.
- Les analyses de sensibilité (analyses du point mort) viennent confirmer la robustesse des programmes en indiquant la marge de manœuvre dont dispose le Distributeur au niveau des coûts évités, du coût des programmes et des économies

¹² Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 97.

¹³ Dossier R-3610-2006, HQD-15, document 1, annexe A, tableau A1-3.

¹⁴ Voir également la réponse à la question 96.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie, à la pièce HQD-15, document 1.

d'énergie pour conserver la rentabilité de ses programmes sur la durée de vie des mesures.

- Les mécanismes de suivi permettent d'ajuster au besoin les modalités des programmes au fur et à mesure de l'obtention de données pertinentes.
- Les évaluations servent notamment à confirmer ou, si requis, à ajuster les paramètres des programmes tels que les taux d'opportunisme.

Le programme *Initiatives – bâtiments* (excluant le volet bâtiments du Distributeur) illustre la démarche complète du Distributeur dans le but de maintenir la rentabilité des programmes.

Suite à l'évaluation du programme *Initiatives - bâtiments*, les résultats des impacts énergétiques de 2004 et 2005 ont été revus à la baisse d'un peu plus de 60 % dans le présent dossier (16 GWh implantés cumulés vs 43 GWh implantés cumulés dans le dossier R-3610-2006). Malgré ces résultats, le Distributeur est confiant de la rentabilité de ce programme, pour l'ensemble des raisons suivantes :

- les analyses de sensibilité (recherche du point mort), indiquent que les économies d'énergie pouvaient être réduites de plus de la moitié, sur toute la période d'analyse et pour toute la durée de vie des mesures, avant que la rentabilité de ce programme ne soit compromise¹⁵ ;
- les mécanismes de suivi ont permis d'ajuster les modalités du programme en 2006 et en 2007, tel que présenté à la section 6.5.1 de la pièce HQD-14, document 4 ;
- des évaluateurs indépendants¹⁶ sont d'avis que le programme continue d'avoir un grand potentiel en termes d'économie

¹⁵ Dans le présent dossier, le point mort du programme *Initiatives – bâtiments* est atteint lorsque les économies d'énergie, générées par les investissements de 2008, sont réduites de 56 % sur toute la durée de vie des mesures (tableau B-3.2, HQD-14, document 3, annexe B).

Dans les dossiers antérieurs, le calcul du point du mort a été réalisé sur des périodes d'investissement correspondant à la durée restante du PGEÉ. Dans le dossier R-3610-2006, le point mort était atteint lorsque les économies d'énergie, générées par les investissements réalisés de 2007 à 2010 (2006 à 2010 dans R-3584-2005 et 2005 à 2010 dans R-3552-2004), étaient réduites de 65 % (35 % dans R-3584-2005 et 33 % (incluant le volet bâtiments HQD) dans R-3552-2004). Voir le tableau A-2.8, HQD-15, document 1, annexe A, R-3610-2006, le tableau 5.5 de HQD-1, document 1, R-3584-2005 et la réponse à la question 26.1 de la Régie, HQD-5, document 1, R-3552-2004.

¹⁶ *Évaluation du programme Appui aux initiatives – Volet Optimisation énergétique des bâtiments du marché affaires*, annexe A de la pièce HQD-14, document 4.

d'énergie, sous réserves de la mise en place de correctifs dont certains ont déjà été implantés ;

- les résultats cumulatifs 2004 à 2006 du présent dossier, ajustés pour tenir compte des taux d'opportunisme, dépassent les impacts énergétiques qui avaient été prévus lors de la demande budgétaire de 2006 (91 GWh implantés et cumulés vs 87 GWh implantés et cumulés prévus de R-3584-2005).

Ainsi, les mécanismes mis en place permettent au Distributeur de maintenir son objectif de 4,7 TWh à l'horizon 2010, tout en respectant les budgets autorisés.

Réponse à la demande de renseignements n°2
de la Régie

 Tableau R-13.1.2 : Prévisions budgétaires annuelles –
période 2003-2010 (M\$)

Programmes / activités d'HQD	2003R ^{2,4}	2004R ²	2005R ²	2006R ²	2007A ³	2008	2009	2010	2003-2008	2003-2010
Marché résidentiel										
Diagnostic résidentiel	3	8	6	8	9	13	15	15	46	76
Mieux consommer - résidentiel	0	8	14	19	32	34	21	20	107	149
Rénovation énergétique - MFR	0	0	0	0	6	19	20	22	26	68
Volet social	0	0	0	0	3	3	3	3	6	11
Volets privé et OBNL	-	-	-	-	-	14	17	20	14	51
Volet communautaire - COOP	-	-	-	-	3	3	0	0	6	6
Récupération des frigos et congélos énergivores	-	-	-	-	0	12	18	18	13	49
Géothermie	-	-	-	-	1	2	2	2	3	7
Réseaux autonomes	-	-	-	0	1	1	2	0	1	3
Sous-total Marché résidentiel	3	15	20	28	48	81	78	79	195	352
Marché affaires										
Produits efficaces	0	0	7	9	9	11	10	10	37	57
Initiatives - bâtiments	1	5	10	32	32	32	38	43	113	194
Bâtiments tarifs G et M	1	5	10	31	32	31	38	43	109	190
Commercial	s/o	4	6	20	23	22	27	31	75	132
Institutionnel	s/o	1	4	11	9	9	11	12	33	57
Bâtiments HQD	-	0	1	1	0	1	0	0	4	4
Initiatives - systèmes industriels	1	4	9	13	16	18	18	18	61	97
PIBGE	-	0	2	4	6	4	3	3	16	22
Commercial	-	-	1	2	3	2	1	1	8	11
Institutionnel	-	0	2	2	3	2	1	1	8	11
Réseaux autonomes	-	-	-	0	0	0	1	1	0	2
Sous-total Marché affaires	3	9	29	59	64	65	69	75	227	372
Marché grandes industries										
PIIGE	0	2	10	19	19	16	16	16	66	98
PADIGE - Analyse	0	0	0	0	0	0	0	0	2	3
PAMUGE	-	-	-	1	10	4	1	4	16	21
Sous-Total Marché grandes industries	0	2	11	20	30	21	18	21	84	122
Innovations technologiques										
Projets de R-D du LTÉ	-	-	-	-	-	5	5	6	5	15
IDÉE	0	0	1	1	2	1	1	1	5	7
PISTE	-	-	0	2	4	3	5	5	10	20
PADIGE - Démonstration	-	-	0	0	1	1	1	1	2	3
Sous-total Innovations technologiques	0	0	1	3	6	10	12	12	21	45
Tronc commun										
Planification et conception	1	2	3	4	3	5	5	5	19	30
Communication	0	6	8	9	8	8	8	8	40	57
Suivi	0	0	2	3	3	3	3	3	11	16
Évaluation	-	-	1	2	3	3	3	3	8	14
Consultation permanente	-	-	0	0	0	1	1	1	1	2
Sous-total Tronc commun	2	9	15	18	17	19	20	20	79	119
TOTAL - programmes /activités d'HQD (A)	8	36	75	127	165	196	197	207	606	1 010

Programmes / activités conjoints avec l'AEÉ	2003R ^{2,4}	2004R ²	2005R ²	2006R ²	2007A ³	2008	2009	2010	2003-2008	2003-2010
Marché résidentiel										
EconoLogis	0	2	2	4	7	8	9	10	23	43
Novoclimat	0	1	8	6	14	14	11	2	43	57
Volet Unifamiliales et logements privés	0	1	5	7	13	11	10	2	36	48
Volet Logements sociaux	-	-	3	(0)	2	2	2	0	7	9
Rénoclimat	0	1	4	9	11	12	16	20	36	71
Réglementation	-	0	0	0	2	1	2	-	4	6
Sous-total Marché résidentiel	1	4	14	19	34	35	38	32	106	176
Marché affaires										
Petits commerces ⁵	1	1	0	0	1	1	1	1	5	7
Réglementation	-	-	-	-	1	0	0	-	1	1
Sous-total Marché affaires	1	1	0	0	2	1	1	1	5	7
TOTAL - programmes /activités conjoints avec l'AEÉ (B)	2	5	14	19	35	36	39	33	112	184

Frais de fonctionnement de l'AEÉ (C)	-	-	-	-	2	2	2	2	4	7
Contingence (D)	-	-	-	-	9	10	10	10	19	39
Frais d'emprunt capitalisés (E)	-	1	2	3	7	9	9	9	22	39
GRAND-TOTAL - PGEÉ (A+B+C+D+E)	11	41	91	150	218	252	256	261	763	1 280

(1) Le total et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison des arrondis ; (2) Réel ; (3) Anticipé ;

(4) Inclut les dépenses de 2002 ; (5) Inclut le diagnostic et la nouvelle approche commerciale multi-sources pour les petits commerces.

Tableau R-13-1.3 : Prévisions budgétaires annuelles des clients participants et partenaires – période 2003-2010 (M\$)

Programmes / activités d'HOD	2003R ²		2004R ²		2005R ²		2006R ²		2007A ³		2008		2009		2010		TOTAL 2003-2010		
	Clients	Partenaires	Clients	Partenaires	Clients	Partenaires	Clients	Partenaires	Clients	Partenaires	Clients	Partenaires	Clients	Partenaires	Clients	Partenaires	Clients	Partenaires	
Marché résidentiel																			
Diagnostic résidentiel	-	-	4	-	1	-	3	-	1	-	4	2	4	2	-	4	-	11	-
Diagnostic commercial	-	-	10	-	18	-	22	-	20	-	2	21	23	0	0	4	90	10	135
Rénovation énergétique -IMR	-	-	-	-	-	-	0	-	0	-	0	0	0	0	0	0	1	0	1
Volet social	-	-	-	-	-	-	0	-	0	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0
Volet privé et ORNL	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Volet communautaire - COOP	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Récupération des frigos et congélos énergivores	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	0	2	1	5	1	6	2	3	1
Géothermie	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseaux autonomes	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sous-total Marché résidentiel	-	-	14	-	18	0	26	3	21	4	26	5	30	5	30	6	105	12	165
Marché affaires																			
Produits efficaces	-	-	-	-	-	-	-	-	5	-	6	4	4	4	4	4	10	8	19
Initiatives - bâtiments	-	-	2	0	4	1	22	2	20	2	20	24	3	27	3	3	68	8	118
Bâtiments tarifs G et M	-	-	2	0	4	1	22	2	20	2	20	24	3	27	3	3	68	8	118
Commercial	-	-	1	0	2	0	15	2	14	2	14	17	2	17	2	2	47	5	83
Institutionnel	-	-	0	0	1	0	8	1	6	1	6	7	1	8	1	2	21	2	36
Bâtiments HQD	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-	12	12	12	12	12	12	38	-	62
Initiatives - systèmes industriels	-	-	3	-	4	-	9	-	4	-	4	4	4	4	4	4	19	19	23
PIBGE	-	-	1	-	4	-	4	-	5	-	2	2	2	2	2	2	8	8	11
Commercial	-	-	1	-	3	-	2	-	3	-	2	2	2	2	2	2	10	10	13
Institutionnel	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseaux autonomes	-	-	1	-	3	-	0	-	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sous-total Marché affaires	-	-	6	0	12	1	36	2	41	2	41	2	42	3	46	3	136	8	223
Marché grandes industries																			
PIBGE	-	-	1	-	11	-	10	-	17	-	14	14	14	14	14	14	52	-	79
PADIGE - Analyse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2
PANUJGE	-	-	-	-	-	-	-	-	27	-	5	-	-	-	-	-	32	-	41
Sous-total Marché grandes industries	0	0	1	-	11	-	11	-	44	-	19	-	14	-	23	-	86	-	123
Innovations technologiques																			
Projets de R-D du LITE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IDÉE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PISTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PADIGE - Démonstration	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	0	0	0	0	0	0	2	-	3
Sous-total Innovations technologiques	-	-	-	-	1	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	2	-	3
Tronc commun																			
Planification et conception	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Communication	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Suivi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Évaluation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Consultation permanente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sous-total Tronc commun	-	-	21	0	43	1	72	5	107	6	86	7	87	8	98	9	329	20	514
TOTAL - programmes /activités d'HOD (A)	0	0	21	0	43	1	72	5	107	6	86	7	87	8	98	9	329	20	514
Programmes / activités conjoints avec l'AEÉ																			
Marché résidentiel																			
Econoclogis	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	2	2
Novos Logements	1	0	3	0	3	0	4	0	6	0	6	0	6	0	0	0	24	2	30
Volet Logement et logements privés	1	0	3	0	3	0	4	0	6	0	6	0	6	0	0	0	23	2	29
Volet Logements sociaux	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	0	1
RénoClimat	1	0	6	1	2	0	0	0	9	0	9	1	11	5	14	6	35	11	60
Réglementation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sous-total Marché résidentiel	3	1	9	2	6	5	11	5	15	1	15	2	17	5	14	7	59	15	90
Marché affaires																			
Petits commerces*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Réglementation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sous-total Marché affaires	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL - programmes /activités conjoints avec l'AEÉ (B)	3	1	9	2	6	5	11	5	15	1	15	2	18	5	15	7	59	15	91
GRAND-TOTAL - POÉE (A+B)	3	1	30	2	48	6	83	10	122	8	101	9	104	13	113	15	388	35	605

(1) Le total et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison des arrondis ; (2) Réel ; (3) Anticipé ; (4) Inclut le diagnostic et la nouvelle approche commerciale multi-sources pour les petits commerces.

**Tableau R-13.1.4 : Impacts énergétiques – période 2003-2010
(GWh implantés et cumulés)**

Programmes / activités d'HQD	2003R ^{2,4}	2004R ²	2005R ²	2006R ²	2007A ³	2008	2009	2010
Marché résidentiel								
Diagnostic résidentiel	-	109	190	260	272	336	429	521
Mieux consommer - résidentiel	-	100	246	420	604	771	883	993
Rénovation énergétique - MFR	-	-	-	0	8	28	48	71
Volet social	-	-	-	0	5	9	14	18
Volets privé et OBNL	-	-	-	-	-	12	26	44
Volet communautaire - COOP	-	-	-	-	4	7	8	9
Récupération des frigos et congélos énergivores	-	-	-	-	-	40	110	180
Géothermie	-	-	-	-	1	4	9	16
Réseaux autonomes	-	-	-	-	1	3	5	5
Sous-total Marché résidentiel	-	209	436	681	886	1 182	1 484	1 786
Marché affaires								
Produits efficaces	-	1	12	32	64	114	161	210
Initiatives - bâtiments	-	5	23	107	195	289	404	534
Bâtiments tarifs G et M	-	5	16	91	176	266	381	510
Commercial	-	4	11	59	119	183	265	356
Institutionnel	-	1	5	32	57	83	116	154
Bâtiments HQD	-	-	6	17	19	23	23	24
Initiatives - systèmes industriels	-	10	38	89	156	232	308	384
PIBGE	-	1	19	49	84	109	125	140
Commercial	-	-	6	24	42	55	62	70
Institutionnel	-	1	13	25	43	55	62	70
Réseaux autonomes	-	-	-	-	0	1	2	3
Sous-total Marché affaires	-	18	91	278	500	746	1 000	1 271
Marché grandes industries								
PIIGE	-	21	134	287	453	589	679	769
PADIGE - Analyse	-	3	13	28	34	40	46	52
PAMUGE	-	-	-	-	-	-	400	400
Sous-Total Marché grandes industries	-	24	147	315	487	629	1 125	1 221
Innovations technologiques								
Projets de R-D du LTÉ	-	-	-	-	-	-	-	-
IDÉE	-	-	-	-	-	0	1	1
PISTE	-	-	-	5	14	19	24	29
PADIGE - Démonstration	-	-	7	7	10	13	17	20
Sous-total Innovations technologiques	-	-	7	12	24	33	42	50
TOTAL - programmes /activités d'HQD (A)	-	250	682	1 286	1 897	2 590	3 651	4 328

Programmes / activités conjoints avec l'AEÉ	2003R ^{2,4}	2004R ²	2005R ²	2006R ²	2007A ³	2008	2009	2010
Marché résidentiel								
EconoLogis	2	6	13	21	33	48	67	88
Novoclimat	2	6	17	31	50	71	92	92
Volet Unifamiliales et logements privés	2	6	13	25	44	63	81	82
Volet Logements sociaux	-	0	4	5	7	8	10	10
Rénoclimat	2	9	15	32	43	57	78	106
Réglementation	-	-	-	-	-	-	-	58
Sous-total Marché résidentiel	6	22	45	84	126	176	237	344
Marché affaires								
Petits commerces ⁵	-	2	3	4	5	6	10	14
Réglementation	-	-	-	-	-	-	-	51
Sous-total Marché affaires	-	2	3	4	5	6	10	65
TOTAL - programmes /activités conjoints avec l'AEÉ (B)	6	23	48	88	131	183	247	410
GRAND-TOTAL - PGEE (A+B)	6	274	730	1 373	2 028	2 773	3 897	4 738

(1) Le total et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison des arrondis ; (2) Réel ; (3) Anticipé ;

(4) Les impacts énergétiques sont nets des effets de distorsion ; (5) Inclut le diagnostic et la nouvelle approche commerciale multi-sources pour les petits commerces.

**Tableau R-13.1.5 : Impacts énergétiques – période 2003-2010
(GWh ajoutés)**

Programmes / activités d'HQD	2003R ^{2,4}	2004R ²	2005R ²	2006R ²	2007A ³	2008	2009	2010	2003-2008	2003-2010
Marché résidentiel										
Diagnostic résidentiel	-	109	81	70	12	64	93	93	336	521
Mieux consommer - résidentiel	-	100	146	174	183	167	112	110	771	993
Rénovation énergétique - MFR	-	-	-	0	8	20	20	23	28	71
Volet social	-	-	-	0	4	5	5	5	9	18
Volets privé et OBNL	-	-	-	-	-	12	15	18	12	44
Volet communautaire - COOP	-	-	-	-	4	4	1	0	7	9
Récupération des frigos et congélos énergivores	-	-	-	-	-	40	70	70	40	180
Géothermie	-	-	-	-	1	3	5	7	4	16
Réseaux autonomes	-	-	-	-	1	2	2	0	3	5
Sous-total Marché résidentiel	-	209	228	245	204	297	301	302	1 182	1 786
Marché affaires										
Produits efficaces	-	1	11	20	32	50	47	49	114	210
Initiatives - bâtiments	-	5	18	85	88	93	115	130	289	534
Bâtiments tarifs G et M	-	5	11	74	85	90	115	130	266	510
Commercial	-	4	7	47	61	64	81	91	183	356
Institutionnel	-	1	4	27	25	26	33	38	83	154
Bâtiments HQD	-	-	6	10	2	4	1	1	23	24
Initiatives - systèmes industriels	-	10	27	52	67	76	76	76	232	384
PIBGE	-	1	18	30	35	25	15	15	109	140
Commercial	-	-	6	18	18	13	8	8	55	70
Institutionnel	-	1	12	12	18	12	8	8	55	70
Réseaux autonomes	-	-	-	-	0	1	1	1	1	3
Sous-total Marché affaires	-	18	73	187	222	246	255	271	746	1 271
Marché grandes industries										
PIIGE	-	21	113	152	166	136	90	90	589	769
PADIGE - Analyse	-	3	10	15	6	6	6	6	40	52
PAMUGE	-	-	-	-	-	-	400	-	-	400
Sous-Total Marché grandes industries	-	24	123	167	172	142	496	96	629	1 221
Innovations technologiques										
Projets de R-D du LÉ	-	-	-	-	-	0	0	0	0	1
IDÉE	-	-	-	-	5	5	5	5	19	29
PISTE	-	-	-	-	3	3	3	3	13	20
PADIGE - Démonstration	-	-	7	-	-	-	-	-	-	-
Sous-total Innovations technologiques	-	-	7	5	13	9	9	9	33	50
TOTAL - programmes /activités d'HQD (A)	-	250	431	604	611	693	1 061	678	2 590	4 328

Programmes / activités conjoints avec l'AEÉ	2003R ^{2,4}	2004R ²	2005R ²	2006R ²	2007A ³	2008	2009	2010	2003-2008	2003-2010
Marché résidentiel										
ÉconoLogis	2	4	7	8	11	16	19	21	48	88
Novoclimat	2	4	11	14	20	21	21	1	71	92
Volet Unifamiliales et logements privés	2	4	7	13	19	19	19	0	63	82
Volet Logements sociaux	-	0	4	1	1	2	2	0	8	10
Rénoclimat	2	7	6	17	11	14	21	28	57	106
Réglementation	-	-	-	-	-	-	-	58	-	58
Sous-total Marché résidentiel	6	16	23	39	42	50	61	107	176	344
Marché affaires										
Petits commerces ⁵	-	2	2	1	1	2	3	4	6	14
Réglementation	-	-	-	-	-	-	-	51	-	51
Sous-total Marché affaires	-	2	2	1	1	2	3	56	6	65
TOTAL - programmes /activités conjoints avec l'AEÉ (B)	6	18	25	39	43	52	64	163	183	410
GRAND-TOTAL - PGEE (A+B)	6	268	456	643	654	745	1 125	841	2 773	4 738

(1) Le total et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison des arrondis ; (2) Réel ; (3) Anticipé ;

(4) Les impacts énergétiques sont nets des effets de distorsion ; (5) Inclut le diagnostic et la nouvelle approche commerciale multi-sources pour les petits commerces.

**Tableau R-13.1.6 : Analyses économiques –
période d'investissement 2008-2010
en M\$ actualisés de 2008**

Programmes / activité HQD	CTR	TP	TNT
Marché résidentiel			
Diagnostic résidentiel	76	82	5
Mieux consommer - résidentiel	143	141	37
Rénovation énergétique - MFR			
<i>Volet social</i>	7	9	-1
<i>Volets privé et OBNL</i>	25	42	-12
<i>Volet communautaire - COOP</i>	2	3	-1
Récupération des frigos et congélos énergivores	27	55	-21
Géothermie ⁽¹⁾	3,9	2,3	5
Réseaux autonomes	4	2	2
sous-total	288	336	16
Marché affaires			
Produits efficaces	80	81	11
Bâtiments tarifs G et M			
<i>Commercial</i>	173	152	50
<i>Institutionnel</i>	71	63	21
<i>Bâtiments HQD</i>	4	0	4
Initiatives - systèmes industriels	85	86	13
PIBGE			
<i>Commercial</i>	22	11	13
<i>Institutionnel</i>	22	11	13
Réseaux autonomes	3	1	2
sous-total	462	407	126
Marché grandes industries			
PIIGE	126	72	68
PADIGE - Analyse	10	6	5
PAMUGE	51	6	52
sous-total	188	83	125
Innovations technologiques			
Projets de R-D du LTÉ	-14	0	-14
IDÉE	-3	1	-4
PISTE	0	9	-8
PADIGE - Démonstration	4	2	2
sous-total	-13	13	-24
Sous-total ensemble des marchés	924	839	243
Tronc commun pour l'ensemble des marchés	-56	0	-56
TOTAL - Programmes et activités HQD	868	839	187

⁽¹⁾ Représente les résultats liés aux efforts du Distributeur en matière de géothermie.

**Tableau R-13.1.5 : Analyses économiques –
période d'investissement 2008-2010 (suite)
en M\$ actualisés de 2008**

Activités conjoints avec l'AEÉ	CTR	TP	TNT
Marché résidentiel			
ÉconoLogis	15	27	-9
Novoclimat			
<i>Volet Unifamiliales et logements privés</i>	28	25	9
<i>Volet Logements sociaux</i>	2	4	-1
Rénoclimat	19	29	8
Réglementation	86	0	42
<i>sous-total</i>	150	84	50
Marché affaires			
Petits commerces	5,4	6	0
Réglementation	78,2	0,0	33,4
<i>sous-total</i>	84	6	33
Tronc commun pour l'ensemble des marchés	-2	0	-5
Programmes conjoints avec AEÉ	232	91	78
TOTAL PGEÉ	1 100	930	265

Note : Les sous totaux et les totaux peuvent être différents de la somme des données en raison des arrondis.

13.2 Sinon, veuillez fournir toutes les informations nécessaires pour permettre à la Régie d'apprécier adéquatement le PGEÉ 2008, eu égard notamment aux programmes dont les économies d'énergie sont comptabilisées après 2008. Veuillez également proposer une méthode d'appréciation de l'évolution des objectifs du PGEÉ.

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.1.

Modifications apportées aux programmes

- 14. Références :**
- (i) Pièce B-1- HQD-14, document 3, pages 13 et 79 à 81 ;
 - (ii) Pièce B-9- HQD-15, document 1, page 71.

Préambule :

En référence (i), le Distributeur évalue que le programme *PISTE* doit générer 5 GWh d'économie d'énergie en 2008.

En réponse à la question 90.2 de la demande de renseignements no 1 de la Régie, où elle lui demandait d'indiquer les moyens par lesquels il estimait l'impact des audits énergétiques réalisés dans le cadre du programme *PISTE*, le Distributeur répond qu'il « *a estimé un taux de réduction de 10 % de la consommation moyenne du secteur visé par les audits énergétiques* ».

Demande :

14.1 Veuillez détailler les hypothèses ou les sources permettant d'évaluer à « *10 % de la consommation moyenne du secteur visé* » les économies d'énergie associées au programme *PISTE*.

Réponse :

Tel qu'indiqué en réponse à la question 90.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1, les audits énergétiques se feront auprès des producteurs en serre du Québec. Le projet spontané proposé par le Syndicat des producteurs en serre du Québec (SPSQ) sur « L'augmentation de l'efficacité énergétique dans la production en serre par la réalisation d'audits » présentait différentes sources d'information pour évaluer les économies d'énergie d'un projet de ce type, dont :

- les bilans énergétiques effectués à l'Institut québécois du développement de l'horticulture ornementale (IQDHO, 2001 et 2004) ;
- les audits effectués par le Centre d'information et de développement expérimental en serriculture (CIDES, 2004-2006) ;
- les rapports de différents projets faits par le CIDES et en collaboration avec Hydro-Québec ;
- le guide technique développé par le Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec (MAPAQ) sur les systèmes de ventilation de pompage, compression et réfrigération ;
- les fiches techniques réalisées par le CIDES sur le chauffage, l'irrigation et le système de contrôle.

Coûts évités

- 15. Références :**
- (i) Pièce B-1- HQD-14, document 3, annexe B, page 11 ;
 - (ii) Pièce B-1- HQD-14, document 3, page 90 ;
 - (iii) Pièce B-9- HQD-15, document 1, page 72 ;
 - (iv) Pièce B-1- HQD-12, document 5, page 12.

Préambule :

En réponse à la question 91.2 de la demande de renseignements no 1 de justifier l'écart entre la moyenne d'environ 1,8 ¢/kWh du tableau B-1 de la référence (i) et la différenciation pointe hors pointe de 1,5 ¢/kWh utilisée en référence (ii), le Distributeur indique que :

« L'écart observé se rapproche plus de la borne supérieure que le Distributeur a mentionné. Ainsi, l'écart pointe hors pointe est accru à 1,5 ¢/kWh avec les mêmes justifications présentées alors dans le dossier R-3519-2003 » (référence (iii)).

« La structure du coût évité en énergie pour l'année 2007 et les suivantes reflète celle du marché de référence dans lequel le Distributeur s'approvisionne soit une différenciation entre les heures en pointe sur une base annuelle sur le marché de New York (de 6 h à 22 h les jours ouvrables) et les heures hors pointe (les autres heures de l'année). L'écart de coût retenu est de 1,5 ¢/kWh ».

Demandes :

- 15.1** Veuillez fournir un ordre de grandeur de l'impact de cette variation de 0,3 ¢/kWh (1,8 – 1,5 ¢/kWh) sur la rentabilité de l'ensemble des programmes et activités du PGEÉ du Distributeur et discuter de la cohérence d'utiliser un écart pointe hors pointe de 1,5 ¢/kWh dans ce contexte.

Réponse :

Le changement d'écart entre les heures de pointe et hors pointe a un impact quasi nul sur l'analyse de rentabilité des programmes et activités du PGEÉ. En prenant un écart de 1,8 ¢/kWh, le coût total en ressource (CTR) augmente de 16 000 \$ (actualisés de 2008) sur un total de 343 M\$ (actualisés de 2008). L'impact d'un changement de l'écart pointe et hors pointe de 1,5 à 1,8 ¢/kWh est donc non significatif.

Le peu de changement dans la rentabilité des programmes s'explique par le fait que, pour toutes les catégories de clients et

les usages analysés, la proportion de consommation en pointe et hors pointe est presque identique, rendant les coûts évités très peu sensibles à cet écart. Le Distributeur a déposé ce type d'analyse qui démontre le très faible impact sur les coûts évités d'un écart pointe et hors pointe de 2 ¢/kWh, en réponse à l'engagement n° 7 du dossier R-3471-2001.

Deux éléments doivent être considérés simultanément :

- L'indicateur de coût évité doit permettre de refléter le mieux possible la valeur de l'énergie économisée ou déplacée par les clients.
- Outre le fait d'être facile d'utilisation, l'indicateur doit être le plus stable possible dans le temps, puisqu'il sert :
 - à mesurer l'impact des programmes d'économie d'énergie qui ont en général de longues durées de vie (plus de 10 ans) ;
 - de signal de prix pour une option tarifaire de tarification différenciée dans le temps (TDT) (voir également la réponse à la question 15.2).

Durant le projet pilote sur la TDT, l'indicateur de prix doit être particulièrement stable, afin de pouvoir en tirer des conclusions cohérentes et permettre de généraliser.

Dans ce contexte, le Distributeur a choisi un écart pointe et hors pointe stable de 1,5 ¢/kWh qui reflète relativement bien l'écart constaté au cours des ans, plutôt qu'un écart qui pourrait fluctuer, à la hausse ou à la baisse, selon les années utilisées pour le calcul de la moyenne. Le Distributeur recommande ainsi le maintien d'un écart de 1,5 ¢/kWh.

15.2 Veuillez quantifier l'impact d'employer un coût évité de 1,8 ¢/kWh au lieu d'un coût évité de 1,5 ¢/kWh sur les différents taux des tarifs DA et DB.

Réponse :

Les tableaux suivants présentent l'impact sur les différents niveaux des tranches des tarifs DA et DB d'un écart de coûts marginaux pointe / hors pointe de 1,8 ¢/kWh plutôt qu'un écart de 1,5 ¢/kWh :

Tableau R-15.2-a
Tarif DA proposé (écart pointe / hors pointe de 1,5 ¢/kWh)

	Hiver		Été		Tarif D
	Pointe	Hors pointe	Pointe	Hors pointe	
1 ^{re} Tranche	6,01	3,33	6,01	4,51	5,29
2 ^e Tranche	7,80	5,12	7,80	6,30	7,03
Hrs-critiques	17,80				

Tableau R-15.2-b
Tarif DA (écart pointe / hors pointe de 1,8 ¢/kWh)

	Hiver		Été		Tarif D
	Pointe	Hors pointe	Pointe	Hors pointe	
1 ^{re} Tranche	6,16	3,15	6,16	4,36	5,29
2 ^e Tranche	7,96	4,95	7,96	6,16	7,03
Hrs-critiques	17,96				

Tableau R-15.2-c
Tarif DB proposé (écart pointe / hors pointe de 1,5 ¢/kWh)

	Hiver		Été		Tarif D
	Pointe	Hors pointe	Pointe	Hors pointe	
1 ^{re} Tranche	6,01	4,51	6,01	4,51	5,29
2 ^e Tranche	7,80	6,30	7,80	6,30	7,03

Tableau R-15.2-d
Tarif DB (écart pointe / hors pointe de 1,8 ¢/kWh)

	Hiver		Été		Tarif D
	Pointe	Hors pointe	Pointe	Hors pointe	
1 ^{re} Tranche	6,16	4,36	6,16	4,36	5,29
2 ^e Tranche	7,96	6,16	7,96	6,16	7,03

En ce qui concerne les économies sur la facture des clients, le tableau R-15.2-f illustre l'estimation sur la base d'un écart pointe / hors pointe de 1,8 ¢/kWh en comparaison de l'estimation fournie à l'annexe C de la pièce HQD-12, document 5 et reprise au tableau R-15.2-e.

**Tableau R-15.2-e
Économies totales annuelles au tarif DA
(écart pointe/hors pointe de 1,5 ¢/kWh)**

Consommation annuelle (kWh)	Facture annuelle \$	kWh pointe (50 %)	kWh déplacés de la pointe vers hors pointe			Économies annuelles \$ (kWh déplacés * 1,5 ¢/kWh)			Économies pour les kW effacés en période critique à 10 \$/kW			Économies totales annuelles (\$)		% de la facture annuelle	
			20%	25%	30%	20%	25%	30%	1 kW	2 kW	3 kW	Min.	Max.	Min.	Max.
			10 000	700	5 000	1 000	1 250	1 500	15,0	18,8	22,5	10,0			25,0
15 000	1 050	7 500	1 500	1 875	2 250	22,5	28,1	33,8	10,0			32,5	43,8	3,10	4,17
20 000	1 400	10 000	2 000	2 500	3 000	30,0	37,5	45,0	10,0	20,0		40,0	65,0	2,86	4,64
25 000	1 750	12 500	2 500	3 125	3 750	37,5	46,9	56,3	10,0	20,0	30,0	47,5	86,3	2,71	4,93

**Tableau R-15.2-f
Économies totales annuelles au tarif DA
(écart pointe/hors pointe de 1,8 ¢/kWh)**

Consommation annuelle (kWh)	Facture annuelle \$	kWh pointe (50 %)	kWh déplacés de la pointe vers hors pointe			Économies annuelles \$ (kWh déplacés * 1,8 ¢/kWh)			Économies pour les kW effacés en période critique à 10 \$/kW			Économies totales annuelles (\$)		% de la facture annuelle	
			20%	25%	30%	20%	25%	30%	1 kW	2 kW	3 kW	Min.	Max.	Min.	Max.
			10 000	700	5 000	1 000	1 250	1 500	18,0	22,5	27,0	10,0			28,0
15 000	1 050	7 500	1 500	1 875	2 250	27,0	33,8	40,5	10,0			37,0	50,5	3,52	4,81
20 000	1 400	10 000	2 000	2 500	3 000	36,0	45,0	54,0	10,0	20,0		46,0	74,0	3,29	5,29
25 000	1 750	12 500	2 500	3 125	3 750	45,0	56,3	67,5	10,0	20,0	30,0	55,0	97,5	3,14	5,57

16. Référence : Pièce B-9- HQD-15, document 1, page 85.

Préambule :

En réponse à la question 93.1 de la demande de renseignements no 1, d'une part, de confirmer que le taux de taxe de vente du Québec utilisé est 7,5 % et d'autre part, de mettre à jour et de déposer les analyses économiques et de rentabilité affectées par cette taxe, le Distributeur confirme que la taxe de vente du Québec est bien de 7,5 %.

Il indique cependant que « Les taxes de vente sont utilisées dans le calcul du test du client participant (TP) seulement. La correction du taux de taxe de vente améliore marginalement les résultats de ce test pour l'ensemble des programmes et activités du PGEÉ, soit de moins de 2 M\$ actualisés 2008 ».

Demande :

16.1 Compte tenu que le TP est utilisé, notamment, pour évaluer l'adéquation de l'aide financière octroyée par programme ou activité, veuillez, tel que demandé à la question 93.1 de la demande renseignements no 1, mettre à

jour et déposer les analyses économiques et de rentabilité affectées par l'utilisation d'un taux de taxe inexact.

Réponse :

Le tableau R-16.1 présente les résultats des tests économiques, corrigés pour le test du participant (TP). Les données du tableau R-16.1 confirment bien que le test du participant s'améliore au total de 2 M\$ actualisés.

Tableau R-16.1

ANALYSES ÉCONOMIQUES
EN M\$ ACTUALISÉS DE 2008

Programmes / activité HQD	CTR	TP	TNT
Marché résidentiel			
Diagnostic résidentiel	18	22	-1
Mieux Consommer - résidentiel	63	67	10
Rénovation énergétique - MFR			
Volet social	2	3	-1
Volets privé et OBNL	6	12	-5
Volet communautaire - COOP	2	3	-1
Récupération des frigos et congélos éneergivores	5	13	-7
Géothermie ⁽¹⁾	0,6	0,1	1
Réseaux autonomes	3	2	2
sous-total	99	122	-2
Marché affaires			
Produits efficaces	27	29	3
Bâtiments tarifs G et M			
Commercial	48	43	12
Institutionnel	19	18	5
Bâtiments HQD	3	0	3
Initiatives - systèmes industriels	29	31	4
PIBGE			
Commercial	10	5	6
Institutionnel	10	5	6
Réseaux autonomes	1	0	1
sous-total	149	132	38
Marché grandes industries			
PIIGE	65	38	33
PADIGE - Analyse	4	2	2
PAMUGE	29	7	26
sous-total	98	47	61
Innovations technologiques			
IDÉE	-1	0	-1
PISTE	1	3	-2
PADIGE - Démonstration	2	1	1
Projets de R-D du LTÉ	-5	0	-5
sous-total	-3	4	-7
Sous-total ensemble des marchés	343	306	91
Total tronc commun pour l'ensemble des marchés	-20	0	-20
TOTAL - Programmes et activités HQD	324	306	71

⁽¹⁾ Représente les résultats liés aux efforts du Distributeur en matière de géothermie.

ANALYSES ÉCONOMIQUES (SUITE)
EN M\$ ACTUALISÉS DE 2008

Programmes / Activités conjoints avec l'AEÉ	CTR	TP	TNT
Marché résidentiel			
ÉconoLogis	4	8	-3
Novoclimat			
<i>Volet Unifamiliales et logements privés</i>	15	13	5
<i>Volet Logements sociaux</i>	1	2	-1
Rénoclimat	3	6	0
Réglementation	-1	0	-1
sous-total	21	28	-1
Marché affaires			
Petits commerces	0,4	1	-1
Réglementation	-0,1	0,0	-0,1
sous-total	0	1	-1
Tronc Commun	-2	0	-2
Programmes conjoints avec AEÉ	19	30	-3
TOTAL PGEÉ	343	335	68

Note : Les sous totaux et les totaux peuvent être différents de la somme des données en raison des arrondis.

17. Référence : Pièce B-15- HQD-15, document 7, page 30.

Préambule :

En réponse à la question 7.14 de la demande de renseignements no 1 du GRAME, qui lui demande de compléter le tableau 6.1 en ajoutant le coût évité en mazout, pour tenir compte de la compensation monétaire que verse le Distributeur à ses clients dans le cadre du PUEÉRA, pour 2007 et 2008, le Distributeur répond que : « *Le coût évité en mazout de 2007 n'est pas pertinent dans le cadre du présent dossier puisque cette donnée n'est pas utilisée dans les analyses.* »

Demande :

17.1 Pourquoi le Distributeur ne tient-il pas compte, dans l'établissement des coûts évités en réseau autonome, des rabais accordés aux consommateurs de mazout ? Veuillez notamment traiter du TP dans ce contexte.

Réponse :

Le Distributeur tient compte des rabais accordés aux clients consommateurs de mazout dans l'analyse des programmes d'économie d'énergie. Ainsi, l'évaluation de la rentabilité économique des programmes en économie d'énergie dans les réseaux autonomes (test du coût total en ressource) prend en compte les coûts et les bénéfices énergétiques liés à la mise en place de ces programmes. Le tableau R-17.1.1 présente le test du coût total en ressource (CTR) découpé selon ces composantes.

**Tableau R-17.1.1 : Test du coût total en ressource –
Investissement 2008 dans les réseaux autonomes
en k\$ actualisés de 2008**

	CTR	Coûts évités pour HQD			Coûts évités client (mazout)	Investissements				GWh équivalents actual.
		électricité	mazout	total		HQD ¹	clients	partenaires	totaux	
	A = D+ E- F	B	C	D= B+C	E	G	H	I	F=G+H+I	
Marché résidentiel	3 205	3 587	537	4 123	394	1 203	31	78	1 312	29
Marché affaires	1 167	1 245	196	1 442	256	311	219	0	530	9
Tronc commun	-443					443			443	
Total	3 929	4 832	733	5 565	649	1 957	250	78	2 285	38

⁽¹⁾ Incluant la taxe sur le capital.

Le calcul du CTR intègre les éléments suivants : les coûts évités et les investissements.

Les coûts évités comprennent les bénéfices économiques pertinents à l'adoption de mesures d'économie d'énergie en électricité (tous les clients participants) et dans des mesures d'économie en mazout (clients participants se chauffant au mazout) qui sont de trois ordres :

- Le Distributeur évite les coûts liés à la production de l'électricité des centrales (colonne B).
- Les clients évitent des coûts en réduisant leurs factures de mazout (colonne E).
- Le Distributeur, pour sa part, réduit (ou évite) la contribution monétaire qu'il verse à ses clients dans le cadre des programmes d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉRA) (colonne C).

Quant aux investissements, les coûts pertinents au CTR se composent de la somme des investissements du Distributeur

(colonne G), des clients (colonne H) et des partenaires (colonne I) dans des mesures d'économie d'énergie en électricité et dans des mesures d'économie en mazout.

Dans le calcul du test du participant (TP) d'un client se chauffant au mazout, les éléments suivants sont pris en compte :

- l'investissement des clients dans des mesures d'économie d'énergie au mazout, nets de l'aide financière octroyée par le Distributeur dans le cadre de ses programmes en économie d'énergie ;
- la facture évitée des clients en mazout, nette de la contribution financière du Distributeur versée dans le cadre des PUEÉRA.

Le coût évité de mazout en 2007 n'est pas pertinent dans le cadre du présent dossier. Seuls les coûts évités des années 2008 et suivantes sont utilisés pour évaluer la rentabilité économique des investissements de l'année 2008 du PGEÉ et des impacts énergétiques générés par ces investissements.

Finalement, le montant total de la compensation monétaire versée par le Distributeur à ses clients se chauffant au mazout dans le cadre des PUEÉRA n'est pas un élément pertinent dans l'évaluation économique des programmes d'économie d'énergie en mazout. En effet, les analyses économiques supposent le maintien des PUEÉRA, de même que celui de la tarification dissuasive au nord du 53^e parallèle. La pertinence du maintien ou non de ces deux éléments ne fait pas l'objet des analyses économiques effectuées par le Distributeur qui visent à justifier la poursuite des programmes en économie d'énergie.