

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

Q .1

Référence :

HQD-1, Document 1, page 8

«Aujourd'hui encore, l'état des comptes à recevoir du Distributeur demeure grandement affecté par la détérioration du contexte économique débutée en fin 2008. Plus particulièrement, cette situation se traduit par des retards de paiement des clients résultant en un vieillessement marqué des comptes à recevoir.» Nos soulignés.

Demande :

Veillez nous fournir l'information suivante relative au «Comptes à recevoir» sur la période allant de 2005 jusqu'à 2010, soit trois ans avant la crise économique :

- a) Âge du compte à recevoir par trimestre et/ou par année et par catégorie de tarif ou par type de client;

Réponse :

Voir la réponse à la question 31.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1. L'information n'est pas disponible par catégorie de tarif ou par type de client.

- b) Le montant réel des mauvaises créances par trimestre et/ou par année et par catégorie de tarif ou par type de client;

Réponse :

Le tableau R-1b) présente les mauvaises créances annuelles sur la période 2005-2011. L'information n'est pas disponible par catégorie de tarif ou par type de client.

**TABLEAU R-1B)
MAUVAISES CRÉANCES (EN M\$)**

	Réel					2010		Année témoin 2011
	2005	2006	2007	2008	2009	D-2010-022	Année de base	
Mauvaises créances	39,2	42,0	54,6	78,5	71,8	83,0	100,2	77,3

- c) Le pourcentage des recouvrements des comptes en souffrance par trimestre et/ou par année et par catégorie de tarif ou par type de client.

Réponse :

Compte tenu de son processus d'établissement de la provision pour mauvaises créances, un tel indicateur n'est pas établi par le Distributeur.

Q .2

Référence :

HQD-1, Document 1, page 9

« À la fin de 2011, Hydro-Québec aura mis en œuvre des pistes concrètes de réduction des frais corporatifs, correspondant aux frais de nature administrative au sens de la Loi 100, qui généreront des réductions récurrentes de l'ordre de 9 M\$. » Nos soulignés.

Demande :

Veuillez nous fournir plus de renseignements sur ces pistes concrètes.

Réponse :

Les pistes de réduction seront identifiées au moment de la planification annuelle des activités.

Q .3

Référence :

HQD-1, Document 1, page 11

« Le Distributeur compte accroître la productivité de la main-d'œuvre sur le terrain par le biais d'une uniformisation des façons de faire et une centralisation des activités de planification. » Nos soulignés.

Demande :

Veuillez fournir plus de renseignements sur l'échéancier et sur les actions entreprises pour l'uniformisation des façons de faire et la centralisation des activités de planification

Réponse :

Les actions concernant les façon de faire sont multiples et font partie de la gestion courante des activités du Distributeur. La planification concerne les opérations quotidiennes reliées aux horaires de travail et au suivi de la réalisation des ordres de travail. Ces initiatives seront mises en œuvre sur la période couverte par le Plan stratégique 2009-2013.

Q .4

Référence :

HQD-1, Document 1, page 13 : Clientèle à faible revenu.

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

Demande :

Veuillez nous fournir une copie de la stratégie du Distributeur visant la clientèle à faible revenu.

Réponse :

La stratégie du Distributeur visant la clientèle à faible revenu est basée sur les pistes de solution développées par le Groupe de travail « Ménages à faible revenu - Hydro-Québec Distribution et Groupes du milieu ». Ces pistes ont été présentées aux pages 13 à 15 de la pièce HQD-14, document 2 du dossier R-3644-2007. Un suivi a été fait dans les dossiers subséquents.

Pour plus de détails, voir les réponses aux questions 14.1 à 14.7 d'OC à la pièce HQD-13, document 7, ainsi que la réponse à la question 32 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-13, document 3.

Q .5

Référence :

HQD-2, Document 2, page 10

« Le problème de l'endettement public dans les pays occidentaux entraînera ... une pression à la hausse sur les taux d'intérêt. Le risque d'une nouvelle crise financière due aux problèmes de financement est actuellement important. » «La forte demande immobilière dans plusieurs pays, dont le Canada, a poussé à la hausse le prix des maisons et a diminué l'accessibilité à la propriété. Dans ce contexte, la hausse des taux hypothécaires constitue un risque potentiel pour le Canada.» «L'appréciation du dollar canadien à plus de 0,95 \$ par rapport au dollar américain et à plus de 0,77 \$ par rapport à l'euro, diminue la compétitivité des entreprises québécoises sur leurs principaux marchés. » «De plus, la fin des programmes de stimulation économique et le début des

programmes de restriction des dépenses budgétaires des pays industrialisés devraient freiner la croissance économique, notamment en 2011.» Nos soulignés.

Demande :

Veillez fournir des données et/ou des preuves externes soutenant les affirmations suivantes :

- a) Le risque d'une nouvelle crise financière due aux problèmes de financement est actuellement important;

Réponse :

Dans sa dernière revue du système financier, publiée en juin 2010, la Banque du Canada affirme que le niveau global des risques menace la stabilité du système financier canadien. L'institution identifie le financement et la liquidité à court terme, la croissance rapide de la dette des ménages et la détérioration des perspectives économiques mondiales comme les principaux risques pesant sur le système financier au Canada.

Source : Banque du Canada, Revue du système financier, Points saillants, juin 2010,

[http://www.bank-banque-canada.ca/fr/rsf/2010/points_saillant_0610.pdf].

- b) La diminution de l'accessibilité à la propriété;

Réponse :

Un rapport publié récemment par le Centre canadien de politiques alternatives révèle que la forte hausse des prix des maisons dans six des plus grandes villes au Canada, incluant Montréal, aurait considérablement réduit l'accessibilité à la propriété.

Source : David Macdonald, Canada's Housing Bubble. An Accident Waiting to Happen, août 2010,

[https://s3.amazonaws.com/policyalternatives.ca/sites/default/files/uploads/publications/National%20Office/2010/08/Canadas_Housing_Bubble.pdf].

Une seconde étude, publiée par la Banque Royale du Canada en mai 2010, signale elle aussi une réduction de l'accessibilité à la propriété.

Source : Robert Hogue, Tendances immobilières et accessibilité à la propriété, mai 2010,

[<http://www.rbc.com/economie/marche/pdf/housef.pdf>].

- c) La diminution de la compétitivité des entreprises québécoises sur leurs principaux marchés; et

Réponse :

Récemment Desjardins Études économiques a publié un article qui analyse la compétitivité des entreprises québécoises et le rôle clé qu'y joue l'évolution du dollar canadien. Cet article mentionne que l'ascension du taux de change a nettement désavantagé les entreprises canadiennes en réduisant la compétitivité des exportations.

Source : Hélène Bégin, Hausse de la productivité cyclique au Québec. La compétitivité des entreprises ne s'améliore pas pour autant, juillet 2010,

[\[http://www.desjardins.com/fr/a_propos/etudes_economiques/actualites/point_vue_economique/pv0715.pdf\]](http://www.desjardins.com/fr/a_propos/etudes_economiques/actualites/point_vue_economique/pv0715.pdf).

- d) Le freinage de la croissance économique suite à la fin des programmes de stimulation.

Réponse :

La plupart des dernières prévisions économiques publiées par diverses institutions bancaires font référence à l'achèvement des programmes de relance des gouvernements pour expliquer le ralentissement de la croissance prévue au Canada et au Québec ainsi que dans l'ensemble des pays industrialisés pour 2011.

Sources :

- Groupe Banque Scotia, Prévisions mondiales actualisées, septembre 2010, [\[http://www.scotiacapital.com/English/bns_econ/fore_fr.pdf\]](http://www.scotiacapital.com/English/bns_econ/fore_fr.pdf);
- Desjardins, Prévisions économiques et financières, Volume 15, automne 2010, [\[http://www.desjardins.com/fr/a_propos/etudes_economiques/previsions/financieres_trimestrielles/pvf1009.pdf\]](http://www.desjardins.com/fr/a_propos/etudes_economiques/previsions/financieres_trimestrielles/pvf1009.pdf) ;
- RBC Services économiques, Perspectives provinciales, septembre 2010, [\[http://www.rbc.com/economie/marche/pdf/provf.pdf\]](http://www.rbc.com/economie/marche/pdf/provf.pdf).

Q .6

Référence :

HQD-2, Document 2, page 10 et Tableau 4, page 11

«Le Distributeur conserve une position prudente sur la croissance économique à venir.»

Demande :

- a) Est-il possible de fournir, en plus du scénario prudent, des prévisions économiques basées sur des scénarios optimiste et médian pour 2011.

Réponse :

Le scénario économique, présenté par le Distributeur pour le présent dossier tarifaire, est un scénario moyen de référence. L'avertissement mentionné en référence signifiait que le Distributeur avait tenu compte des risques économiques particulièrement élevés qui pesaient sur l'économie nord-américaine et mondiale au moment d'établir sa prévision économique moyenne, notamment pour l'année 2011.

Voir aussi les réponses à la question 5.

- b) Veuillez fournir des prévisions des ventes en fonction de scénarios économiques prudent, médian et optimiste.

Réponse :

Le Distributeur ne produit pas de scénarios d'encadrement pour la prévision des ventes de ses dossiers tarifaires. Les derniers scénarios fort et faible de la prévision des ventes du Distributeur ont été déposés lors de l'état d'avancement 2009 du dernier plan d'approvisionnement.

(Voir [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/État%20d'avancement_2009.pdf])

Q .7

Référence :

HQD-2, Document 2, Tableau 5, pages 12 et 13

Demande :

Sur certains indicateurs économiques, comme la Croissance du PIB manufacturier, la Croissance de l'emploi et la Croissance du revenu personnel, Hydro-Québec a retenu des prévisions qui n'ont été mentionnées par aucun expert. Veuillez expliquer pourquoi et fournir les assises de vos prévisions.

Réponse :

Pour chaque variable économique, le Distributeur réalise de façon indépendante sa prévision. Elle découle de sa propre méthodologie. Les prévisions des autres organismes ne sont utilisées qu'à titre de référence.

Pour les assises des prévisions, voir les réponses aux questions 4.2, 4.3 et 4.4 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

Q .8

Référence :

HQD-2, Document 2, pages 13 et 14

«La prévision du Distributeur s'établit ainsi à 84,88 \$US le baril de pétrole brut «West Texas Intermediate» (WTI) pour 2010 et à 90,24 \$US pour 2011, soit un prix nettement plus élevé que le prix moyen de 61,69 \$US observé en 2009. Cette prévision est très légèrement au-dessus de la moyenne du consensus.» «La prévision du Distributeur s'établit ainsi à 4,28 \$CAN/millier de pieds cubes (Mpc) pour 2010 et à 5,27 \$CAN/Mpc pour 2011. Elle se situe légèrement au-dessus du prix moyen de 4,18 \$CAN/Mpc observé en 2009.» Nos soulignés.

Demande :

D'une part, Hydro-Québec conserve une position prudente sur les prévisions économiques et d'autre part elle prévoit des prix du baril de pétrole et du gaz au-dessus de la moyenne.

- a) Comment expliquez-vous que les prix du baril de pétrole et du gaz vont augmenter en 2011 dans un contexte économique, selon vos prédictions, difficile?

Réponse :

Le Distributeur tient à rappeler qu'il utilise la moyenne des prix à terme du gaz naturel et du pétrole brut sur le NYMEX comme prévision de court terme. Cette pratique remonte au dossier tarifaire R-3579-2005. En 2011, les prix à terme s'avèrent plus élevés que la moyenne des prévisions des autres organismes. Ces prix à terme sont le résultat des anticipations du marché.

- b) Pourquoi vous adoptez une approche prudente, sinon pessimiste, pour vos prévisions économiques, alors que pour les produits d'énergie vous adoptez une approche optimiste? Veuillez concilier les deux approches apparemment incohérentes?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 7 et 8a).

Q .9

Référence :

HQD-2, Document 4, page 5

«Pour les prochaines années, l'équilibre offre-demande demeure caractérisé par un ralentissement marqué de la croissance de la demande ... le Distributeur prévoit maintenant faire face à une situation de surplus en énergie pour les années 2011 à 2022 inclusivement. À partir de 2023, le bilan en énergie du Distributeur montre des besoins fermes, notamment en période d'hiver, qu'il pourra combler sur les marchés de long terme.» Nos soulignés.

Demande :

- a) Veuillez fournir les assises et les données de cette prémisse : ralentissement marqué de la croissance de la demande.

Réponse :

Le ralentissement marqué de la croissance de la demande dont fait état le Distributeur dans le texte cité en référence s'observe principalement sur les ventes des dernières années à la clientèle industrielle Grandes entreprises.

Le Distributeur attire l'attention sur trois secteurs industriels qui ont subi d'importantes fermetures au cours de la dernière décennie : le secteur des pâtes et papiers, le secteur du magnésium et celui du pétrole et de la chimie. Entre 2002 et 2009, les ventes pour l'ensemble de la clientèle industrielle Grandes entreprises ont donc chuté de 4,1 TWh.

- b) Veuillez fournir une copie du bilan en énergie et en puissance de 2011 à 2023.

Réponse :

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

TABLEAU R-9B)-1
BILAN EN ÉNERGIE (TWH)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
= Besoins visés par le Plan	184,8	186,3	187,0	188,7	193,5	196,8	196,8	197,0	197,4	198,0	197,5	198,7	200,0
- Volume d'électricité patrimonial (dont patrimonial inutilisé)	178,6	178,6	178,8	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= AAR au-delà du patrimonial	6,2	7,7	8,2	9,9	14,6	17,9	17,9	18,2	18,5	19,1	18,6	19,8	21,1
- Appro. non patrimoniaux	6,2	7,7	8,2	9,9	14,6	17,9	17,9	18,2	18,5	19,1	18,6	19,8	21,1
• TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
• HQP - Base et cyclable	4,0	3,3	2,8	2,9	4,2	4,8	3,5	3,6	3,7	3,8	3,7	4,2	4,5
• Biomasse (incluant Tembec)	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
• Éolien I : 990 MW	1,4	2,5	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
• Éolien II : 2000 MW	0,1	1,4	3,3	4,7	5,4	6,3	6,2	6,2	6,2	6,3	6,2	6,2	6,2
• Éolien III : 500 MW	-	-	0,0	0,4	1,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
• Biomasse II (125 MW)	-	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
• Petite hydraulique (150 MW)	0,0	0,2	0,3	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
• Transactions de court terme	0,4	0,0	(1,7)	(2,1)	(0,3)	0,9	(2,0)	(1,9)	(1,6)	(1,1)	(1,5)	(0,8)	0,2
Achats de court terme	0,4	0,4	0,5	0,5	0,7	1,1	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	1,0	1,3
Reventes de surplus	(0,0)	(0,4)	(2,2)	(2,6)	(1,0)	(0,1)	(2,6)	(2,5)	(2,3)	(1,8)	(2,3)	(1,8)	(1,1)
= AAR (Surplus)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

TABLEAU R-9B)-2
BILAN EN PUISSANCE (MW)

	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	2020 - 2021	2021 - 2022	2022 - 2023
= Besoins à la pointe visés par le Plan	36 625	37 075	37 499	37 874	38 426	39 116	39 287	39 360	39 443	39 503	39 532	39 799	40 071
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 626	3 856	4 012	4 431	4 496	4 577	4 647	4 655	4 665	4 672	4 675	4 706	4 738
Taux de réserve requise (maj 20 mai 2010)	9,9%	10,4%	10,7%	11,7%	11,7%	11,7%	11,7%	11,7%	11,7%	11,7%	11,7%	11,7%	11,7%
- Électricité patrimoniale (incluant réserve)	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
= Puissance requise au-delà de	2 809	3 489	4 069	4 863	5 480	6 251	6 492	6 573	6 666	6 733	6 765	7 063	7 367
- Approvisionnements non patrimoniaux	2 681	2 922	3 216	3 551	4 004	4 217	4 764	4 764	4 764	4 764	4 764	4 764	4 764
• TransCanada Energy	0	0	0	0	0	0	547	547	547	547	547	547	547
• Hydro Québec Production - Base et cyclable	1 400	1 250	1 150	1 200	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
• Contrats de biomasse (incluant Tembec)	24	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
• Éolien (3500 MW) ⁽¹⁾	156	506	824	1 059	1 261	1 474	1 474	1 474	1 474	1 474	1 474	1 474	1 474
• Biomasse II (125 MW)	0	0	51	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
• Petite hydraulique (150 MW)	0	25	50	100	150	150	150	150	150	150	150	150	150
• Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
= Puissance additionnelle requise (Besoins arrondis au 10 MW près)	130	570	850	1 310	1 480	2 030	1 730	1 810	1 900	1 970	2 000	2 300	2 600
• Contribution des marchés de court terme	130	570	850	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
= Puissance additionnelle requise après contribution des marchés de court terme (Besoins arrondis au 10 MW près)	0	0	0	310	480	1 030	730	810	900	970	1 000	1 300	1 600

- c) Le Distributeur dispose-t-il de plans d'intégration des nouvelles données de changement climatique dans ses prévisions des ventes et ses coûts évités? Si oui, veuillez fournir un aperçu de cette intégration.

Réponse :

Le Distributeur prend en compte, dans sa prévision de la demande d'électricité, une normale climatique ainsi qu'un scénario de réchauffement climatique qui découlent des recommandations formulées par le consortium Ouranos. La description de cette normale et de ce scénario de réchauffement climatique se retrouve à l'annexe 2E de la pièce HQD-1, document 2, déposée dans le dossier R-3648-2007.

Q .10

Référence :

HQD-3, Document 2

Comptabilisation des contributions du Distributeur au financement des coûts d'intégration des petites centrales

Demande :

Veuillez fournir sur une feuille de calcul le détail des impacts du changement proposé comparé au statu quo.

Réponse :

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

Q .11

Référence :

HQD-2, Document 4, page 5

«Coût évité en énergie:

Considérant le profil annuel de ses besoins et des ressources à sa disposition, le Distributeur devra, au cours des prochaines années, procéder à des achats l'hiver et des reventes lors des autres mois et ce, de manière récurrente. Conséquemment, le calcul des coûts évités en énergie prend dorénavant en considération une référence basée sur le coût des achats en hiver et sur le revenu net de revente en été [NBP] .

- 2011 à 2022 inclusivement :
 - pour la période hivernale (décembre à mars) : le coût moyen anticipé des achats, soit 5,4 ¢/kWh (\$ 2010) indexé à l'inflation ;
 - pour la période estivale (avril à novembre) : le revenu net moyen anticipé des reventes, soit 3,4 ¢/kWh (\$ 2010) indexé à l'inflation ; »

Demande :

Veillez justifier la baisse projetée à 3,4 ¢/kWh du prix de revente anticipé, par rapport au prix de revente de 48 ¢/kWh avancé dans le dossier précédent (R-3708-2009, HQD-2, Document 5, page 5).

Réponse :

La différence entre les deux évaluations tient essentiellement à la baisse des prix « forward » de l'électricité sur le marché de New York. Dans le présent dossier, le Distributeur utilise les prix « forward » disponibles pour les deux premières années, soit 2011 et 2012, alors qu'il a utilisé ceux des années 2010 et 2011 pour le dossier R-3708-2009. Pour les années suivantes, ces prix « forward » sont indexés au prix du gaz naturel.

Q.12

Référence :

HQD-2, Document 4, page 6

« Coût évité en puissance

- Jusqu'à l'hiver 2012-2013: maintien du signal de 10 \$/kW-hiver (\$ 2010, annuité croissante à l'inflation), correspondant au coût des transactions de court terme pour des approvisionnements en puissance garantie pour la saison hivernale dans le marché de New York ;
- 2013-2014 et 2014-2015 : croissance linéaire du coût de la puissance pour atteindre 40 \$/kW-hiver (\$ 2010, annuité croissante à l'inflation) à l'hiver 2015-2016 ;
- À partir de l'hiver 2015-2016 : maintien du signal de 40 \$/kW-hiver (\$ 2010, annuité croissante à l'inflation).» Nos soulignés

Demande :

- a) Veuillez expliquer les raisons derrière ce changement auquel le Distributeur s'attend du coût évité en puissance de 2014-2015 comparativement à ceux des années en cours.

Réponse :

La méthode d'établissement du coût évité de puissance est la même que celle qui a été présentée dans le cadre du dossier R-3708-2009 (voir la section 1.1.2 de la pièce HQD-2, document 5). Par ailleurs, le Distributeur réitère que le signal de coût évité en puissance suit l'évolution de l'équilibre offre-demande.

- b) Veuillez justifier votre choix d'application de la méthode linéaire de croissance du coût de la puissance entre 2013-2014 et 2014-2015 pour atteindre 40\$/kW-hiver à l'hiver 2015-2016.

Réponse :

Le Distributeur juge que cette hypothèse est raisonnable et ne possède pas d'information qui en justifierait une autre.

- c) Veuillez déposer les analyses et études venant en appui à ces projections des coûts évités en puissance du Distributeur à partir de 2013-2014.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 9.b et 12.b.

Q .13

Référence :

HQD-2, Document 4, page 7

« 1.1.3. Structure du coût évité de la fourniture-transport

La différenciation entre les heures de pointe et les heures hors pointe applicable au prix de l'énergie garantie est maintenue à 1,5 ¢/kWh. Cet écart permet de refléter la structure du marché de référence sur lequel la valeur de l'énergie est transigée. Bien que la moyenne de cet écart pour 2009 (0,78 ¢/kWh) diverge par rapport aux années précédentes, la moyenne pour les années 2000 à 2009, qui est de 1,65 ¢/kWh, confirme le maintien de cette valeur. L'écart de 1,5 ¢/kWh est appliqué indifféremment en été et en hiver.

**TABEAU 1.1 : COMPARAISON DES PRIX DAM, NEW YORK- ZONE M
HEURES DE POINTE VS HEURES HORS POINTE
(EN \$CAN / MWH)**

	2000 ¹	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Moyenne
\$ CAN / MWh											
Pointe	62,02	64,98	59,25	77,68	71,05	97,72	71,09	69,05	79,19	43,43	69,55
Hors-pointe	43,39	47,40	44,41	57,16	55,25	75,68	54,54	54,53	62,46	35,63	53,05
Écart	18,63	17,58	14,84	20,52	15,79	22,04	16,55	14,52	16,73	7,80	16,50
Écart %	43%	37%	33%	36%	29%	29%	30%	27%	27%	22%	31%

¹ Excluant le 29^e jour de février

»

Demande :

- a) Veuillez démontrer que l'écart moyen de 0,78 ¢/kWh pour 2009 dans le prix de l'énergie entre les heures de pointe et les heures hors pointe ne révèle pas un certain changement structurel qui commence à affecter le prix de l'énergie.

Réponse :

Le Distributeur ne peut présumer que l'écart de prix pour une seule année puisse être le présage d'un changement structurel. L'utilisation de la moyenne depuis l'année 2000 vise à se prémunir des variations annuelles qui proviennent d'une multitude de facteurs (tels le volume de transactions, les aléas climatiques ou l'évolution de la demande).

- b) Veuillez justifier cette indifférence entre l'été et l'hiver dans l'application de l'écart de 1,5 ¢/kWh.

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.2 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

- c) Veuillez compléter le tableau en référence par les données mensuelles disponibles jusqu'en août 2010 et en tirer les conclusions : cela confirme-t-il le maintien de la valeur de 1,5 ¢/kWh.

Réponse :

Le tableau R-13.c incorpore les données de la période du 1^{er} janvier 2010 au 28 septembre 2010, inclusivement.

TABLEAU R-13.C

	2000 ¹	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 ⁽²⁾	Moyenne
\$ CAN / MWh												
Pointe	62,02	64,98	59,25	77,68	71,05	97,72	71,09	69,05	79,19	43,43	47,88	67,58
Hors-pointe	43,39	47,40	44,41	57,16	55,25	75,68	54,54	54,53	62,46	35,63	37,75	51,66
Écart	18,63	17,58	14,84	20,52	15,79	22,04	16,55	14,52	16,73	7,80	10,13	16,08
Écart %	43%	37%	33%	36%	29%	29%	30%	27%	27%	22%	27%	31%

¹ Excluant le 29^e jour de février

² Données du 1^{er} janvier au 28 septembre inclusivement.

La moyenne sur la période 2000-2010 passe de 16,50 \$/MWh à 16,08 \$/MWh. Le Distributeur juge que la valeur de 1,5 ¢/kWh demeure appropriée.

Voir également la réponse à la question 13.a.

- d) Veuillez indiquer comment se traduit l'écart de 1/10 de ¢/kWh dans la différenciation entre les heures de pointe et les heures hors pointe applicable au prix de l'énergie garantie en termes d'impact sur la rentabilité du PGEE.

Réponse :

Les coûts évités sont très peu sensibles à la modification de l'écart pointe et hors pointe car la quantité d'heures entre les deux périodes ainsi que la proportion de consommation des différents usages sont relativement similaires. Par conséquent, cet écart n'affecte pas la rentabilité du PGEE.

- e) Veuillez indiquer quels seraient les barrières ou les limites d'une application d'un écart de prix résultant d'une moyenne mobile sur une période de 5 ans.

Réponse :

L'utilisation d'une moyenne mobile de 5 ans comporte des risques, compte tenu de la variabilité de l'écart entre les prix de pointe et hors-pointe due aux facteurs évoqués en réponse à la question 13.a.

Q .14

Référence :

HQD-2, Document 4, page 7

« 1.2. Coût évité de transport de la charge locale

Pour la deuxième année consécutive, le Distributeur propose de maintenir l'indicateur de coût évité de transport de la charge locale tel que présenté en détail dans la demande R-3677-2008. Exprimé en annuité croissante de 2011, il est de 43,6 \$/kW-an. »

Demande :

Veuillez donner le détail du calcul conduisant au résultat de 43,6 \$/kW-an et expliquer l'origine de l'écart par rapport au résultat de 2010 (dossier R-3708-2009);

Réponse :

L'indicateur de coût évité de transport de la charge locale s'exprime en annuité croissante. De ce fait, le coût évité présenté dans le présent dossier correspond à celui du dossier R-3708-2009 (soit 42,7 \$/kW), lequel était exprimé en dollars de 2010, ajusté pour l'inflation et exprimé cette année en dollars de 2011.

En majorant l'annuité croissante de 2010 (42,7 \$/kW) du taux d'inflation (2 %), le Distributeur obtient l'annuité croissante de 2011 de 43,6 \$/kW.

Pour plus de détails sur la manière dont a été calculé le coût évité de transport de la charge locale, voir la section 2.2 de la pièce HQD-14, document 1, annexe D du dossier R-3677-2008.

Q .15

Référence :

HQD-2, Document 4, page 8

«1.3. Coût évité de distribution

Les investissements associés au programme d'équipement du Distributeur demeurent élevés sur un horizon de cinq ans. Ces investissements sont notamment le reflet de ceux du Transporteur au niveau des postes satellites. Pour cette raison, le Distributeur propose de maintenir le signal de coût évité de distribution tel que présenté en détail dans le dossier R-3677-2008 7 . Exprimé en annuité croissante de 2011, le coût évité de distribution est 15,8 \$/kW-an .»

Demande :

- a) A moins qu'aucune des hypothèses utilisés dans les tableaux D-2.4 et D-2.5 de la pièce HQD-14, Document 1, Annexe D, page 51 de 88 (R-3677-2008), n'ait été modifiée, veuillez reproduire ces deux tableaux et déduire le coût évité de distribution de 2011.

Réponse :

Aucune des hypothèses n'a été modifiée.

- b) Dans le nouveau cadre de planification intégrée des investissements répondant à la croissance de la demande et à la gestion de la pérennité des actifs de distribution, veuillez expliquer la démarche du Distributeur qui lui a permis d'isoler les investissements associés à la croissance de la charge locale pour déterminer le coût évité de distribution. Dans les dossiers précédents, le Distributeur appliquait une réduction de 35% correspondant aux investissements en pérennité des actifs.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas changé ses hypothèses. Ainsi, 65 % des investissements sont attribuables à la croissance de la demande alors que 35 % le sont à la pérennité des actifs.

Q .16

Référence :

HQD-2, Document 4, page 8

«1.4. Répartition du coût évité par usages et catégories de clients

La répartition du coût évité par usages et catégories de clients est présentée, sur une base annuelle, en annexe.

Tel qu'il a été précisé aux sections 1.1.1 et 1.1.3, le coût évité de la fourniture est à présent différent selon la saison (hiver, été), en plus de la différenciation selon la période pointe et hors pointe. Ce coût est calculé par usages et catégories de clients, en prenant en compte la répartition de ceux-ci selon les quatre périodes définies ci haut (pointe hiver, hors pointe hiver, pointe été, hors pointe été). Les coûts évités du transport de la charge locale, et de distribution sont répartis sur la base du facteur d'utilisation annuel de l'usage ou de la catégorie de clients, puisqu'ils sont calculés et exprimés en \$/kW-an. » Nos soulignés.

Demande :

- a) Veuillez expliquer pourquoi les coûts évités du transport de la charge locale, et de distribution sont répartis sur la base du facteur d'utilisation annuel et non sur la base du facteur d'utilisation saisonnier (hiver / été) pour se rapprocher de la méthodologie appliquée au coût évité de fourniture.

Réponse :

Le coût évité mesure le coût d'un kW additionnel à la marge d'une situation offre-demande. Dans le cas des réseaux de transport et de distribution, l'ajout d'un kW n'implique de coût additionnel que si celui-ci intervient à la pointe du réseau. C'est pourquoi les coûts évités du transport de la charge locale et de distribution sont calculés en rapprochant les dépenses d'investissement et la croissance de la demande en pointe, et exprimés en \$/kW-an.

L'expression des coûts évités de transport et de distribution en ¢/kWh permet de refléter ce coût fixe sur chacun des kWh consommés par un client ou par un usage, compte tenu de leur contribution à la pointe du réseau. Cette dernière intervenant en hiver, il n'y a pas de répartition sur une base hiver – été de ces coûts évités.

- b) Quelles seraient les limites de l'application d'une telle méthodologie de répartition des coûts évités du transport de la charge locale et de distribution sur la base du facteur d'utilisation saisonnier de l'usage ou de la catégorie de clients?

Réponse :

Voir la réponse à la question 16.a.

Q .17

Référence :

**Réponses à la demande de renseignements n°1
de l'ACEF de l'Outaouais**

- a) À la page 4 de sa décision D-2010-022 du 04 mars 2010 (dossier R-3708-2009), la Régie a autorisé un budget de 249,0 M\$ pour la réalisation du PGEÉ en 2010. De ce montant, 81,0 M\$ sont destinés à la clientèle résidentielle. Ce qui représente une part de 33% dans le budget total autorisé.
- b) Dans le présent dossier, à la pièce HQD-8, Document 8, tableau 4.1 de la page 14, le Distributeur attribue à la clientèle résidentielle un budget de 79 M\$ sur un budget total demandé de 333 M\$, soit environ 24%, ou une baisse de 27% de la part du secteur dans le budget entre 2010 et 2011.

Demande :

Veillez justifier cette baisse relative du budget du PGEÉ attribué au secteur qui produit des économies au moindre coût que le secteur affaires (0,29 M\$/GWh contre 0,38 M\$/GWh).

Réponse :

Tel que le Distributeur l'a déjà souligné en réponse à la question 68 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-16, document 2 du dossier R-3677-2008, il ne vise pas à maintenir des ratios budgétaires entre ses clientèles. Il cherche plutôt à maximiser les économies d'énergie et à desservir l'ensemble des segments de clients tout en maintenant la rentabilité de ses programmes.

Aux sections 3 et 5.2 de la pièce HQD-8, document 8, le Distributeur expose sa stratégie pour atteindre la cible de 8-TWh associée au PGEÉ à l'horizon 2015. Les programmes du marché affaires seront appelés à contribuer davantage en raison du potentiel supérieur qu'ils représentent par rapport aux autres marchés. Le Distributeur a revu ses façons de faire en conséquence et doit y investir davantage.

Par ailleurs, le Distributeur souligne que la demande de l'ACEF de l'Outaouais repose sur une prémisse erronée. On ne peut simplement diviser le budget par le volume d'économies d'énergie implantées pour calculer le coût unitaire des programmes, puisqu'il faut évidemment tenir compte de la durée de vie des mesures. Or, en moyenne, cette dernière est plus élevée pour les mesures du secteur affaires que pour celles du secteur résidentiel.

Q .18

Référence :

HQD-8, Document 8, page 8, Tableau 2.2.

Demande

Veillez rajouter une ligne correspondant à l'Impact en puissance du volet ÉNERGIE ainsi que 3 colonnes correspondant aux économies de puissance en MW (Résultats

anticipés, Objectifs R3708-2009 et Écart). Ce tableau peut être scindé en deux : partie ENERGIE et partie PUISSANCE.

Réponse :

Les objectifs en puissance du programme de *Chauffe-eau à trois éléments*, introduit en Gestion de la consommation, sont présentés au tableau R-18A. À l'exception de ce programme, le Distributeur ne dispose pas d'objectifs annuels de réduction de puissance ni par marché, ni globalement. L'impact en puissance du volet énergie n'est que la conséquence des programmes d'économie d'énergie sur le bilan de puissance du Distributeur. Le tableau R-18B présente cet impact à l'hiver 2010-2011.

TABLEAU R-18A : RÉSULTATS ANTICIPÉS POUR 2010

	Budget (M\$)			Économies d'énergie (GWh)		
	Résultats anticipés	Objectifs R-3708-2009	Écart	Résultats anticipés	Objectifs R-3708-2009	Écart
Programmes et activités d'HQD						
Marché résidentiel	82	81	1	285	309	(24)
Marché affaires	89	95	(6)	213	265	(52)
Marché grandes industries	14	16	(2)	255	135	120
Innovations technologiques et commerciales	12	12	0	7	10	(3)
Tronc commun	23	31	(8)	-	-	-
Sous-total Programmes et activités d'HQD	220	235	(15)	760	718	41
				Puissance - Hiver 2010-2011 (MW)		
Gestion de la consommation	1	1	(0)	-	3	(3)
Frais d'emprunt capitalisés et contingence	8	14	(6)	-	-	-
GRAND TOTAL - PGEÉ	229	249	(21)			

TABLEAU R-18B : IMPACT EN PUISSANCE DU VOLET ÉNERGIE

Puissance à l'hiver 2010-2011 (MW)		
Impact des ÉÉ* cumulées 2003-2010A (R-3740-2010)	Impact des ÉÉ* cumulées 2003-2010 (R-3708-2009)	Écart
685	612	73

*Économies d'énergie

Q .19

Référence :

HQD-8, Document 8, p.8- 9

Explication des écarts entre les résultats anticipés et les objectifs R-3708-2009.

Demande :

La somme des écarts pour le marché résidentiel ((-24 GWh) + (-14 GWh) + (-17 GWh) + (+12 GWh) + (10 GWh)) ne donne pas l'écart de -24 GWh indiqué dans le tableau 2.2. Veuillez expliquer.

Réponse :

Dans cette section de la pièce HQD-8, document 8, le Distributeur explique les principaux écarts entre son objectif initial et les résultats anticipés pour l'année 2010 par marchés.

Pour le marché résidentiel, les écarts présentés expliquent en grande partie l'écart de 24 GWh. À ceux-ci, le Distributeur peut ajouter qu'il anticipe des économies d'énergie de 7 GWh pour *Télévisions efficaces* du volet *Produits électroniques*, pour lequel il n'avait pas prévu d'économies d'énergie au dossier R-3708-2009.

Q .20

Référence :

HQD-8, Document 8, page 8, Tableau 2.2

HQD-8, Document 8, page 14, Tableau 4.1

Demande :

Le budget demandé par le Distributeur pour son PGEÉ de 2011 est en augmentation de 45% par rapport au budget anticipé pour l'année en cours 2010.

Rapporté au volume cible d'économies d'énergie, le budget demandé pour 2011 donne un coût du GWh économisé de 0,4 M\$. Ce même coût n'est que de 0,3 M\$ par référence au budget et aux économies anticipés pour 2010.

Veuillez interpréter ces résultats.

Réponse :

D'emblée, le Distributeur souligne que la prémisse de l'ACEF de l'Outaouais sur le coût unitaire des mesures est erronée (voir la réponse à la question 17).

L'essentiel de la hausse du budget entre les années 2010 et 2011 se situe au marché affaires où le Distributeur introduit, en 2011, une nouvelle approche qui lui permettra d'augmenter substantiellement sa pénétration du marché, d'augmenter la taille des projets et de générer des projets chez de nouveaux clients.

L'*Approche clés en main*, pour laquelle le Distributeur paie 100 % du coût des mesures installées, implique des investissements prévus de 82 M\$ pour 2011 comparativement à 12 M\$ anticipés pour 2010. Les programmes *OIEÉB* et *OIEÉSI*, qui favoriseront le devancement de projets, exigent des investissements supérieurs de la part du Distributeur.

Q .21

Référence :

Dans sa décision D-2010-022, page 94, la Régie annonce ce qui suit :

« [392] En outre, le Distributeur présente cette année un résultat de ses programmes en termes d'effacement de puissance à la pointe d'hiver. Pour l'hiver 2010-2011, cet effacement de puissance, résultant des 4,6 TWh d'énergie cumulée du Distributeur, représente 612 MW [NBP]. La Régie entend faire un suivi de ces résultats dans le cadre des prochains dossiers tarifaires. »

Le Tableau 4.1 de la pièce HQD-8, Document 8, page 14 contient une colonne pour les économies d'énergie en 2011 alors que les résultats des programmes en termes d'effacement de puissance à la pointe d'hiver n'y figurent pas.

Aucun des tableaux de l'annexe A de la pièce HQD-8, Document 8 ne trace les impacts des programmes en termes d'effacement de puissance à la pointe d'hiver.

Demande :

- a) Veuillez introduire une nouvelle colonne au tableau 4.1 ci-dessus référencé qui présenterait les résultats des programmes en termes d'effacement de puissance à la pointe d'hiver.

Réponse :

Le tableau R-21.a présente les impacts cumulatifs du volet PUISSANCE des programmes et activités du Distributeur pour les hivers 2011-2012 à 2015-2016. Les impacts pour l'hiver 2010-2011 sont présentés au tableau R-18.

TABLEAU R-21.A : IMPACTS CUMULATIFS DU VOLET PUISSANCE

Volet PUISSANCE - Programmes et activités d'HQD Impacts cumulatifs (MW)	Hiver				
	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16
Gestion de la consommation Chauffe-eau à trois éléments	2	4	6	10	15
Impact en puissance du volet ÉNERGIE	790	896	1003	1087	1169

- b) Veuillez introduire 2 tableaux supplémentaires à l'annexe A ci-dessus référencé qui présenterait les impacts des programmes en termes d'effacement de puissance à la pointe d'hiver pour la période 2003-2015 (NW ajoutés et NW implantés et cumulés).

Réponse :

Voir la réponse à la question précédente.

Q .22

Référence :

- a) HQD-8, Document 8, page 17

Le Distributeur demande un budget de 8 M\$ pour son programme diagnostic résidentiel, dont 4 M\$ en commercialisation pour son projet pilote Comparez-vous.

- b) Au dossier R-3708-2009, pièce HQD-8, Document 8, page 16, le Distributeur a demandé un budget de 3M\$ pour le projet pilote.

Demande :

Veuillez justifier les montants demandés pour 2011, aussi bien pour le programme Diagnostic, qui, en 2010, est dans sa dernière année de déploiement de son approche communautaire et régionale, que pour le projet pilote qui sera complété lui aussi, d'après notre compréhension, en 2010. Veuillez corriger notre compréhension au besoin.

Réponse :

Le budget de 8 M\$ pour l'année 2011 couvre les deux initiatives, soit le service *Comparez-vous* et le *Diagnostic – résidentiel*, qui restera disponible pour les nouveaux clients. Du budget de commercialisation de 4 M\$, 1,8 M\$ sont prévus pour le service *Comparez-vous* et 2,3 M\$ pour le *Diagnostic – résidentiel*.

Pour ce qui est du budget de 3 M\$ pour le projet pilote, présenté au dossier R-3708-2009, il a été établi à l'étape de pré-qualification. Le Distributeur a depuis mieux cerné l'approche proposée. Le budget

anticipé pour 2010 pour le projet-pilote du service *Comparez-vous* s'élève à 0,8 M\$.

Voir également la réponse à la question 60.3 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

Q .23

Référence :

HQD-8, Document 8, page 21

« *Volet social*

(...) En 2011, le Distributeur, avec la SHQ, fera la promotion de ses appuis financiers auprès de tous les OMH ainsi que des COOPs et OBNL dont les bâtiments sont sous la responsabilité de la SHQ, lesquels représentent respectivement 6 % et 9 % de l'ensemble des COOPs et OBNL ». Nos soulignés

Demande :

Veillez préciser si les COOPs et OBNL dont les bâtiments ne sont pas sous la responsabilité de la SHQ ne font vraiment pas l'objet de la promotion des appuis financiers du Distributeur. Si oui, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Le Distributeur constate qu'il y a une erreur aux lignes 17 et 18 de la page 21 de la pièce en référence. La phrase devrait être : « Pour les COOPs et OBNL dont les bâtiments ne sont pas sous la responsabilité de la SHQ, le Distributeur maintiendra les mêmes offres d'appuis financiers que pour le volet social. »

Comme le Distributeur l'a mentionné aux lignes 21 à 23, la commercialisation de son offre auprès de ces organismes sera réévaluée. Il attend les propositions des deux mandataires actuels (FECHIMM et RQOH) pour définir sa stratégie à cet effet.

Q .24

Référence :

Programme de remplacement de réfrigérateurs énergivores pour les MFR :

a) HQD-8, Document 8, page 23

« Moyennant une contribution financière (75 \$ à 120 \$ selon le volume de l'appareil), les ménages participants pourront remplacer leur réfrigérateur par un appareil homologué ENERGY STAR® de volume similaire ».

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de l'ACEF de l'Outaouais**

- b) HQD-8, Document 8, annexe A, tableau A-2 : Le budget annuel des clients participants au programme est toujours le même sur toute la période 2010-2015, soit 1 M\$.
- c) HQD-8, Document 8, annexe A, tableau A-1 : Pour 3 mois d'implémentation du programme en 2010, HQD a prévu un budget de 4 M\$ alors que pour 2011 elle projette un montant annuel de 7 M\$.
- d) HQD-8, Document 8, annexe B, tableau B-1 : Hypothèses de calcul 2011

Demande :

- a) Veuillez préciser le montant de l'aide financière accordée en fonction du volume de l'appareil remplacé.

Réponse :

Le montant exact de l'aide financière ne pourra être déterminé qu'une fois que seront connus les prix des appareils homologués ENERGY STAR. Ces prix seront obtenus par appel d'offres.

- b) Veuillez expliquer la stabilité sur toute la période 2010-2015, y compris les 3 mois d'implémentation du programme en 2010, du budget annuel des participants dans le programme de remplacement de réfrigérateurs énergivores pour les MFR . Comment HQD a procédé au calcul du budget du participant compte tenu des différentes tailles et prix des appareils à remplacer?

Réponse :

Le tableau A-2 présente des données arrondies au million de dollars, ce qui explique l'apparente stabilité. Voir la réponse à la question 5.7 du GRAME à la pièce HQD-13, document 6.

Le Distributeur a estimé la part des trois catégories de volume (14, 16, 18 pieds cubes) à 33 % chacune. La contribution financière pour les ménages participants variera selon le volume de l'appareil ; la moyenne a été estimée à 100 \$ par participant.

- c) Veuillez expliquer la méthode de calcul du budget annuel du Distributeur dans ce programme et justifier le passage de 4 M\$ pour 3 mois de 2010 à 7 M\$ pour toute l'année 2011.

Réponse :

Le budget est proportionnel au nombre d'unités (3,5 M\$ pour 5 000 unités et 7 M\$ pour 12 000 unités), à l'exception de l'année 2010 où les coûts de démarrage du programme ont été évalués à 0,5 M\$. Cela dit, le déploiement du programme, qui devait débuter en octobre 2010, commencera plutôt au premier trimestre 2011.

- d) Pour quelle raison l'effet d'entraînement et l'opportunisme étaient considérés nuls pour 2011?

Réponse :

Pour les ménages à faible revenu (MFR), l'effet d'opportunisme est inexistant puisque les MFR n'adopteraient pas la mesure spontanément, c'est-à-dire sans l'aide financière offerte dans le cadre du programme. Il n'y a pas d'effet d'entraînement pour la même raison.

- e) Veuillez préciser si le nombre d'unités à remplacer (12000) est connu par ses composantes en fonction de leurs tailles. Si oui veuillez indiquer la composition de ce nombre.

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.b.

- f) Sinon, veuillez justifier le gain unitaire moyen de 601 kWh/an et le montant de l'aide financière de 5 M\$.

Réponse :

Sans objet.

- g) Veuillez indiquer pour quelle raison le budget de HQD pour ce programme baisse en 2013 pour se stabiliser en 2014 et 2015.

Réponse :

Le Distributeur prévoit un nombre décroissant du nombre de ménages participants en 2013 et 2014.

Le Distributeur rappelle que les prévisions budgétaires et énergétiques pour les années 2012 et suivantes seront révisées annuellement et fournies dans le cadre des prochaines demandes budgétaires.

- h) Veuillez déposer les hypothèses de calcul pour les années 2012 à 2015 sur le même tableau B-1 de l'annexe B.

Réponse :

Voir la réponse à la question précédente.

Q .25

Référence :

HQD-8, Document 8, page 23-24 : Récupération de réfrigérateurs et congélateurs énergivores

« Toutefois, pour la période 2012-2015, il entend revoir son modèle d'affaires pour maintenir la rentabilité du programme et tenir compte des résultats de l'évaluation.

Enfin, le Distributeur modifie certaines modalités du programme. L'aide financière par appareil récupéré sera réduite de 60 \$ à 30 \$ et, pour être admissibles, les réfrigérateurs et congélateurs devront avoir été fabriqués avant 1996.

Objectifs d'économies d'énergie et budget

Pour 2011, le Distributeur prévoit investir 19 M\$, dont 3 M\$ (16 %) en aide financière, pour des économies d'énergie de 56 GWh. Ce programme fait actuellement l'objet d'une évaluation. Les analyses préliminaires semblent indiquer que le gain unitaire de la mesure serait inférieur à l'hypothèse utilisée lors du lancement du programme. Le Distributeur anticipe, dans sa prévision énergétique pour les années 2011 à 2015, une baisse de ce gain de 25 %. Celui-ci pourrait être revu selon les résultats finaux de l'évaluation. ».

Demande :

- a) Veuillez indiquer à quelle date les résultats de l'évaluation du programme seront disponibles.

Réponse :

Les résultats de l'évaluation du programme *Récupération de réfrigérateurs et congélateurs énergivores* devraient être disponibles au cours du premier semestre de 2011.

- b) En s'appuyant sur quel constat que le Distributeur propose de réduire l'aide financière de 60 \$ à 30 \$? Le nombre d'appareils récupérés était-il réajusté en conséquence?

Réponse :

Des sondages effectués auprès des participants au programme révèlent que ceux-ci, dans une large proportion, auraient participé avec un incitatif financier de 30 \$. D'autres raisons sont souvent évoquées pour justifier leur participation au programme, notamment le respect de normes environnementales dans le recyclage, la facilité de la démarche, la cueillette de l'appareil et les économies d'énergie. Le Distributeur estime donc que son programme permettra la récupération

en 2011 d'un nombre d'appareils quasi équivalant à celui anticipé pour l'année 2010 (86 700 appareils).

- c) Veuillez indiquer pourquoi le Distributeur qui entend revoir son modèle d'offre en 2012-2015 après les résultats d'évaluation ne reporte-t-il pas à cette même occasion la possibilité de réduire, si requis, à 30 \$ l'aide financière accordée par réfrigérateur ou congélateur récupéré.

Réponse :

Voir la réponse à la question 25.b.

- d) Le fait de limiter à partir de 2011 l'admissibilité au programme aux seuls appareils fabriqués avant 1996 ne permettrait-il pas de garder le gain unitaire de la mesure à son même niveau plutôt que de le réviser de 25% à la baisse ?

Réponse :

Non, la baisse anticipée du gain énergétique n'est pas reliée à la collecte d'appareils âgés entre 1996 et 2000. Le Distributeur analyse actuellement le critère de l'âge des appareils admissibles en fonction des gains énergétiques qu'ils peuvent générer afin de maximiser les retombées énergétiques du programme.

Q .26

Référence :

HQD-8, Document 8, Annexes, page 26 : Géothermie

« En 2006, la part de marché relative des systèmes à expansion directe était estimée à un peu moins de 10 % des systèmes installés. Le Distributeur ne dispose pas de données plus récentes à ce sujet, mais des échos du marché laissent croire que la proportion de systèmes à détente directe a baissé depuis 2006 à cause de leur non-accessibilité aux divers appuis financiers. Selon le Distributeur, leur poids relatif dans le marché pourrait augmenter maintenant que cette contrainte est levée. Pour en tenir compte, le Distributeur a réduit de 15 % les surcoûts moyens issus des données de la CCÉG ». Nos soulignés

Demande :

- a) Veuillez élaborer sur ces échos du marché qui laissent le Distributeur croire que la proportion de systèmes à détente directe a baissé depuis 2006. Veuillez déposer les études venant en appui à cette conclusion.

Réponse :

C'est en 2007 que le Distributeur a établi un partenariat avec la Coalition canadienne de l'énergie géothermique (CCÉG) et introduit des

appuis financiers à la géothermie. Parce que les systèmes à détente directe n'étaient pas inclus dans la norme C-448, ils n'étaient admissibles ni à la certification de la CCÉG ni aux appuis financiers du Distributeur, de l'AEÉ (Rénoclimat) et de l'OEÉ (écoÉNERGIE Rénovation Maison). Ce désavantage face aux systèmes couverts par la norme C-448 explique que la demande pour les systèmes à détente directe ait diminué comparativement à ce qu'elle était en 2006. Cette assertion s'appuie sur des échanges avec les intervenants du marché (la CCÉG, de même que les installateurs et les foreurs qualifiés par cette dernière), avec qui le Distributeur maintient des liens dans le cadre de ses activités de gestion du programme.

- b) Veuillez expliquer comment la réduction de 15% des surcoûts moyens issus des données de la CCÉG traduit la prise en compte de la prémisse de l'augmentation du poids des systèmes à expansion . Veuillez justifier le choix de ce pourcentage (15%).

Réponse :

Les données de la CCÉG utilisées par le Distributeur pour mettre à jour ses cas types datent du 31 décembre 2009 et n'incluent aucun système à détente directe. L'hypothèse de diminution du surcoût moyen de 15 % est la conséquence d'une estimation de la proportion de systèmes à détente directe dans les prévisions du programme. Celle-ci repose sur :

- une estimation du coût des systèmes à détente directe par rapport à celui des systèmes traditionnels ;
- une estimation du nombre de systèmes à détente directe dans le marché en 2009 (non certifiés par la CCÉG) ;
- une appréciation des efforts de démarchage des installateurs de systèmes à détente directe avant leur inclusion à la norme C-448 et leur admissibilité aux appuis financiers ; et
- une hypothèse de taux de pénétration plus élevé des systèmes à détente directe dans le segment des plus petites maisons.

Le Distributeur souligne que les surcoûts pourront être mis à jour avec l'obtention de nouveaux résultats pour l'année en cours.

- c) Veuillez indiquer quels pourraient être les conséquences d'une décision de suspendre ce programme dans l'attente des résultats de l'évaluation du programme.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas évalué ce que pourraient être les conséquences d'une éventuelle suspension du programme, sa recommandation étant

de poursuivre le programme avec ses modalités actuelles dans l'attente des résultats de l'évaluation.

Q .27

Référence :

HQD-8, Document 8, page 48 : Programme de *Soutien à l'optimisation énergétique de projets de Développement urbain durable* dont le premier volet consiste en :

« L'amélioration de la performance énergétique des bâtiments grâce à des mesures « traditionnelles » (fenestration efficace, isolation supérieure, luminaires et électroménagers ENERGY STAR®, récupération de l'air vicié, éclairage public DEL, etc.) et des nouvelles technologies (architecture éco- énergétique, mur solaire, photovoltaïque, récupération de chaleur des eaux grises, etc.)

Demande :

Veuillez confirmer que ce volet comportent des mesures qui s'apparente plus à un programme *plus d'une forme d'énergie*.

Réponse :

Les nouvelles technologies couvertes par le volet 1 du programme viennent réduire essentiellement la consommation future d'électricité puisque le programme vise la nouvelle construction résidentielle avec une densité minimale d'habitations, où le chauffage électrique est largement prédominant.

Q .28

Référence :

HQD-8, Document 8, page 51

« Conscient des enjeux d'approvisionnement en puissance pour les prochaines années, le Distributeur compte mettre plus d'emphase sur la recherche de nouvelles opportunités ».

Demande :

- a) Veuillez indiquer si L'institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) dispose d'un programme de recherche sur les technologies de gestion de la demande et d'optimisation de la charge. Si oui veuillez déposer les documents d'orientation de l'établissement dans ce domaine.

Réponse :

Comme le Distributeur l'a mentionné à la section 5.3.1 de la pièce HQD-8, document 8, un des axes de recherche de l'IREQ est orienté

vers la gestion de la consommation. Pour cela, l'IREQ a mis au point un plan d'innovation technologique sur un horizon de 15 ans ciblant les marchés résidentiel, commercial et institutionnel (CI).

Dans une première phase, diverses technologies de réduction de la charge sur une courte durée ont été inventoriées (tels le contrôle des charges de base, les chauffe-eau, les thermostats et les accumulateurs de chaleur pour les secteurs commercial et industriel). Les recherches seront orientées vers le développement de stratégies de contrôle adaptées aux charges et s'arrimeront avec l'arrivée future des compteurs de type lecture à distance (LAD).

Dans une deuxième phase, des stratégies de contrôle de charge prolongé seront explorées. La recherche s'orientera soit vers le développement ou l'adaptation d'appareils de chauffage pour un délestage prolongé, soit vers l'optimisation de l'utilisation des équipements thermodynamiques.

Finalement, dans une dernière phase, l'IREQ concentrera ses recherches vers le couplage et l'optimisation de l'intégration de la production distribuée et des énergies renouvelables au réseau d'Hydro-Québec.

b) Où en est-il par rapport des technologies de l'accumulation de la chaleur?

Réponse :

Voir la réponse à la question précédente.

Q .29

Référence :

HQD-8, Document 8, Annexes, page 23 : Contingence

« Cette contingence est nécessaire étant donné l'incertitude reliée au taux de participation des clients aux nouveaux programmes qu'il mettra en place en 2011 ».

Demande :

Veuillez expliquer en quoi l'incertitude reliée au taux de participation des clients aux nouveaux programmes est plus importante en 2011 que dans les programmes des années passées.

Réponse :

Le Distributeur tient d'abord à rappeler qu'il a réduit le pourcentage de sa contingence de 10 % à 5 % en 2008, puis à 2,5 % en 2011 afin de

tenir compte de son degré de confiance croissant dans l'établissement de ses budgets.

Ainsi que l'a souligné le Distributeur, le risque demeure non négligeable dans le contexte où il a renouvelé substantiellement son offre au marché affaires (programmes *Approche clés en main*, *OIEÉB* et *OIEÉS*).

Q .30

Référence :

HQD-7, Document 1, page 8

« Ainsi, pour une deuxième année consécutive, le Distributeur rehausse sa cible globale d'efficacité introduite en 2008 à 2 % de ses charges d'exploitation (comparativement à 1,0 % en 2008 et 2009 et à 1,25 % en 2010)».

Demande :

Veuillez expliquer sur quoi est basée la décision du Distributeur de faire passer sa cible globale d'efficacité à 2% de ses charges d'exploitation.

Réponse :

Le Distributeur se fixe annuellement une cible globale d'efficacité en fonction de l'expérience acquise au cours des dernières années. Il établit ainsi sa cible de façon à ce qu'elle représente un défi suffisamment considérable mais dont l'atteinte apparaît réalisable dans le temps, et ce, sans compromettre la qualité des services aux clients.

Q .31

Référence :

HQD-7, Document 1, page 11 : les critères d'établissement des éléments spécifiques

« Les critères considérés par le Distributeur pour déterminer si un nouveau coût doit être retenu comme un élément spécifique sont les suivants :

1. Coût hors du contrôle du Distributeur (ex. coût de retraite) ;
2. Coût découlant d'exigences externes telles que lois et obligations de prise en charge de réseaux (ex. Schefferville) ;
3. Coût extraordinaire ou lié à de nouvelles activités et n'ayant pas été prévu dans les budgets des années antérieures (ex. stabilisation SIC, inspection et retraitement des poteaux) ;
4. Coût temporaire découlant de projets d'investissements et/ou générant des gains (ex. Ajout de condensateurs, Progiciel GE-Smallworld). »

Demande :

- a) Veuillez expliquer pourquoi des coûts temporaires (4^{ème} critère) doivent être traités en dehors des activités du Distributeur surtout quand il s'agit de coûts découlant des projets d'investissement en lien direct avec ses activités.

Réponse :

Ce critère vise à permettre la prise en compte dans les revenus requis :

- **de la portion non capitalisable des coûts attribuables à un projet d'investissement supérieur à 10 M\$ autorisé par la Régie ou des coûts attribuables à un projet inférieur à 10 M\$;**
- **des coûts attribuables à un projet non capitalisable qui, à terme, générera des gains d'efficience.**

- b) Veuillez nuancer davantage les critères 1 et 2.

Réponse :

Le premier critère vise les éléments hors du contrôle du Distributeur alors que le deuxième critère vise davantage les éléments hors du contrôle d'Hydro-Québec dans son ensemble.

Q .32

Référence :

HQD-7, Document 1, page 11 -12 : Critères de reclassification vers les activités de base.

Demande :

Veuillez indiquer pourquoi le Distributeur ne rajoute pas une deuxième condition, après la stabilité des coûts, qui oblige à prendre en compte la durée et l'ampleur d'instabilité du coût de l'élément analysé. Un élément peut-il rester éternellement spécifique?

Réponse :

Le Distributeur juge non pertinent un tel ajout puisque les conditions proposées par l'ACEF de l'Outaouais sont couvertes par les critères « Projet ayant une fin » et « Stabilité des coûts ».

Q .33

Référence :

HQD-5, Document 1, page 5

«De plus, la diminution de la demande sur l'horizon 2010-2027 est telle que, malgré les amendements aux Conventions d'énergie différée¹, le Distributeur prévoit ne plus être

en mesure de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'expiration des contrats de base et cyclable.»

Demande :

Vu la persistance de la diminution de la demande et l'incapacité du Distributeur à ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro :

- a) Quel est le volume des surplus par type de contrat (base et cyclable)?

Réponse :

Tel que mentionné à la pièce HQD-5, document 1 page 5, le solde du compte d'énergie différée pourrait atteindre 26 TWh en l'absence de mesures immédiates de la part du Distributeur, dont 6,3 TWh et 19,8 TWh associés aux contrats de base et cyclable respectivement. Le Distributeur rappelle l'énergie différée du contrat cyclable une fois ramenée à zéro le solde du compte d'énergie différée du contrat de base.

- b) Y a-t-il moyen de réviser les contrats actuels, avant leur échéance, pour se donner, par exemple, des contrats flexibles en fonction des besoins? Si oui, quel est le coût net de cette révision comparé aux coûts des surplus?

Réponse :

Premièrement, le Distributeur peut programmer les livraisons du contrat cyclable selon ses besoins à satisfaire.

Deuxièmement, lorsque les livraisons des contrats de base et cyclables ne sont pas requises, le Distributeur peut différer ces quantités et les programmer ultérieurement, en vertu des conventions d'énergie différée. Toutefois, lorsque les quantités cumulées d'énergie différée ne peuvent vraisemblablement pas être retournées avant l'échéance des conventions, le Distributeur a le devoir de prendre action afin de ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro, conformément à l'article 2.2.8 des conventions. C'est dans cette optique qu'il a réalisé une transaction de vente avec le Producteur en 2010, laquelle offre de surcroît au Distributeur l'opportunité de programmer les livraisons du contrat de base selon ses besoins à satisfaire.

Q .34

Référence :

HQD-5, Document 1, page 5

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de l'ACEF de l'Outaouais**

«En effet, la révision de la demande ... engendrerait un solde d'un peu plus de 26 TWh du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions amendées.»

Demande :

a) Veuillez fournir le détail du compte énergie différée et de 26 TWh.

Réponse :

Si le Distributeur ne prenait aucune mesure afin de gérer le solde à l'échéance des conventions, le compte d'énergie différée serait tel que présenté au tableau R-34a).

**TABLEAU R-34A)
ÉNERGIE DIFFÉRÉE ET RAPPELÉE**

Énergie différée et rappelée (total)
(MW)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Janvier	0	0	0	650	600	550	600	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Février	0	0	0	550	500	450	450	750	800	650	700	750	750	800	800	800	800	800	800	800
Mars	0	-600	-400	250	200	-250	-250	300	450	0	0	300	300	300	350	450	650	750	800	0
Avril	0	-600	-600	-200	-400	-600	-600	-350	-250	-600	-600	-600	-600	-600	-450	-350	-250	0	350	0
Mai	0	-600	-400	-450	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-450	-250	0
Juin	-500	-600	-400	-550	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-450	-200	0
Juillet	-500	-600	-400	-550	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-450	-250	0
Août	-500	-600	-400	-550	-600	-600	-600	-600	-550	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-450	-200	0
Septembre	-500	-600	-400	-550	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-500	-250	0
Octobre	-600	-600	-450	-400	-600	-600	-600	-500	-450	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-550	-450	-350	0	0
Novembre	0	-600	-500	0	-250	-450	-450	0	250	-450	-450	-400	-350	-400	-300	0	350	450	750	0
Décembre	-200	-350	-550	450	400	300	350	650	800	500	550	600	600	600	750	800	800	800	800	0
Total annuel	-2,059	-4,220	-3,302	-1,013	-1,877	-2,657	-2,582	-1,021	-0,419	-2,002	-1,931	-1,638	-1,547	-1,601	-1,238	-0,802	-0,235	0,661	2,270	1,133
Total différé	-2,059	-4,220	-3,302	-2,387	-3,118	-3,592	-3,592	-2,827	-2,681	-3,406	-3,406	-3,370	-3,334	-3,370	-3,190	-2,864	-2,718	-1,949	-0,845	0,000
Total rappelé	0,000	0,000	0,000	1,374	1,241	0,935	1,009	1,806	2,262	1,404	1,475	1,732	1,787	1,769	1,951	2,063	2,483	2,610	3,115	1,133
Solde	-2,059	-6,280	-9,582	-10,595	-12,472	-15,128	-17,711	-18,732	-19,151	-21,152	-23,083	-24,721	-26,268	-27,869	-29,107	-29,909	-30,144	-29,483	-27,212	-26,080

b) Quelle est l'échéance des conventions?

Réponse :

L'échéance des conventions correspond à l'échéance des contrats de base et cyclable, soit février 2027.

Q .35

Référence :

HQD-5, Document 1, page 7

«En 2010, la valeur de la transaction est estimée à 21,9 M\$, correspondant à 1,9 TWh d'énergie du contrat de base. Compte tenu des coûts évités de la transaction, le Distributeur estime que cette dernière lui procure un gain d'environ 22 M\$ par rapport à un scénario hypothétique de revente sur les marchés de court terme.»

Demande :

a) Les 21,9 M\$ correspondent à combien d'énergie différée?

Réponse :

Voir la réponse à la question 23.5 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

b) Veuillez fournir le détail du gain hypothétique de 22 M\$.

Réponse :

Voir la réponse à la question 23.5 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

Q .36

Référence :

HQD-5, Document 1, page 8

«Selon un scénario déterministe, à conditions climatiques normales et excluant tout recours à l'entente cadre, les besoins d'approvisionnements postpatrimoniaux prévus sont de 6,2 TWh et le volume d'électricité patrimoniale inutilisée de 220 GWh.» Nos soulignés.

Demande :

a) Veuillez fournir vos besoins selon d'autres scénarios de 2011.

Réponse :

Conformément aux dossiers tarifaires précédents, le Distributeur établit les besoins à combler sur la base d'un scénario moyen de demande à conditions climatiques normales.

Q .37

Référence :

HQD-5, Document 1, page 10

«Par ailleurs, l'entente d'intégration éolienne entre le Distributeur et le Producteur arrive à échéance le 9 février 2011... Les discussions entre le Producteur et le Distributeur ont permis au Distributeur d'explorer de nouvelles avenues qui lui permettraient d'assurer un meilleur appariement entre l'offre et la demande. Les options explorées peuvent comporter des impacts importants ... Ainsi, ... le Distributeur et le Producteur ont convenu de prolonger les dispositions de l'entente d'intégration actuelle pour le reste de l'année 2011.» Nos soulignés.

Demande :

- a) Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les discussions n'ont pas été entamées avant l'échéance de l'entente.

Réponse :

Le Distributeur a annoncé dans l'État d'avancement 2009 du Plan d'approvisionnement 2008-2017 que des discussions avaient été entamées afin de mettre en place une nouvelle entente d'intégration éolienne.

En outre, voir les lignes 15 à 25 à la page 10 de la pièce HQD-5, document 1.

- b) Quel est le coût associé au prolongement du contrat?

Réponse :

Le montant de 8,9 M\$ intégré aux coûts d'approvisionnements de 2011 à titre d'intégration de la production éolienne (HQD-5, document 1, page 14) a été calculé selon les modalités de l'entente en vigueur. Aucun montant additionnel n'est considéré à titre de « prolongement » de l'entente d'intégration éolienne.