

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

I - ASPECTS GÉNÉRAUX, ÉNERGÉTIQUES ET BUDGÉTAIRES DU PGEÉ

1. Référence : Pièce HQD-1, document 1, pages 5, 8, 10, 13 et 17

Préambule :

Dans son introduction, le Distributeur indique que la hausse du budget 2004 de son PGEÉ « *permettra de consolider l'atteinte de l'objectif de 750 GWh d'économies d'énergie que s'est fixé le Distributeur à l'horizon 2006* ».

Par ailleurs, l'impact énergétique associé aux modifications apportées aux programmes de Diagnostic énergétique personnalisé (DÉP), de Promotion des thermostats électroniques et d'Initiatives énergétiques commercial et institutionnel (CI), petite et moyenne industrie (PMI) et bâtiments d'Hydro-Québec, demeure à déterminer. De plus, les impacts budgétaires de ces mêmes programmes sont fournis pour 2004 seulement.

Demandes :

1.1 Veuillez expliquer le maintien de l'objectif de 750 GWh compte tenu de l'impossibilité de quantifier l'impact énergétique des changements apportés aux programmes.

Réponse:

Le Distributeur a présenté dans la preuve du présent dossier les impacts énergétiques découlant des ajustements apportés au PGEÉ 2003-2006 dans les cas où il était en mesure de quantifier ces impacts. Tel que mentionné dans cette preuve (voir p. 28, HQD-1, Document 1), étant donné que les diverses révisions apportés aux impacts énergétiques du plan sont mineures, le Distributeur maintient son objectif de 750 GWh implantés en 2006.

Lorsque le Distributeur sera en mesure de quantifier les impacts énergétiques des ajustements apportés aux programmes mentionnés au préambule, les résultats d'estimations seront présentés à la Régie dans le cadre des approbations budgétaires annuelles. Ces nouvelles estimations pourraient amener le Distributeur à réviser son objectif d'économies d'énergie du PGEÉ 2003-2006.

1.2 Veuillez déposer un tableau détaillant, pour les années 2004, 2005 et 2006, l'impact énergétique de toutes les modifications prévues, ainsi que les ajustements budgétaires prévus. Veuillez également ventiler chacun de ces impacts budgétaires en fonction des activités supplémentaires réalisées ou des reports prévus.

Réponse:

Les deux tableaux ci-dessous présentent les impacts énergétiques et budgétaires des ajustements aux programmes

mentionnés dans le préambule pour les années 2004, 2005 et 2006.

	Impacts énergétiques (GWh implantés)		
	2004	2005	2006
Ajustements demandés de la Régie			
DÉP - clientèle résidentiel	N/D	N/D	N/D
Promotion des thermostats - marché existant	+ 5	+ 9	+ 12
Promotion des thermostats - nouvelle construction	N/D	N/D	N/D
Initiatives énergétiques - marchés CI et PMI	N/D	N/D	N/D
Initiatives énergétiques - bâtiments HQD	N/D	N/D	N/D
Autres ajustements			
Initiatives énergétiques - marchés PMI	+ 5	+ 5	0
Initiatives énergétiques - marchés CI	0	0	0
Aide à la décision PMI	0	0	0
DÉP - clientèle petit CI	+ 1	+ 3	4
Éclairage public - Feux de circulation	0	0	0

	Reports (M\$ 2003)			Activités supplémentaires (M\$ 2003)			Total des impacts budgétaires (M\$ 2003)		
	2004	2005	2006	2004	2005	2006	2004	2005	2006
Ajustements demandés de la Régie									
DÉP - clientèle résidentiel	-	-	-	+ 0,7	-	-	+ 0,7	-	-
Promotion des thermostats - marché existant	-	-	-	+ 1,8	+ 1,8	-	+ 1,8	+ 1,8	-
Promotion des thermostats - nouvelle construction	-	-	-	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Initiatives énergétiques - marchés CI et PMI	-	-	-	+ 0,4	-	-	+ 0,4	-	-
Initiatives énergétiques - bâtiments HQD	-	-	-	-0,33	-0,33	-0,33	-0,33	-0,33	-0,33
Autres ajustements									
Initiatives énergétiques - marchés PMI	+ 0,3	-	-	+ 0,4	+ 0,4	+ 0,4	+ 0,7	+ 0,4	+ 0,4
Initiatives énergétiques - marchés CI	+ 0,3	-	-	+ 1,0	+ 0,6	+ 0,6	+ 1,3	+ 0,6	+ 0,6
Aide à la décision PMI	+ 0,4	-	-	-	-	-	+ 0,4	-	-
DÉP - clientèle CI	-	-	-	+ 0,1	-	-	+ 0,1	-	-
Éclairage public - Feux de circulation	-	-	-	+ 0,2	+ 0,45	+ 0,55	+ 0,2	+ 0,45	+ 0,55

1.3 Dans l'éventualité où certaines données demandées en 1.2 ne pouvaient être fournies immédiatement, veuillez spécifier à quel moment l'impact énergétique additionnel dû aux changements apportés pourra être déposé.

Réponse:

Le tableau ci-dessous présente les dates de dépôts des impacts énergétiques pour les programmes/activités pour lesquels ces impacts ne sont pas disponibles actuellement.

Programmes/Activités	Date de dépôt des impacts énergétiques
Comité consultatif du DÉP	Lors de la demande budgétaire 2005 et 2006
Thermostats électroniques – nouvelle construction (multi-logements)	Au plus tard lors de la demande budgétaire 2005
Comités consultatifs – marchés CI et PMI	Lors de la demande budgétaire 2005 ou 2006
Initiatives – Bâtiments HQD	Au plus tard lors de la demande budgétaire 2005

- 2. Références :** i) Pièce HQD-1, document 1, page 18
ii) Pièce HQD-1, document 1, pages 19 et 20

Préambule :

Le Distributeur indique qu'il compte, dans le cadre du volet *planification et conception* de son Tronc commun, « évaluer le potentiel technico-économique en matière de "remise en route" (recommissionning) des équipements dans les bâtiments de la clientèle d'affaires » et « intensifier sa collaboration avec la Coalition canadienne de l'énergie géothermique. » Il indique, par ailleurs, que l'impact budgétaire en 2004 de l'ajustement apporté au volet *planification et conception* est évalué à une hausse de 0,3 M\$. Cette hausse budgétaire « s'explique principalement par l'ajout de frais pour le traitement réglementaire de cette demande. »

À la section 3 de son document, le Distributeur indique qu'une mise à jour des prix des principales mesures des potentiels technico-économiques sera présentée lors de la demande d'approbation budgétaire 2005.

Demandes :

- 2.1** Veuillez spécifier si les évaluations de potentiel dont il est question dans le cadre du volet *planification et conception* en (i) ainsi que la mise à jour des prix des principales mesures des potentiels technico-économiques présentée en (ii) correspondent à la même activité ou s'il s'agit d'activités différentes. Dans ce dernier cas, veuillez préciser si le budget supplémentaire de 0,3 M\$ associé au volet *planification et conception* inclut ces deux activités. Sinon, veuillez détailler le budget supplémentaire requis et spécifier à quel poste budgétaire se rattache ce budget.

Réponse:

Il s'agit de deux activités différentes d'évaluation de potentiel. Quant au budget supplémentaire de 0,3 M\$ (plus précisément de 250 000 \$), il n'inclut aucune de ces deux activités et se ventile comme suit :

	Montant supplémentaire	Poste budgétaire
Frais réglementaires	200 000 \$	Gestion
Analyse du marché de la géothermie dans le secteur résidentiel	50 000 \$	Développement, outils et formation

2.2 Veuillez spécifier ce que le Distributeur entend par « *traitement réglementaire de cette demande* » et élaborer spécifiquement sur la différence entre le traitement prévu à l'origine (lors du dépôt du premier PGEÉ) et ce nouveau traitement.

Réponse:

Lors du dépôt du premier PGEÉ, aucun budget associé au traitement réglementaire n'avait été prévu pour le présent dossier. On entend ici par traitement réglementaire, le remboursement par le Distributeur des frais des intervenants autorisés par la Régie suite à l'étude des demandes du Distributeur devant la Régie concernant le PGEÉ.

3. Référence : Pièce HQD-1, document 1, pages 19 et 20

Préambule :

Le Distributeur présente et détaille les impacts des autres éléments de la décision D-2003-110. Il indique notamment qu'il compte proposer un PGEÉ sur l'horizon 2005-2008 lors de sa demande budgétaire 2005.

Demande :

3.1 Veuillez justifier le changement d'horizon du PGEÉ initialement déposé et élaborer sur l'impact de celui-ci sur les modalités et objectifs du plan initial (2003-2006).

Réponse:

L'objectif poursuivi par le Distributeur avec ce changement d'horizon du PGEÉ initialement déposé est de répondre à l'invitation de la Régie (D-2003-110, page 33) de se fixer des objectifs plus ambitieux à long terme, tout en maintenant l'objectif d'atteindre le 750 GWh implantés en 2006 et tout en donnant un signal à la clientèle de la durée des programmes prévus actuellement et des nouveaux qui pourraient être proposés.

En effet, lors du dépôt de sa demande budgétaire 2005, le Distributeur proposera à la Régie, s'il y a lieu, des changements de modalités à certains programmes actuels (voir réponse 1.1 à la Régie), et pourrait potentiellement proposer de nouveaux programmes et/ou d'ajouter d'autres volets aux programmes

existants selon les réactions de la clientèle ou les propositions de ses partenaires.

Le Distributeur se réserve aussi la possibilité durant l'année 2004 de modifier certaines modalités des programmes existants, si la mesure des indicateurs précurseurs révèle des écarts significatifs par rapport aux objectifs fixés. Ainsi, le Distributeur se fixera un nouvel objectif à l'horizon 2008, basé sur l'analyse des résultats obtenus et l'information disponible à la mi-année 2004.

4. **Références :** i) Pièce HQD-1, document 1, pages 19 et 20
ii) Pièce HQD-1, document 1, pages 10 à 13

Préambule :

À la section 3 de son document, pour répondre à la demande de la Régie d'évaluer le potentiel associé à certains procédés municipaux (usines de traitement de l'eau, tri et traitement des déchets et autres), le Distributeur réfère à la section 2.1.3 du document.

Dans cette section, le Distributeur présente les modifications apportées aux modalités du programme Initiatives énergétiques CI et PMI, en vue d'y inclure spécifiquement la clientèle municipale.

Demande :

- 4.1 Veuillez fournir l'évaluation du potentiel associé aux procédés municipaux. Si cette étape n'est pas terminée, veuillez en fournir l'état d'avancement et veuillez indiquer la manière dont le Distributeur prévoit tenir compte de la demande spécifique de la Régie à cet égard.

Réponse:

Le Distributeur a tenu compte de la demande spécifique de la Régie à l'égard de l'évaluation du potentiel technico-économique associé aux procédés municipaux, en demandant à l'AQME—l'UMQ (projet GESEM), de réaliser en octobre 2003 la caractérisation de certains procédés municipaux. Puis, le Distributeur a accordé un mandat au Groupe conseil Technosim inc. en novembre 2003 pour en évaluer le potentiel technico-économique. La segmentation, les profils et mesures types retenus seront validés par le comité consultatif avec les municipalités. Un rapport préliminaire sera présenté à ce comité au début de février 2004, et un rapport final à la fin d'avril 2004. Dans le cadre de la demande budgétaire 2005, le rapport sera déposé à la Régie.

5. **Référence :** Pièce HQD-1, document 1, page 23

Préambule :

Dans un contexte de flexibilité budgétaire, compte tenu que les projets soumis par les clients d'affaires et de la grande entreprise s'échelonnent sur plusieurs années, le Distributeur s'attend à ce que les budgets des années à venir tiennent compte d'engagements financiers multi annuels. Selon le Distributeur, il est entendu que ces engagements respectent les critères économiques reconnus, et il s'engage à informer la Régie de la valeur monétaire des engagements multi annuels cumulatifs.

Demandes :

- 5.1** Veuillez évaluer l'ampleur des sommes concernées par ces engagements multi annuels et, si possible, le nombre de projets visés par de tels engagements.

Réponse:

Tel que spécifié à la section 4.3.2 de la preuve du dossier R-3519-2003, les engagements multi-annuels touchent les clientèles d'affaires et de Grandes entreprises recevant une aide financière du Distributeur.

Le Distributeur n'est pas en mesure à ce stade-ci de fournir cette information détaillée pour la clientèle d'affaires étant donné que les programmes pour cette clientèle ne sont pas tous lancés, rendant ainsi difficile de déterminer la nature exacte des projets (i.e. leur durée et leur coût).

Toutefois, le Distributeur peut quand même illustrer l'ampleur des sommes concernées par ces engagements multi annuels et le nombre de projets visés par de tels engagement à l'aide des deux programmes offerts aux Grandes industries depuis septembre 2003. Cette illustration est présentée dans le tableau ci-dessous.

Programmes	Sommes des engagements multi-annuels et le nombre de projets visés par de tels engagement
Programme analyse et démonstration industrielles Grandes entreprises (PADIGE) : volet démonstration d'une nouvelle technologie	6 des 8 projets prévus pourraient se réaliser sur trois années de calendrier et nécessiter des engagements multi-annuels totalisant 1,2 M\$ des 1,5 M\$ prévus pour ce volet
Programme analyse et démonstration industrielles Grandes entreprises (PADIGE : volet analyse énergétique	9 des 13 projets prévus pourraient se réaliser sur deux années de calendrier et nécessiter des engagements multi-annuels totalisant 225 000 \$ des 325 000 \$ prévus pour ce volet
Programme initiatives industrielles Grandes industries (PIIGE)	20 des 30 projets prévus pourraient se réaliser sur deux années de calendrier et nécessiter des engagements multi-annuels totalisant 6 M\$ des 8,5 M\$ prévus pour ce programme

5.2 Veuillez élaborer sur les modalités d'octroi de cette aide financière multi annuelle, en spécifiant notamment la durée de l'échelonnage budgétaire et les conditions de réalisation des projets.

Réponse:

Les modalités d'octroi de l'aide financière multi-annuelle pour les programmes touchant la clientèle grandes industries et d'affaires sont présentées dans le tableau ci-dessous, ainsi que la durée maximale des projets et de l'échelonnage budgétaire.

Programmes	Modalité de l'aide financière	Durée maximale des projets	Durée maximale de l'échelonnage budgétaire
PADIGE : volet démonstration d'une nouvelle technologie	<ul style="list-style-type: none"> - 25 % du total de l'aide approuvée à la signature du contrat - 50 % du total de l'aide approuvée à la mise en route du projet - 25 % du total de l'aide approuvée si les économies d'énergie prévues du projet sont réalisées. - si l'objectif n'est pas atteint, l'aide sera diminuée et le client pourrait devoir rembourser l'aide déjà versée. 	24 mois après la signature du contrat	3 années financières
PADIGE : volet analyse énergétique	<ul style="list-style-type: none"> - 50 % du total de l'aide approuvée à la signature du contrat - 50 % du total de l'aide approuvée lors du dépôt de l'analyse finale 	12 mois après la signature du contrat	2 années financières
PIIGE	- Pareil à PADIGE : volet démonstration technologique	18 mois après la signature du contrat	3 années financières
Initiatives énergétiques – marchés CI	Bâtiments existants : <ul style="list-style-type: none"> - Confirmation du montant de l'aide avant le début des travaux - 100 % du total de l'aide confirmée à la fin des travaux 	12 mois après la confirmation de l'aide financière	2 années financières
	Bâtiments nouveaux : <ul style="list-style-type: none"> - Confirmation du montant de l'aide avant le début des travaux - 100 % du total de l'aide confirmée à la fin des travaux 	18 mois après la confirmation de l'aide financière	3 années financières
Initiatives énergétiques – marchés PMI	<ul style="list-style-type: none"> - Aucune confirmation du montant de l'aide avant le début des travaux - 100 % du total l'aide confirmée à la fin des travaux 	Aucune	3 années financières

II - SUIVI DE LA DÉCISION D-2003-110

6. Référence : Pièce HQD-1, document 1, pages 7 et 8

Préambule :

Dans sa preuve, le Distributeur fait état de consultations à venir afin de développer de nouvelles approches personnalisées dans le cadre de son programme DÉP. Il évoque la mise en place, dès 2003, d'un comité de travail regroupant divers intervenants du marché résidentiel et incluant des organismes communautaires. Il

indique également que ces approches doivent être validées dans le cadre d'un projet pilote.

Par ailleurs, le Distributeur fait état de « *plusieurs canaux de communication oraux* » prévus pour conseiller les gens en efficacité énergétique.

Demandes :

- 6.1** Veuillez fournir la liste des membres invités ou pressentis pour ce comité de travail et faire état, s'il y a lieu, de l'état d'avancement des travaux de ce comité.

Réponse:

Voici la liste des membres invités de ce comité de travail :

Arsenault, Hélène, de l'ACEF de Lanaudière, lien avec le Distributeur pour le recouvrement pour UC.

Germain, Annick, coordonnatrice de l'équipe "Ville/Quartier" – Immigration et Métropole, du CEETUM (Centre d'études ethniques des universités montréalaises INRS-Urbanisation).

Girard, Gilles, directeur général de Négawatts inc.

Houdeib, Mazen, directeur général du ROMEL (Regroupement des organismes du Montréal-Ethnique pour le logement).

Lefebvre, Jean-François, du GRAME (Groupe de recherche appliquée en macroécologie).

Legault, Joël, agent de livraison du programme Inspection énergétique Énerguide de l'AEÉ.

Messier, Martin, A., président de l'APQ (Association des propriétaires d'immeubles du Québec).

Plourde, Cécile, présidente de la région Montréal pour la FADOQ (Fédération de l'Âge d'or du Québec) – Mouvement des Aînés.

Paquin, Gilles-André, président et responsable du comité énergie pour la CACQ (Coalition des associations des consommateurs du Québec (dont Option consommateurs)).

Tremblay, Carole, coordonnatrice pour le RCLALQ (Regroupement des comités logement et associations de locataires du Québec)

La première rencontre de comité de travail a eu lieu mercredi le 17 décembre 2003. Elle sera suivie de quatre autres rencontres à déterminer d'ici mai 2004.

- 6.2** Veuillez spécifier la nature, la date présumée de mise en œuvre, l'ampleur, les gains énergétiques ainsi que les coûts anticipés du projet pilote prévu.

Réponse:

Un seul projet pilote est prévu à ce jour, soit celui sur l'approche communautaire pour lequel le Distributeur et Négawatts Production inc. ont conclu une entente. L'objectif de ce pilote est d'évaluer l'applicabilité d'une approche communautaire en milieu urbain, puisqu'elle a été appliquée par Négawatts en milieu rural et dans un quartier homogène de banlieue. Ce projet pilote évalué à 400k\$ est conditionnel à l'approbation du budget 2004. Il y est prévu 1 600 participants dans un quartier représentatif d'un milieu urbain de la région de Québec.

Durant la première année, Négawatts animera la communauté et effectuera des visites, à raison de deux par ménage; la première pour effectuer le relevé de la consommation énergétique et la seconde pour présenter au client son diagnostic énergétique et lui adresser des recommandations. Durant la deuxième année (après une saison de chauffe), une validation des mesures implantées par les participants sera réalisée.

Le bilan énergétique se fera avec le questionnaire et le traitement des données du Diagnostic énergétique personnalisé (DEP) pour la clientèle résidentielle du Distributeur. Il y aura un groupe contrôle ou témoin de caractéristiques comparables de 1 600 répondants qui auront complété le DEP par Internet ou par la poste. Les résultats des deux groupes seront analysés et comparés sur la base des économies d'énergie réalisées et des tests financiers et économiques reconnus par la Régie. L'état d'avancement sera présenté à la Régie lors des demandes d'approbation budgétaire 2005 et 2006.

6.3 Veuillez détailler les « *canaux de communication oraux* », outre les concours, promotions et conseils à la radio.

Réponse:

Le plan d'action 2004 n'est pas encore définitivement arrêté. Voici la liste des canaux "oraux" prévus à ce jour :

- Participation à 10 – 12 grands Salons de l'habitation à travers a province
- Colloques, congrès, galas, ateliers avec partenaires et associations (CMEQ-partenaires, Détaillants-partenaires, constructeurs, APCHQ, ACQ, APECQ, AEÉ, OEÉ, OTPQ, OAQ, organismes oeuvrant auprès des consommateurs), divers concours avec partenaires.
- Des vitrines en entreprise pour aborder le client résidentiel dans son milieu de travail.

7. Référence : Pièce HQD-1, document 1, pages 8 à 10

Préambule :

En ce qui a trait aux modifications apportées au programme Promotion des thermostats électroniques, une aide financière additionnelle de 45 \$ pour le 5^{ième} thermostat et de 10 \$ pour les 6 et 7^{ième} thermostat s'ajoute pour compenser les frais d'installation. Ce soutien financier pour l'installation des thermostats est conditionnel à ce que les thermostats soient installés par un membre de la Corporation des maîtres électriciens du Québec (CMEQ).

Demande :

- 7.1** Veuillez spécifier si une accréditation spécifique des membres de la CMEQ est prévue dans le cadre de ce programme. Si oui, veuillez fournir les coûts qui y sont associés pour le Distributeur.

Réponse:

Non, aucune accréditation spécifique n'est prévue des membres de la CMEQ dans le cadre de ce programme, et conséquemment, aucun coût du programme n'y est associé pour le Distributeur. Tous les maîtres électriciens membres de la CMEQ sont habilités de par la loi à installer des thermostats.

8. Référence : Pièce HQD-1, document 1, pages 9 et 10

Préambule :

« Considérant que c'est le propriétaire qui prend la décision du remplacement des thermostats et qu'elle s'appliquera à plusieurs logements, le Distributeur propose de permettre le cumul du remplacement de plusieurs thermostats dans un même immeuble selon les modalités suivantes : soit 90 \$ pour l'achat et l'installation du 5^{ième} thermostat, et 20 \$ pour l'achat et l'installation de chaque thermostat supplémentaire, sans limite de nombre. »

Demandes :

- 8.1** Veuillez préciser si le Distributeur a envisagé la possibilité que les propriétaires, ayant un parc immobilier de plusieurs édifices multi logements, regroupent l'ensemble des achats de thermostats de remplacement afin de profiter de l'aide financière de 20 \$ pour chaque thermostat supplémentaire et ce, à compter du 6^{ième} thermostat. Veuillez élaborer sur la stratégie du Distributeur à cet égard.

Réponse:

Le Distributeur ne préconise pas un tel regroupement. Par mesure de contrôle de l'aide financière attribuée aux propriétaires, chaque immeuble doit faire l'objet d'une demande de soutien financier auprès du Distributeur.

- 8.2** Veuillez préciser si l'aide financière se distingue par son attribution à un propriétaire unique ou à une entité juridique distincte mais faisant affaires sous une dénomination sociale commune.

Réponse:

Une telle distinction n'est pas effectuée pour attribuer une aide financière.

- 9. Référence :** Pièce HQD-1, document 1, page 48

Demande :

- 9.1** Veuillez préciser les raisons justifiant le budget de 0,4 M\$ en 2006 comparativement à 4,2 M\$ en 2005 pour le remplacement des thermostats dans le marché résidentiel existant, compte tenu du report prévu de certaines activités de ce programme et de l'ajout des modalités relatives aux édifices multi logements.

Réponse:

Une aide financière pour les multi-logements et les résidences unifamiliales est attribuée seulement pour les années 2004 et 2005. Le fait qu'aucune aide financière ne soit pas donnée en 2006 explique donc la baisse budgétaire de 2005 à 2006. La promotion vise à instaurer chez les clients la tendance à remplacer la majeure partie de leurs thermostats plutôt que quelques-uns. Ce choix pourra être réévalué en fonction des résultats du programme. Le budget de 0,4 M\$ en 2006 permettra principalement d'initier des activités de sensibilisation.

- 10. Références :** i) Pièce HQD-1, document 1, pages 13, 41 et 48
ii) Dossier R-3473-2001, pièce HQD-2, document 6, pages 13 et 14
iii) Dossier R-3473-2001, pièce HQD-1, document 1, page 51

Préambule :

À la suite de la décision D-2003-110, le Distributeur propose de modifier les modalités de son programme Initiatives énergétiques – Bâtiments d'Hydro-Québec afin que seulement ses bâtiments soient admissibles à une aide financière. Le programme vise l'amélioration de la performance énergétique de 66 bâtiments et son budget pour 2003-2006 est de 2,3 M\$ constants de 2003.

Le programme initial présenté dans le cadre du dossier R-3473-2001 visait l'amélioration de la performance énergétique de 84 bâtiments et son budget pour 2003-2006 était de 2,4 M\$ constants de 2002. Le Distributeur précisait que le coût moyen prévu des travaux par bâtiment était de 28 500 \$ et que les économies d'énergie visées se chiffraient à 12 GWh, soit une économie moyenne de 143 000 kWh par bâtiment.

Demandes :

- 10.1** Veuillez expliquer la réduction du budget 2003-2006 d'environ 4 % (2,3 versus 2,4 M\$) compte tenu que le nombre de bâtiments visé est réduit d'environ 21 % (66 versus 84 bâtiments). Veuillez concilier votre réponse avec le coût moyen prévu des travaux par bâtiment de 28 500 \$.

Réponse:

Le Distributeur compte maintenir l'objectif pour ce programme et souhaite conserver le même budget pour ce faire, ce qui signifie que plus de mesures par bâtiments seront implantées.

- 10.2** À la page 13 de son document, le Distributeur mentionne qu'il compte sensibiliser les autres divisions d'Hydro-Québec à initier des projets d'efficacité énergétique. Veuillez indiquer le montant prévu pour cette activité seulement. Veuillez également préciser si ce montant est inclus dans le poste budgétaire du programme Initiatives énergétiques – Bâtiments d'Hydro-Québec ou bien dans le poste budgétaire Tronc commun.

Réponse:

Aucun budget spécifique n'est prévu pour cette activité. La sensibilisation auprès des autres divisions d'Hydro-Québec sera effectuée dans le cadre des activités régulières du Distributeur.

- 10.3** Veuillez fournir l'impact énergétique en 2004, 2005 et 2006 (en GWh implantés) des modifications apportées au programme. Veuillez concilier votre réponse avec l'économie d'énergie moyenne de 143 000 kWh par bâtiment ainsi qu'avec l'objectif de rénovation de 66 bâtiments.

Réponse:

Tel que mentionné dans la preuve du présent dossier (voir p. 13, HQD-1, Document 1), l'impact énergétique des ajustements apportés au programme est à déterminer. Voir la réponse du Distributeur à la question 1.3 pour la date du dépôt de cette information.

- 11. Références :** i) Décision D-2003-110, pages 38 et 39
ii) Pièce HQD-1, document 1, pages 20 et 22

Préambule :

Dans la décision D-2003-110 :

« [...] la Régie encourage fortement le Distributeur à envisager et établir rapidement les partenariats nécessaires à la réalisation de son plan. [...] »

Cependant, les relations établies doivent aller au-delà de la simple collaboration entre un client et ses fournisseurs. »

Le Distributeur répond à la demande de la Régie en la référant au tableau de l'annexe B qui résume la nature et l'état d'avancement des partenariats pour chacun des programmes et activités du PGEÉ.

Par ailleurs, le Distributeur précise que : « *Sur l'horizon du PGEÉ 2003-2006, l'ensemble des ajustements précédents génèrent un impact sur les prévisions budgétaires du Distributeur de + 14 M\$ (de 109 à 123 M\$), de + 8 M\$ (de 113 à 121 M\$) pour les clients participants et, d'une baisse de près de 2 M\$ pour les partenaires (de 12 à 10 M\$).* »

Demande :

- 11.1** Veuillez expliquer la baisse de près de 2 M\$ de la contribution des partenaires compte tenu de l'élargissement de la liste des nouveaux partenaires.

Réponse:

La baisse des contributions des partenaires de près de 2 M\$ s'explique par la nouvelle prévision des budgets d'opération de l'AEÉ suite au budget provincial de juin 2003. Lorsqu'on répartit cette baisse de près de 2 M\$ entre leurs trois programmes pour lesquels le Distributeur a signé avec l'AEÉ une entente de partenariat, c'est plutôt une réduction de 1,4 M\$ de 2003 à 2006 qui se dégage comparativement à ce qui avait été présenté dans R-3473-2001, HQD-1, document 1, page 49. Cette diminution de 1,4 M\$ se ventile comme suit :

Programmes	Contributions de l'AEÉ en M\$ 2003-2006		
	R-3519-2003	R-3473-2001	Écart
Novoclimat	2,4	1,7	+0,7
Inspection énergétique Énerguide	6,5	7,9	-1,4
Ménages à budget modeste	1,3	2,0	-0,7
Total	10,3	11,6	-1,4

En ce qui aux autres partenaires énumérés à l'annexe B (pages 43 à 45), ils interviennent surtout dans le partage de connaissance et d'expertise ou dans la commercialisation et la publicité, et de telles contributions ne sont pas, actuellement, quantifiées ou quantifiables.

- 12. Références :** i) D-2003-110, 5 juin 2003, pages 40 et 41
ii) Pièce HQD-1, document 1, pages 20, 22 et 48

Préambule :

Dans la décision D-2003-110, la Régie demande au Distributeur de présenter les résultats du PGEÉ « *lors de chacune des demandes annuelles d'approbation budgétaire* », selon les grilles de suivi modifiées conformément aux exigences de la Régie.

Dans la section relative à l'état de la situation du budget 2003, le Distributeur annonce qu'il réalisera le suivi détaillé des résultats de ses dépenses de l'année 2003 lors de sa demande d'approbation du budget 2005, mais présente l'estimation actuelle des dépenses en 2003 au second tableau de l'annexe C. Cette estimation totale se chiffre à 12,4 M\$ sur les 14,9 M\$ autorisés dans la décision D-2003-110.

Par ailleurs, le Distributeur soumet son budget pour l'année 2004, pour chacun de ses programmes ou activités, par poste budgétaire, conformément à cette même décision.

Enfin, à l'annexe C, le Distributeur présente une révision du budget 2003-2006 de son PGEÉ, sur une base annuelle.

Demandes :

- 12.1** Compte tenu du report de certaines activités prévues en 2003 vers 2004, veuillez justifier et ventiler les sommes en cause.

Réponse:

Le tableau suivant présente le report de sommes prévues en 2003 vers 2004 et les raisons de ce report.

Programme/activité	Report (M\$)	Explication
Initiative CI	0,3	Une priorisation des activités a été effectuée pour assurer l'accès aux clients dès le début de 2004 à des outils permettant de présenter leurs projets.
Initiative énergétique – marché PMI	0,3	Une priorisation des activités a été effectuée pour assurer l'accès aux clients dès le début de 2004 à des outils permettant de présenter leurs projets.
Aide à la décision PMI	0,4	Une priorisation des activités a été effectuée pour assurer l'accès aux clients dès le début de 2004 à des outils permettant de présenter leurs projets.
RDDE	0,5	Délai dans la définition précise de l'activité et des partenariats avec d'autres organismes de R&D.
Communication	1,1	Les activités de communication sont retardées en raison du report du lancement de programmes prévus de 2003 à 2004.

- 12.2** Tel que demandé dans la décision D-2003-110, veuillez déposer le suivi détaillé, à ce jour, des résultats et des sommes dépensées en 2003, tenant compte de la fraction d'année non complétée par une projection. Veuillez notamment spécifier l'état d'avancement des programmes en développement.

Réponse:

Le suivi détaillé présenté porte essentiellement sur l'état des dépenses 2003. Sur l'ensemble des programmes du PGEÉ, seuls les programmes de l'AEÉ ont été déployés sur une période suffisamment longue en 2003 pour présenter des résultats significatifs. Par ailleurs, l'évaluation de ces programmes n'a pas encore été effectuée de façon à présenter un suivi correspondant aux exigences de la Régie dans la décision D-2003-110 en terme de corrections des effets de distorsion. Celle-ci sera réalisée en même temps que la première évaluation des résultats de 2004.

Les résultats de ces programmes sont donc présentés en termes de participation.

Novoclimat – volet unifamilial (avec chauffage des locaux principalement électrique):

Selon les résultats et l'estimation de l'AEÉ au 12 décembre 2003, 117 maisons unifamiliales et 194 maisons usinées ont été certifiées, pour un total 311 en 2003.

Service d'Inspection énergétique (avec chauffage des locaux principalement électrique):

Selon les résultats et l'estimation de l'AEÉ au 12 décembre 2003, 1 268 inspections de maisons chauffées principalement à l'électricité ont été réalisées, ce qui représentent 70% de l'ensemble des maisons inspectées toutes sources d'énergie confondues. Les gains énergétiques attendus sont basés sur l'hypothèse que des travaux seront réalisés sur 40,5% des maisons inspectées.

Ménages à budget modeste (avec chauffage des locaux principalement électrique):

- Janvier à juin 2003: 1200 visites de ménages avec l'électricité pour principale source de chauffage ont eu lieu. Elles représentent 76% de l'ensemble des ménages visités, toutes sources d'énergie confondues pour le chauffage.
- D'octobre à décembre 2003 (estimé): 1 522 visites de ménages avec l'électricité comme principale source de chauffage seront

réalisées. Elles représentent 82% de l'ensemble des visites estimées.

Le diagnostic énergétique personnalisé est en ligne depuis fin octobre et sa promotion s'est limitée aux employés d'Hydro-Québec pour assurer un rodage du progiciel avant d'en faire une promotion générale. À ce jour, près de 3000 questionnaires ont été complétés mais le délai nécessaire pour permettre l'implantation des mesures proposées et le coût qu'exigerait l'évaluation des résultats sur un faible échantillon ne permettent pas de présenter de kWh économisés.

L'identification des mesures applicables dans les bâtiments d'Hydro-Québec Distribution est en cours. Un programme de sensibilisation auprès des employés occupants et des comités énergie sont en développement.

Les programmes offerts aux Grandes industries, le sont depuis octobre 2003. Tous les autres programmes seront lancés en 2004. Dans ce contexte, le Distributeur propose d'effectuer un premier suivi des résultats lors de la demande budgétaire 2005 selon le cycle proposé à la page 27 de HQD-1, document 1.

Les tableaux suivants présentent une estimation annuelle des dépenses en 2003 de même que l'estimation faite dans HQD-1, Document 1 en octobre 2003. En exerçant un contrôle des coûts et en priorisant les activités nécessaires auxancements, on constate un écart favorable par rapport à l'estimation faite en octobre de 2,8 M\$. Les principaux écarts se situent au niveau de la gestion et du développement.

- Le coût, pour la gestion des programmes Initiatives procédés grandes industries et Démonstration et sensibilisation s'est avéré moins élevé que prévu de 800k\$. En phase de démarrage, une optimisation des ressources a pu être faite à ce niveau.
- Une partie du développement du diagnostic énergétique petits bâtiments G aura à être complétée en début 2004 expliquant l'écart de 230k\$ en développement dans ce programme. Le Distributeur propose de ne pas modifier la demande budgétaire de 2004 pour intégrer ce report compte tenu du faible montant sur l'ensemble du budget 2004.
- Certaines activités de développement des outils pour le programme Aide à la décision PMI ne sont pas nécessaires pour le moment. Étant donné la complexité et la variabilité des projets dans ce marché il est préférable de se donner une période d'au moins un an avec les outils actuellement développés et

d'apporter les ajustements en fonction des cas vécus. L'écart de 350k\$ est donc reporté en 2005 et 2006 de façon à pouvoir apporter ces ajustements si requis.

- L'écart résiduel de 1,4 M\$ sera également reporté aux années 2005 et 2006. Cet écart se situe presque entièrement en aide financière et en commercialisation. Ce report nous donnera si requis la possibilité d'intervenir à ces deux niveaux selon l'état d'avancement des résultats et des modifications requises aux modalités ou à la stratégie de promotion des programmes.
- Voir le suivi détaillé à l'annexe 1

Le tableau suivant brosse un portrait de l'avancement des programmes en développement

Programmes	État d'avancement	Date de lancement prévu
Résidentiel		
Diagnostic résidentiel	<p>Le développement du volet Internet est complété et est en ligne depuis le 30 octobre 2003 et actuellement en période de rodage auprès des employés d'Hydro-Québec.</p> <p>Le développement du volet papier est également complété. La phase de test est en cours.</p> <p>Les négociations d'ententes avec les manufacturiers d'appareils économiseurs et détaillants qui vendent ces appareils sont en cours. Ces ententes portent sur les différents partenariats permettant de promouvoir le diagnostic et les différents produits</p>	Février 2004
Thermostats existants	La stratégie de commercialisation, les modalités du programme et les processus de remboursement sont développés. L'entente avec la CMEQ est ratifiée. Un appel d'offre est en cours et un contrat sera conclu sous peu avec une firme externe de gestion des remboursements.	Février 2004
Thermostat nouvelle construction	La stratégie de commercialisation et les modalités du programme sont finalisées. Les négociations sont en cours pour signer sous peu un entente avec les associations de constructeurs du Québec (e.g. APCHQ, ACQ, APECQ, etc.). Un appel d'offres est en cours et un contrat sera conclu dans les premiers mois de 2004 avec des constructeurs afin de promouvoir l'installation de thermostats électroniques dans les constructions neuves. Les modalités et les processus de remboursement sont développés et seront gérés par la firme externe sélectionnée pour la gestion des remboursements.	Février 2004

Programmes	État d'avancement	Date de lancement prévu
Minuterie de piscine	Des ententes sont en cours de négociation avec les détaillants, notamment les détaillants de piscines, sur les meilleures stratégies de promotion pour l'offre du rabais.	Avril 2004
Novoclimat avec l'agence	Opérationnel	
Inspection énergétique plus avec l'agence	Opérationnel	
Ménage à budget modeste avec l'agence Habitations à loyer modiques	<p>Opérationnel</p> <p>Discussion avec la SHQ et la Ville de Montréal sur certaines approches. Le développement se poursuivra en 2004</p>	Pilotes en 2004

Programmes	État d'avancement	Date de lancement prévu
Commercial et institutionnel		
Diagnostic Petit G	Le développement est presque complété. Un pilote de l'outil est prévu en janvier 2004 afin de vérifier la conformité de l'outil par certains clients sélectionnés.	mars 2004
Initiatives énergétiques bâtiment G, M et L et initiatives énergétiques PMI	L'annonce du programme a été faite lors de la semaine de l'énergie au début novembre. Près de 1 000 clients et prescripteurs ont été rencontrés au cours des mois de novembre et décembre. Dès janvier, les encadrements, le support et les guides donnant les instructions aux participants seront disponibles sur Internet et tout sera en place pour accepter les premiers projets.	Janvier 2004
Éclairage public	Pour la mise en marché, des guides techniques et argumentaires pour la clientèle sont présentement en cours de rédaction. De plus, la formation est en voie de préparation.	Avril 2004 lors du Salon de l'éclairage.
Bâtiment Hydro-Québec		Janvier 2004

Programmes	État d'avancement	Date de lancement prévu
Petites et moyennes entreprises		
Aide à la décision PMI	Des documents d'information et des outils de calculs techniques ont été développés sur les systèmes de pompage, ventilation et compression (SPVC) et sur les moteurs. Ces documents seront mis en forme électronique et rendus disponibles lors de la mise en onde du site Internet en janvier 2004.	Janvier 2004
Grandes industries		
Démonstration et sensibilisation grandes industries	Opérationnel	
Initiatives procédés grandes industries	Opérationnel	

- 13. Références :** i) D-2003-110, 5 juin 2003, page 40
ii) Pièce HQD-1, document 1, pages 24 à 27

Préambule :

En (i), la Régie demandait au Distributeur d'identifier « *pour fins de présentation à la Régie lors de sa prochaine demande d'approbation budgétaire, les points critiques où des actions correctives devraient être entreprises si les résultats obtenus n'étaient pas à la hauteur des objectifs fixés.* »

Par ailleurs, en (ii), le Distributeur indique que «*Si l'analyse de ces indicateurs relevés dans les six premiers mois de 2004 indique une tendance défavorable, le Distributeur pourrait apporter des ajustements pour corriger la situation d'ici la fin de 2004. Ces ajustements ou mesures correctives seraient présentés à la Régie lors de la demande d'approbation budgétaire 2005 du PGEÉ.* » Les tableaux des pages 26 et 27 ne présentent aucun point critique ou indicateur quantifié.

Demande :

- 13.1** Veuillez quantifier les balises et points critiques demandés par la Régie dans sa décision D-2003-110, pour chacun des programmes mis en œuvre.

Réponse:

Le tableau suivant présente les points critiques pour chacun des programmes, la date où ces points critiques se présentent et la quantification des balises à l'intérieur desquelles l'atteinte des objectifs est en bonne voie.

Marché	Programme	Points critique	Dates critiques	Balises
Résidentiel	DÉP	<ul style="list-style-type: none"> Taux de notoriété du diagnostic (Internet et papier) Taux de participation des clients PPFi (présentation et paiement de la facture par Internet) Intentions auprès des participants d'implanter les mesures recommandées (Internet et papier) Intentions de participation 	Avril 2004 Avril 2004 Mai 2004 Avril 2004	3-5% 4-6% 28% 2-4%
Résidentiel	Promotion des thermostats - marché existant	<ul style="list-style-type: none"> Taux de notoriété du programme Intérêt des clients face à l'installation des thermostats par les maîtres électriciens Intentions d'achat dans le marché potentiel 	Mai 2004 Mai 2004 Août 2004	3-5% 20-30% 2-3%
Résidentiel	Promotion des thermostats – nouvelle construction	<ul style="list-style-type: none"> Notoriété du programme auprès des constructeurs Constructeurs ayant fait parvenir au moins une demande via les électriciens 	Mai 2004 Mai 2004	70% 50
Résidentiel	Minuterie de piscine	<ul style="list-style-type: none"> chaînes de détaillants de piscines qui offrent le rabais 	Mai 2004	2
Résidentiel	Novoclimat – volet Unifamilial, avec l'AEÉ	<ul style="list-style-type: none"> Nombre de maisons certifiées TAE Nombre de maisons usinées TAE Notoriété du programme 	31 mars 2004 31 mars 2004 Mars 2004	20-30 maisons 50-75 maisons usinées % à préciser avec l'AEÉ en janvier 2004
Résidentiel	Novoclimat – volet Logement, avec l'AEÉ	<ul style="list-style-type: none"> Nombre de logements certifiés 	Juin 2004	À préciser (selon la décision de la Régie)
Résidentiel	Inspection énergétique Plus avec l'AEÉ	<ul style="list-style-type: none"> Inspections réalisées chez clients TAE Notoriété du programme 	31 mars 2004 Mars 2004	1400-2100 inspections % à préciser avec l'AEÉ en janvier 2004
Résidentiel	Ménage à budget modeste avec l'AEÉ	<ul style="list-style-type: none"> Nombre de visites réalisées chez TAE Taux de satisfaction 	31 mars 2004 Mars 2004	1300-1640 visites réalisées % à préciser avec l'AEÉ en janvier 2004
Résidentiel	Habitation à loyer modique	<ul style="list-style-type: none"> Ententes signées pour projets de rénovation 	Août 2004	2

Marché	Programme	Points critiques	Dates critiques	Balises
CI	Diagnostic petits bâtiments G	<ul style="list-style-type: none"> Taux de notoriété 	Juin 2004	1-2 %
CI	Initiatives énergétiques – Bâtiments G, M et L	<ul style="list-style-type: none"> Nombre de propositions reçues Satisfaction des clients via les prescripteurs Taux de participation des prescripteurs Délai de réalisation des projets après approbation de la proposition 	Juin 2004	240-320 propositions 7,3/10 25-50 firmes NA en juin 2004
CI	Éclairage public	<ul style="list-style-type: none"> Intention de participation des 10 grandes villes du Québec 	Juin 2004	3-4
CI	Bâtiment Hydro-Québec	<ul style="list-style-type: none"> Nb des bâtiments pour lesquels les projets d'implantation de mesures ont été élaborées 	Juin 2004	15-20
PMI	Initiatives énergétiques et aide à la décision – marchés PMI	<ul style="list-style-type: none"> Taux de satisfaction des clients via la force commerciale du Distributeur Taux de participation prévue via la force commerciale et technique du Distributeur Taux de fréquentation du site Internet Taux d'utilisation des outils disponibles sur le site 	Juin 2004	7,3/10 84-110 propositions entrées 400-700 clics 200-350 téléchargements
GE	Démonstration et sensibilisation grandes industries	<ul style="list-style-type: none"> Nombre de propositions approuvées Taux de satisfaction de la clientèle 	Juin 2004	2 7,5/10
GE	Initiatives procédés grandes industries	<ul style="list-style-type: none"> Nombre de propositions approuvées Taux de satisfaction de la clientèle 	Juin 2004	5 7,5/10

III - AUTRES AJUSTEMENTS PROPOSÉS PAR LE DISTRIBUTEUR

- 14. Références :** i) Pièce HQD-1, document 1, page 15
 ii) Dossier R-3473-2001, pièce HQD-1, document 1, page 51

Préambule :

Dans le cadre du programme DÉP – clientèle résidentielle :

« [...] le Distributeur compte apporter un support plus important que prévu dans l'accompagnement direct des clients qui auraient rempli le questionnaire, par l'entremise, entre autres, du centre d'appels. De plus, en cours de développement, le Distributeur a révisé les coûts d'adaptation de cet outil afin qu'il reflète le plus adéquatement possible

les caractéristiques spécifiques de la clientèle québécoise, notamment celles de la clientèle au tarif DT. »

L'impact budgétaire en 2004 de ces ajustements est un ajout de 1,1 M\$ aux 2,4 M\$ prévus l'an dernier.

Demandes :

- 14.1** Veuillez expliquer le « *support plus important* » en termes, par exemple, de modification du type de support, d'augmentation de temps de traitement ou d'augmentation de la participation au programme.

Réponse:

Le système informatique du centre d'appels doit être modifié pour permettre que, lorsque les clients appellent, les employés du Distributeur aient immédiatement accès aux réponses du questionnaire et aux recommandations découlant du diagnostic énergétique personnalisé (DEP). Cette modification permettra ainsi à l'équipe du Centre d'appels de donner davantage de support aux clients.

- 14.2** Veuillez justifier que les deux modifications décrites au préambule engendrent une augmentation de près de 50 % du budget initialement prévu pour 2004.

Réponse:

Les modifications au système informatique du Centre d'appels telles que mentionnées dans la réponse précédente de même que l'adaptation à la clientèle DT du logiciel DEP ont pour objectif de permettre à toute la clientèle résidentielle de recevoir un support mieux adapté. Ce support accru permettra de favoriser l'atteinte de l'objectif d'économies d'énergie prévu pour ce programme.

- 15. Référence :** Pièce HQD-1, document 1, pages 16 et 17

Préambule :

« Enfin, l'aide financière du volet Feux de circulation du programme Éclairage public a été bonifiée, passant de 25 \$ à 50 \$ par luminaire, à la suite d'une meilleure évaluation des coûts d'achat, d'installation et d'entretien des luminaires. Cette bonification de l'aide financière favorisera l'atteinte de l'objectif d'économies d'énergie pour ce programme. »

Demandes :

- 15.1** Veuillez expliquer pourquoi il faudrait doubler l'aide financière afin d'atteindre l'objectif d'économies d'énergie initialement prévu, notamment en produisant la meilleure évaluation disponible des coûts d'achat, d'installation et d'entretien des luminaires.

Réponse:

Dans l'analyse initiale du programme Éclairage public (R-3473-2001), le Distributeur n'était pas en mesure d'évaluer avec précision les investissements requis des clients, i.e. les coûts d'achat, d'installation et d'entretien des luminaires. Suite à des recherches plus approfondies, le Distributeur est actuellement en mesure d'évaluer ces coûts, et ils sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Type de luminaire	Coût d'achat (\$ /luminaire)	Coût d'installation (\$ /luminaire)	Coût d'entretien (\$/an)
DEL			
Feu rouge (300 mm)	95	30	0
Feu vert (300 mm)	210	30	0
Flèche rouge (300 mm)	232	30	0
Feu jaune (300 mm)	120	30	0
Flèche verte (300 mm)	160	30	0
Incandescent			
Feu rouge (300 mm)	5	20	17
Feu vert (300 mm)	5	20	14
Flèche rouge (300 mm)	5	20	14
Feu jaune (300 mm)	5	20	N/A
Flèche verte (300 mm)	5	20	14

En se basant sur ces coûts et le fait qu'un retour moyen sur l'investissement des clients doit avoisiner 3 à 4 ans, il faut augmenter l'aide de façon à atteindre l'objectif d'économies d'énergie du programme. Avec 25\$ d'aide, la PRI se situe entre 6,66 et 4,25 ans selon le type de luminaire. Pour une aide de 50 \$, la PRI se situe entre 3,57 et 3,12 ans.

15.2 Veuillez préciser si ce programme vise seulement les luminaires existants ou s'il vise également les nouveaux luminaires.

Réponse:

Le programme vise les feux existants ainsi que les nouveaux.

16. Référence : Pièce HQD-1, document 1, pages 18 à 20

Préambule :

Dans le tableau présenté à la section 3 de son document et portant sur les impacts des autres éléments de la décision D-2003-110, le Distributeur spécifie que le budget associé à un certain nombre de sujets ou d'éléments s'inscrit dans le volet *Planification et conception* du budget 2004.

Demande :

- 16.1** Veuillez, s'il y a lieu, détailler le budget supplémentaire associé à ces autres éléments et spécifier à quel poste budgétaire se rattache ce budget.

Réponse:

Aucun budget supplémentaire n'est nécessaire. Pour les budgets supplémentaires, voir la réponse à la question 2.1.

- 17. Références :** i) Pièce HQD-1, document 1, page 39
ii) Dossier R-3473-2001, pièce HQD-2, document 5, page 14

Préambule :

Le Distributeur indique que le volet unifamilial du programme Novoclimat avec l'Agence de l'efficacité énergétique (AEÉ) prévoit la certification d'environ 3 000 maisons générant des économies de 14 GWh, tandis que dans le dossier R-3473-2001, il prévoyait la certification de 2 037 maisons générant également des économies de 14 GWh.

Demande :

- 17.1** Veuillez expliquer pourquoi les économies d'énergie prévues dans le cadre du volet unifamilial demeurent à 14 GWh, alors que le nombre de maisons certifiées passerait de 2 037 à 3 000.

Réponse:

À la pièce HQD-1, document 1, page 39, le Distributeur aurait dû indiquer "la certification d'environ 2000 résidences" et non de 3 000. Ceci correspond à un arrondissement des 2 037 maisons antérieurement prévues et présentées dans le Dossier R-3473-2001, pièce HQD-2, document 5, page 14.

- 18. Références :** i) Pièce HQD-1, document 1, pages 14 et 39
ii) Dossier R-3473-2001, pièce HQD-2, document 5, page 15

Préambule :

L'AEÉ et le Distributeur proposent l'ajout d'un volet touchant les logements sociaux et communautaires au programme Novoclimat. Ce nouveau volet serait offert à tous les projets de construction de logements sociaux au Québec et viserait la certification de 3 000 logements sociaux.

Par ailleurs, dans le dossier R-3473-2001, le Distributeur indiquait au sujet du programme Novoclimat que : « *Un plan d'évaluation et de suivi sera établi conjointement par l'AEÉ et Hydro-Québec Distribution.* »

Demandes :

- 18.1** Veuillez expliquer comment a été établi l'objectif de 3 000 logements sociaux.

Réponse:

Cet objectif a été établi de concert avec l'AEÉ en considérant qu'une quantité importante de logements sociaux sont prévus être construits au cours des prochaines années. En 2002, la Société d'habitation du Québec (SHQ) prévoyait la construction de 13 000 logements sociaux au cours des prochaines années au Québec dans le cadre de ses programmes *Logement abordable Québec* et *AccèsLogis* dont 6 500 à Montréal. Bien que seule Montréal ait participé à l'élaboration du projet, l'AEÉ anticipe que d'autres villes pourraient manifester leur intérêt.

Il faut aussi mentionner que même si l'aide financière proposée par le Distributeur ne vise que le volet logements sociaux et communautaires et que les efforts prévus à court terme par l'AEÉ soient axés sur ce volet, des demandes de certification de logements non sociaux pourraient être aussi acceptées. Tout comme pour l'unifamiliale, le Distributeur supporterait la certification de ces logements non sociaux, sans toutefois accorder d'aide financière à l'implantation des mesures, et ils contribueraient aux objectifs du programme.

- 18.2** Veuillez identifier les risques et les enjeux associés au nouveau volet du programme Novoclimat.

Réponse:

Le principal risque et enjeu est associé à l'incertitude quant à la participation des clients de ce volet du programme. Ces clients sont les organismes admissibles aux programmes *Logement abordable Québec* (volet social et communautaire) et *AccèsLogis* de la SHQ.

Il s'agit de coopératives d'habitation (COOP), d'organismes sans but lucratif, de sociétés acheteuses à but non lucratif reconnues par la SHQ et d'offices d'habitation. Ces organismes doivent offrir à leurs locataires des logements abordables dont le loyer est inférieur au loyer médian du marché. Ils doivent donc composer avec un budget qui les oblige à un contrôle serré des coûts de projet. Or ces coûts ont augmenté récemment en raison notamment du niveau d'activité important dans l'immobilier et de la hausse des coûts du bois d'œuvre. L'aide financière proposée par le Distributeur ne couvre pas la totalité des surcoûts de construction associés au concept Novoclimat, ce qui obligera l'organisme participant à assumer un coût additionnel par rapport à une construction standard.

Il est à noter que la ville de Montréal propose de bonifier, sur son territoire, l'aide financière du Distributeur de façon à la doubler. De cette manière, environ 40% des surcoûts de construction seraient subventionnés à Montréal.

- 18.3** Veuillez indiquer si le plan d'évaluation et de suivi du programme Novoclimat est maintenant disponible. Si oui, veuillez le déposer. Si non, veuillez indiquer à quelle date il sera disponible.

Réponse:

Le Distributeur et l'AEÉ se sont donné jusqu'au 31 mars 2004 pour établir conjointement le contenu et l'échéancier du plan d'évaluation et de suivi du volet "Unifamiliale" de ce programme. Pour ce qui est du suivi, l'AEÉ fournit mensuellement le nombre de maisons certifiées Novoclimat, selon la source principale d'énergie pour le chauffage par entrepreneur. À partir du 1^{er} janvier 2004, ce suivi sera réalisé sur la base de l'adresse de chacune de ces maisons.

Le plan d'évaluation sera déposé, tel qu'exigé dans la décision D-2003-110 à la page 40, dans le cadre du suivi administratif, au terme de la première année complète d'opération du PGEÉ donc lors de la demande d'approbation budgétaire de l'année 2005.

Enfin, en ce qui a trait au plan d'évaluation et de suivi du volet Logements sociaux et communautaires, il sera élaboré lorsque la Régie aura rendu une décision favorable au projet, le cas échéant.

- 19. Référence :** Pièce HQD-1, document 1, pages 39 et 48

Préambule :

Le Distributeur indique, à la page 39 : « *Pour 2003-2006, soutien financier de 2,0 M\$ et de 0,8 M\$ au programme Novoclimat de l'AEÉ pour, respectivement, les volets unifamilial et logement social et communautaire.* » Selon ces informations, le budget total 2003-2006 pour ce programme serait de 2,8 M\$.

Le budget total du programme Novoclimat, présenté à la page 48, est de 3,9 M\$.

Demande :

- 19.1** Veuillez concilier les informations de la page 39 avec celles de la page 48.

Réponse:

Une erreur s'est glissée à la page 39 de HQD-1, Document 1 qui devrait se lire comme suit : " *Pour 2003-2006, soutien financier de 2,0 M\$ et de 1,9 M\$ au programme Novoclimat de l'AEÉ pour, respectivement, les volets unifamilial et logement social et*

communautaire. » Ainsi, selon ces informations, le budget total 2003-2006 pour ce programme serait de 3,9 M\$, réparti annuellement tel que présenté au tableau de la page 48.

- 20. Références :** i) Dossier R-3473-2001, pièce HQD-2, document 5, page 12
ii) Pièce HQD-1, document 1, page 39

Préambule :

Dans le cadre du programme Inspection énergétique Énergide de l'AEÉ, le Distributeur prévoyait, l'an passé, réaliser 31 500 inspections, dont 14 175 conduiraient à des travaux, générant des économies d'énergie de 48 GWh. Il précisait que l'économie moyenne était de 3 375 kWh par client.

Le Distributeur a révisé l'objectif de ce programme. Il prévoit réaliser environ 30 000 inspections, dont 12 000 conduiront à des travaux, générant des économies d'énergie de 44 GWh. L'économie moyenne calculée à partir de ces informations serait de 3 677 kWh.

Demande :

- 20.1** Veuillez expliquer l'augmentation de l'économie d'énergie moyenne. Veuillez déposer les données et sources d'information à l'appui de votre explication.

Réponse:

Le Distributeur et l'AEÉ n'ont pas modifié l'économie moyenne. Le Distributeur réfère la Régie à la pièce HQD-3, Document 1.1, révisé 2003-01-29, page 35 de 81 du dossier R-3473-2001, où il avait indiqué que le gain unitaire moyen par participant réalisant des travaux dans le cadre de ce programme était de 3 750 kWh par année. Les prévisions présentées à la pièce HQD-1, document 1, page 39, sont des arrondissements des données suivantes, soit

	2003	2004	2005	2006	Total	Total des-arrondis
Nombre d'inspections	1 324	7 000	10 501	10 501	29 326	30 000
Nombre de travaux réalisés	536	2 835	4 235	4 253	11 877	12 000
GWh ajoutés par année	2	10	16	16	44	44
Total des GWh implantés	2	12	28	44	44	44

- 21. Références :** i) Pièce HQD-1, document 1, pages 16 et 17
 ii) Dossier R-3473-2001, pièce HQD-1, document 1, page 51

Préambule :

En ce qui concerne le programme Initiatives énergétiques – marché PMI, le Distributeur évalue que des efforts accrus pour la force de vente, au niveau de la validation, la prospection, le support et l'encadrement de projets d'efficacité énergétique auront un impact budgétaire en 2004 de 0,7 M\$ à la hausse, par rapport aux 1,7 M\$ prévus l'an dernier.

Demande :

21.1 Veuillez expliquer et décrire les efforts accrus décrits au préambule.

Réponse:

Il est important de noter que du 0,7 M\$, seulement 0,4 M\$ est associé à la force de vente. Quant au montant résiduel, des explications sont données à la réponse de la question 12.1.

Les efforts accrus pour la force de vente comprennent les activités suivantes :

- cibler et approcher les clients potentiels, et leur expliquer les modalités du programme;
- donner des conseils techniques aux clients pour qu'ils préparent et présentent adéquatement leurs projets afin de maximiser leur chances de succès; et,
- à la fin des travaux, visiter les sites ayant été choisis aléatoirement pour s'assurer que les travaux réalisés sont conformes aux travaux initialement prévus et approuvés.

En somme, le Distributeur désire accompagner les clients tout au long du processus de développement de leurs projets afin de s'assurer une participation importante au programme et, ainsi, que l'objectif d'économies d'énergie de 49 GWh du programme soit atteint.

21.2 Veuillez justifier que ces efforts accrus engendrent une augmentation de plus de 40 % du budget initialement prévu pour 2004.

Réponse:

L'impact n'est pas de plus de 40 % mais plutôt de 29 % car, tel que mentionné dans la réponse 21.1, les efforts accrus pour la force de vente totalisent 0,4 M\$ en 2004.

Cet ajustement consiste à susciter l'intérêt des clients pour l'efficacité énergétique et à encadrer davantage les clients dans le développement, la mise en œuvre et le suivi de projets d'efficacité énergétique. Le coût de ces efforts n'étant pas initialement prévu, des sommes additionnelles ont dû être ajoutées au budget du programme.

IV - COÛTS ÉVITÉS DE L'ÉLECTRICITÉ

22. Référence : Pièce HQD-1, document 1, page 30

Préambule :

« D'un point de vue méthodologique, le Distributeur établit dorénavant les coûts évités de fourniture et transport pour le moyen et long terme (post 2004), sur la base de la valeur économique découlant de l'appel d'offres de 2002 pour les premiers contrats d'approvisionnement.

L'indicateur de coût repose dorénavant sur l'anticipation des prix de marché pour les contrats de long terme associés au processus d'appels d'offres, sans égard aux types d'équipements ou d'installation proposés par les promoteurs. Cet indicateur de coût reflète les prix de marché qui permettent de satisfaire sur une base ferme, les besoins additionnels du Distributeur pour les livraisons de base et cyclables. Afin de prendre en compte tous les facteurs qui peuvent influencer le coût des prochains approvisionnements (e.g. prix du gaz, taille des centrales, besoins à satisfaire), le Distributeur situe l'intervalle de coûts évités entre 5,7 et 6,5 ¢/kWh. »

Demandes :

22.1 Veuillez préciser l'expression : « la valeur économique découlant de l'appel d'offres de 2002 ». Veuillez spécifier si ladite valeur économique correspond à l'intervalle de coûts évités évalué par le Distributeur entre 5,7 et 6,5 ¢/kWh.

Réponse:

Par valeur économique le distributeur réfère à la transformation en annuité croissante (ou « real levelized cost ») du coût de l'ensemble des moyens de production retenus pour rendre les services exigés par l'appel d'offres 2002. Cette méthode permet de représenter un coût annuel d'usage unitaire indexé à l'inflation, facile à transposer dans le temps. Cette valeur économique correspond à l'intervalle de coûts défini de 5,7 à 6,5 ¢/kWh.

22.2 Veuillez expliquer le calcul de l'intervalle de coûts évités.

Réponse:

L'intervalle de coûts défini de 5,7 à 6,5 ¢/kWh représente une fourchette de coûts englobant l'évaluation économique des combinaisons d'offres parmi les plus compétitives reçues dans le cadre de l'appel d'offres de 2002.

Pour définir les limites inférieure et supérieure de cette évaluation le Distributeur s'est basé sur des analyses de sensibilité. Celles présentées dans le cadre du dossier R-3515-2003 (voir la pièce HQD-2, Document 3, annexe 6, en liasse présentée dans le cadre de cette cause) ont permis de déterminer la borne supérieure. La borne inférieure est quant à elle atteinte en utilisant un scénario bas de prix de gaz.

22.3 Veuillez expliquer l'affirmation suivante et définir les termes soulignés : « *Cet indicateur de coût reflète les prix de marché qui permettent de satisfaire sur une base ferme, les besoins additionnels du Distributeur pour les livraisons de base et cyclables ».*

Réponse:

Prix de marché : Selon le Dictionnaire de la comptabilité et de la gestion financière¹, la notion de prix de marché est définie comme suit : « Valeur résultant, pour un bien ou un service donné, de la confrontation de l'offre et de la demande sur un marché donné, et dans des conditions normales de concurrence. »

Le Distributeur ajoute que le marché auquel il se réfère est celui des contrats d'approvisionnements de long terme en électricité. Il

¹ Ménard Louis, Arsenault Murielle, Joly Jean-François; Dictionnaire de la comptabilité et de la gestion financière, Institut Canadien des Comptables Agréés, Ordre des experts comptables – France, 1994. – Basé sur le Dictionnaire de la comptabilité et des disciplines connexes (1982).

existe en Amérique du Nord plusieurs promoteurs se spécialisant dans la mise en place et l'exploitation de centrales en mesure de répondre à un appel d'offres de long terme, tel celui lancé en 2002, ce qui permet de conclure qu'il existe des « conditions normales de concurrence ».

Base ferme : Compte tenu de l'obligation de servir d'Hydro-Québec Distribution, les contrats de long terme doivent comporter des engagements et garanties de manière à ce que les quantités d'électricité prévues aux contrats soient livrées par les fournisseurs. Les prix obtenus reflètent le haut niveau de qualité de service exigé et non pas ceux qui découleraient d'un achat d'électricité interruptible ou d'un taux de pénétration incertain découlant d'un programme commercial.

Livraisons de base et cyclables : Les livraisons en base et cyclables sont définies dans le document d'appel d'offres A/O 2002-01 (section 2.1 du document).

Dans les définitions fournies aux soumissionnaires, Hydro-Québec Distribution soulignait entre autres que les livraisons en base sont caractérisées par une puissance contractuelle garantie et une quantité d'énergie livrée également garantie. Le facteur d'utilisation est défini par le soumissionnaire mais ne peut être inférieur à 80%.

Dans le cas des livraisons cyclables, la puissance est également garantie par le soumissionnaire, mais le facteur d'utilisation peut varier d'une journée à l'autre en fonction de l'évolution des besoins du Distributeur. Ce dernier établit les programmes de livraison selon des délais très courts.

L'expression, dans son ensemble signifie donc que l'indicateur utilisé reflète le prix auquel le marché est en mesure de fournir des approvisionnements en électricité garantis à long terme, incluant un service en base et un service cyclable.

22.4 Veuillez expliquer comment sont pris en compte les livraisons cyclables dans le calcul des coûts évités. Veuillez présenter les calculs effectués.

Réponse:

Toutes les combinaisons évaluées pour les fins de l'établissement de la fourchette de coûts évités incluent des livraisons cyclables. Conformément aux méthodes utilisées dans le cadre de l'évaluation des soumissions reçues lors de l'appel d'offres de février 2002, l'estimation des coûts évités s'appuie sur le coût de combinaisons qui incluent 750 MW de livraisons de base et 300 MW de livraisons cyclables, dont le facteur

d'utilisation est présumé égal à 50%. Pour un complément d'information, voir la réponse à la question 22.2.

Par ailleurs, même si les estimations de coûts évités incluent 300 MW de livraisons cyclables, il n'est pas certain que ce type de produit puisse être évité par les programmes d'efficacité énergétique. En effet, tel qu'a soulevé le témoin d'Hydro-Québec Distribution dans le dossier R-3515-2003 (NS, 24 juillet 2003, vol 5, pages 40-42), « c'est probablement difficile d'éviter le produit cyclable sur une grande échelle puisqu'il est basé sur le fait qu'il y a toujours des fluctuations de la charge quotidienne ».

23. Référence : Pièce HQD-1, document 1, pages 30 et 31

Préambule :

« Le signal utilisé pour les analyses économiques et financière est de 6,1 ¢/kWh (qui est le point médian). Ce coût est indexé à l'inflation pour le long terme [...] »

De plus, tel que déjà présenté à la page 6 de la pièce HQD-2-Document 3, R-3473-2001, au niveau de la structure, le coût global pour alimenter l'ensemble des besoins, n'est pas différencié selon la pointe d'hiver, mais plutôt selon la structure des prix prévalant sur les marchés limitrophes, soit des heures en pointe pour tous les jours ouvrables de l'année de 7h00 à 23h00 et des heures hors pointe pour le reste des heures de l'année. L'écart de coût prévu entre les heures de pointe et les heures hors pointe est de l'ordre de 1 ¢/kWh. »

Demandes :

23.1 Veuillez fournir le taux d'inflation de long terme utilisé pour indexer le coût de 6,1 ¢/kWh.

Réponse:

Le taux d'inflation de long terme utilisé pour indexer le coût évité est de 2,1%.

23.2 La Régie doit-elle comprendre de la preuve telle que relatée que le signal utilisé pour les analyses économiques et financière de 6,1 ¢/kWh varie, selon les heures de pointe et les heures hors pointe, entre 5,6 ¢/kWh et 6,6 ¢/kWh afin de refléter la structure de prix prévalant sur les marchés limitrophes? Veuillez expliquer.

Réponse:

Oui. Voir la réponse à 23.4 pour plus d'explications.

23.3 Veuillez donner les raisons justifiant que les heures de pointe définies dans le présent dossier correspondent aux heures, pour tous les jours ouvrables de l'année, de 7h00 à 23h00, alors qu'elles étaient de 6h00 à

22h00 dans le dossier R-3473-2001. Veuillez également expliquer en quoi la définition de la pointe de 7h00 à 23h00 est plus représentative des coûts du Distributeur qu'une pointe de 6h00 à 22h00.

Réponse:

Le réseau de New York utilise une définition de la pointe de 6 heure à 22 heure en se référant à la notion de *hour beginning* (heure commençant à...)

Le réseau de la Nouvelle Angleterre utilise une définition de la pointe de 7 heure à 23 heure en se référant à la notion de *hour ending* (heure se terminant à...)

Concrètement, dans les deux cas, il s'agit des mêmes périodes visées. La référence utilisée dans le dossier R-3473-2001 était celle utilisée en Nouvelle Angleterre alors que celle de New York a été utilisée dans le document en référence.

23.4 Veuillez démontrer que l'écart entre les heures de pointe et les heures hors pointe est de 1 ¢/kWh sur les marchés limitrophes. Veuillez fournir tous les calculs, les références utiles et déposer les données utilisées.

Réponse:

Basé sur les observations de 2002 sur les marchés de New York et de la Nouvelle Angleterre, la différence de prix entre la période de pointe (les heures de jour, pendant la semaine), telle que définie et la période hors-pointe (les heures de nuit et heures de jour pendant la fin de semaine) s'établit entre 1,5 et 2 ¢/kWh. Les données sont disponibles sur les sites internet des réseaux mentionnés.

Le tableau qui suit compare les prix en temps réel, pointe et hors-pointe, dans les marchés de New-York et de la Nouvelle-Angleterre, pour l'année 2002.

Prix de marché (temps réel)	New York	Nouvelle Angleterre
Prix en pointe (\$US)	3,5 ¢/kWh	4,1 ¢/kWh
Prix hors-pointe (\$US)	2,5 ¢/kWh	3,0 ¢/kWh
Différence (\$US)	1,0 ¢/kWh	1,1 ¢/kWh
Différence (\$ Can)*	1,6 ¢/kWh	1,8 ¢/kWh

* La conversion est réalisée avec le taux de change moyen en vigueur en 2002, soit 1,57.

Par ailleurs, compte tenu du profil de charge observé et de la faible différence entre la demande en pointe et la demande hors-pointe, le recours aux transactions de marché ne devrait pas être

systematique. Le plus souvent, les variations de charge pourront être gérées par les autres moyens à la disposition du Distributeur comme la gestion des bâtonnets et l'utilisation du service cyclable. En conséquence, il ne devrait pas y avoir une différence importante entre le coût d'alimentation en pointe et hors-pointe.

La position retenue est donc mitoyenne. Elle consiste à imputer une différence de 1¢/kWh entre les deux périodes.

Il faut également noter que le niveau global de coûts évités ne s'en trouverait pas abaissé ou rehaussé si une différence plus petite ou plus grande était adoptée. De plus pour l'essentiel des usages pris en compte dans le PGEE , et pour toutes les catégories de clients, la consommation se répartit presque également entre les heures de pointe et les heures hors pointe.

24. Référence : Pièce HQD-1, document 1, page 30

Préambule :

« [...] le coût global pour alimenter l'ensemble des besoins, n'est pas différencié selon la pointe d'hiver, mais plutôt selon la structure des prix prévalant sur les marchés limitrophes [...] »

Demandes :

24.1 Veuillez déposer le graphique 4.3.1 (page 25) de l'État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2002-2011 du Distributeur, en date du 31 octobre 2003.

Réponse:

Voir la réponse à l'annexe 2.

24.2 Compte tenu que le Distributeur aura des besoins en puissance plus élevés dès l'hiver 2008, veuillez justifier le bien-fondé de modifier la structure de coûts évités afin de refléter la structure de prix prévalant sur les marchés limitrophes.

Réponse:

En 2008, l'année citée par la Régie de l'énergie dans sa question, la pointe des besoins non-patrimoniaux du mois de janvier dépasse celle des mois d'été d'environ 35 MW. Or, pour satisfaire ces besoins additionnels d'hiver, Hydro-Québec Distribution pourrait entre autres compter sur la puissance additionnelle de 40 MW mise à la disposition par TransCanada Energy (TCE) dans le contrat relié à la centrale de Bécancour.

Pour les années suivantes, Hydro-Québec Distribution comptera sur des approvisionnements similaires acquis sur le marché de

court terme ou auprès des fournisseurs de service en base sélectionnés au terme d'appels d'offres de long terme, (incluant les appels d'offres découlant du bloc d'énergie de 800 MW produite à partir de la cogénération). Ainsi, en 2011, Hydro-Québec Distribution devra disposer de 290 MW, en approvisionnements d'hiver seulement. Compte tenu de ce qui est déjà sécurisé avec la signature du contrat de TCE, il faudra aller chercher 250 MW additionnels. Il devrait être facile de trouver ce type d'approvisionnement à un prix unitaire comparable aux livraisons annuelles puisque la technologie de production la plus répandue actuellement dans le Nord-est de l'Amérique est en mesure de produire plus de puissance par temps froid. Une autre indication de la disponibilité de ce type de service l'hiver à un coût raisonnable est le prix de vente de la puissance d'hiver sur les marchés limitrophes, significativement plus faible que le prix d'été.

- 25. Références :** i) Pièce HQD-1, document 1, page 31
ii) Dossier R-3473-2001, pièce HQD-3, document 1.1, page 18

Préambule :

« Une première estimation de ces profils avait été présentée en réponse à une question de la Régie (référence : HQD-3, Document 1.1, page 18 de 81, R-3473-2001). Les profils révisés et utilisés dans la mise à jour des tests économiques et financiers sont présentés ci-dessous.

Clients au tarif D : 51 % de la consommation est en pointe

Clients au tarif G : 53 % de la consommation est en pointe

Clients au tarif M : 52 % de la consommation est en pointe

Clients au tarif L : 50 % de la consommation est en pointe. »

Dans le dossier R-3473-2001, 57 % de la consommation des clients au tarif D est en pointe.

Demande :

- 25.1** Veuillez expliquer la diminution de la consommation en pointe des clients au tarif D par rapport à l'estimation préliminaire de ces profils présentée dans le cadre du dossier R-3473-2001.

Réponse:

L'estimation des profils présentés dans le dossier R-3473-2001 était basée sur un cas type de client domestique. La révision présentée dans le cadre de la présente cause est basée sur le profil de consommation des clients D pour l'année 2001 .

- 26. Référence :** Pièce HQD-1, document 1, page 32

Préambule :

« Les coûts évités de transport associés à l'intégration de la charge locale sont de l'ordre de 9 \$/kW-an. »

Demande :

26.1 Veuillez présenter le calcul permettant d'obtenir cette valeur.

Réponse:

Les coûts évités de transport associés à l'intégration de la charge locale sont obtenus en effectuant le rapport entre les investissements planifiés par le Transporteur afin d'alimenter la croissance de la charge locale prévue par le Distributeur et l'augmentation correspondante de la demande en puissance de la charge locale.

Le calcul couvre un horizon de 10 ans soit de 2003 à 2012.

La prévision de la croissance de la demande d'électricité utilisée est la plus récente disponible pour le Transporteur lors de la préparation de la demande R-3504-2002 soit celle d'avril 2002 (voir tableau 1). Les investissements associés à la croissance de la charge locale sont issus de la planification du Transporteur en lien avec le demande R-3504-2002.(Voir tableau 2).

Les paramètres économiques utilisés sont ceux en vigueur pour le Transporteur et pour le Distributeur. Le coût unitaire global d'investissement (\$/KW) est calculé à partir des paramètres du Transporteur, alors que le coût annuel d'usage (\$/KW-an) est obtenu à partir de ceux du Distributeur.

Tableau 1 : Prévision de la croissance en puissance pour la charge locale

Année	Charge locale du distributeur (MW)	Croissance (MW)
2003	32801	507
2004	33249	448
2005	34003	744
2006	34518	515
2007	34786	268
2008	35084	298
2009	35403	319
2010	35720	317

2011	35996	276
2012	36318	322
Actualisés 2003		3274

Source : Prévion de la charge du Distributeur, pointe d'hiver – Révision d'avril 2002

Tableau 2 : Investissements reliés à la charge locale (M\$ courants)

Année	Croissance charge locale
2003	48,7
2004	98,2
2005	93,7
2006	51,1
2007	55,2
2008	105,3
2009	43,1
2010	44,6
2011	6,0
2012	6,0
Actualisés 2003	441,5

Source : Planification du Transporteur

Tableau 3 : Paramètres économiques

	HQT	HQD
Taux d'actualisation nominal	8,08 %	7,06 %
Taux d'inflation (Long terme)	2,10 %	2,10 %
Taux d'actualisation réel	5,86 %	4,86 %
Taxe sur le capital (% sur la durée de vie utile)	6,10 %	n. a.
Vie utile des investissements	40 ans	n.a.

Le calcul du coût évité doit prendre en compte la taxe sur le capital et les coûts d'exploitation et d'entretien pour obtenir un coût annuel d'usage tel que présenté ci-après.

Coûts évités – Transport – Intégration de la charge locale

Calcul du coût unitaire

• Calcul du coût unitaire en divisant les investissements actualisés par les MW actualisés	134.9 \$/kW
• Ajout de la taxe sur le capital	8.2 \$/kW
• Ajout des frais annuels d'exploitation et d'entretien ²	26,1 \$/kW
Total coût unitaire	169,1 \$/kW

Coût annuel d'usage (annuité croissante calculée sur 40 ans) **9,22\$/kW/an**

**Exemple de calcul du coût unitaire total par catégorie tarifaire et par usage
Chauffage des espaces du secteur résidentiel (Tarif D) année 2003**

<i>Exemple</i>	FU	30.85 %	Taux de Pertes	4,94 % ³	
<i>Énergie par kWh</i>			E	Énergie	E = 2 702.5 kWh/kW
$E = P * 8760 * FU$			P	Puissance (1 KW)	
			8760	Nb d'heures par année	
			FU	Facteur de charge	
<i>Coût par kWh</i>			Coût/kWh	Coût unitaire par kWh	
$Cout_{kwh} = \frac{Cout_{kw}}{E / Kw} * F_{PD}$			Coût/kW	Coût unitaire par kW	Coût =
			E/kW	Énergie par kW	0,36 ¢/kWh
			F PD	Facteur de pertes distribution	

2 Les coûts d'entretien annuels représentent environ 1,54 % du montant total de l'investissement ce qui représente un taux de 18,2 % sur les montants actualisés.

3 Du point de vue du Distributeur chaque kW livré au client doit être majoré des pertes de distribution. Les pertes moyennes de distribution pour un client au résidentiel sont de l'ordre de 4,94 %

27. Référence : Pièce HQD-1, document 1, page 33

Préambule :

« Les coûts évités de distribution sont de l'ordre de 7,6 \$/kW-an (annuité croissante à l'inflation). »

Demande :

27.1 Veuillez présenter le calcul permettant d'obtenir cette valeur.

Réponse:

À la pièce HQD-1, Document 1, page 33, le coût évité de distribution aurait dû se lire «7,3 \$/kW-an» .

Les coûts évités de distribution associés à l'intégration de la charge sur le réseau de distribution sont obtenus en effectuant le rapport entre les investissements reliés à la croissance de la charge du Distributeur et l'augmentation de la demande en puissance.

Les données utilisées couvrent un horizon de 15 ans soit de 2003 à 2017.

La prévision de la croissance de la demande utilisée est celle de la pointe hivernale en puissance (Revue d'avril 2000) jusqu'en 2010 sur le Réseau de distribution. Pour les années suivantes, l'hypothèse retenue est la stabilité de la croissance (Voir tableau 1).

Les données d'investissements retenues concernent essentiellement les équipements sur les tronçons principaux (25 kV). Elles ont comme source, le budget 2003 pour l'année 2003 et la planification long terme pour les années 2004-2006 (Voir tableau 2). Au delà de 2006 les investissements sont projetés à l'inflation tenant compte de l'évolution anticipée du niveau de la croissance de la demande, gardant ainsi le niveau d'investissement unitaire constant sur l'horizon d'analyse.

Les paramètres économiques utilisés sont ceux en vigueur pour le Distributeur tels que présentés à la réponse à la question 26.1. Le taux utilisé pour la taxe sur le capital est de 5,64% en lien avec la durée de vie moyenne des équipements de distribution évaluée à 30 ans.

Tableau 1: Prév́ision de la croissance en puissance retenue (MW)

Année	Demande	Croissance
2003	24 412	492
2004	24 615	203
2005	24 873	258
2006	25 154	281
2007	25 407	253
2008	26 638	231
2009	25 851	213
2010	26 073	221
2011	26 294	221
2012	26 515	221
2013	26 736	221
2014	26 957	221
2015	21 178	221
2016	27 399	221
2017	27 620	221
Actualisés 2003		2796

Tableau 2: Plan d'investissements (M\$ courants)

Année	Investissements
2003	30,9
2004	16,9
2005	21,4
2006	23,3
2007	23,8
2008	24,3
2009	24,8
2010	25,3
2011	25,9
2012	26,4
2013	30,0
2014	27,5
2015	28,1
2016	28,7
2017	29,3
Actualisés 2003	243,4

La méthodologie de calcul est présentée au tableau de la page suivante :

Comme pour le transport (intégration de la charge locale), le calcul du coût évité de distribution doit prendre en compte la taxe sur le capital et les coûts d'exploitation et d'entretien pour obtenir un coût annuel d'usage tel que présenté ci-après.

Coûts évités – Volet distribution – Méthodologie de calcul des coûts marginaux

Calcul du coût unitaire

• Calcul du coût unitaire en divisant les investissements actualisés par les MW actualisés	87.0 \$/kW
• Ajout de la taxe sur le capital	4.95 \$/kW
• Ajout des frais annuels d'exploitation et d'entretien ⁴	27.5 \$/kW
Total coût unitaire	119.5 \$/kW

Coût annuel d'usage (annuité croissante calculée sur 30 ans) **7.29\$/kW/an**

Exemple de calcul du coût unitaire total par catégorie tarifaire et par usage

Chauffage des espaces du secteur résidentiel (Tarif D) année 2003

Exemple	FU	30.85 %	Fact. Pertes	4,94 % ⁵	
Énergie par kWh			E	Énergie	E =2702.5 kWh/kW
$E = P * 8760 * FU$			P	Puissance	
			8760	Nb d'heures par année	
			FU	Facteur de charge	Coût =
					0,28 ¢/kWh
Coût par kWh			Coût/kWh	Coût unitaire par kWh	
$Coût_{kWh} = \frac{Coût_{kW}}{E / kW} * F_{PD}$			Coût/kW	Coût unitaire par kW	
			E/kW	Énergie par kW	
			F PD	Facteur de pertes distribution	

⁴ Les coûts d'entretien annuels représentent environ 1,92 % du montant total de l'investissement ce qui représente un taux de 29,9 % sur les montants actualisés.

⁵ Du point de vue du Distributeur chaque kW livré au client doit être majoré des pertes de distribution. Les pertes moyennes de distribution pour un client au résidentiel sont de l'ordre de 4,94 %

28. Référence : Décision D-2003-110, page 35

Préambule :

« [...] la Régie demande au Distributeur de fournir, lors de la présentation de sa nouvelle méthodologie établissant les coûts évités, non pas uniquement les changements au niveau de l'impact tarifaire, mais également les résultats du test CTR pour chacun des programmes de même que des explications sur les mesures pouvant être ajoutées au PGEÉ à la suite de l'adoption éventuelle de cette nouvelle méthodologie de coûts [...] »

Demande :

28.1 Veuillez présenter la liste des mesures pouvant être ajoutées au PGEÉ à la suite de l'adoption de cette nouvelle méthodologie de coûts évités. Veuillez fournir les résultats du CTR pour ces mesures et commenter.

Réponse:

Étant donné que le Distributeur n'a apporté depuis les audiences de mars dernier (R-3473-2001), aucun changement à l'évaluation du potentiel technico-économique, tel que mentionné dans sa lettre à la Régie du 8 décembre dernier, et qu'il effectuera ces travaux d'ici l'été 2004 (pièce HQD-1, Document 1, page 20 de 53), la liste des mesures pouvant être ajoutées au PGEÉ à la suite de l'adoption de cette nouvelle méthodologie de coûts évités, est pour l'instant la même que celle déposée dans le dossier R-3473-2001 (les nouvelles mesures, ou mesures additionnelles, se retrouvent dans HQD-7, Document 1).

D'autre part, le Distributeur partage la même opinion que la Régie à l'effet que "Même si l'évaluation du potentiel technico-économique constitue une donnée théorique importante, elle n'a toutefois, dans le présent dossier, qu'une pertinence relative" (page 35 de 44 de la D-2003-110 du 5 juin 2003). En effet, puisque l'évaluation du potentiel est basée généralement sur des cas types, la réalité économique de l'application d'une mesure par un client peut souvent générer un gain unitaire différent de ce qui a été retenu dans le potentiel, et par conséquent, un coût unitaire également différent.

Ainsi, tel que l'a mentionné le témoin du Distributeur lors des audiences de mars dernier (R-3473-2001), cette augmentation de potentiel technico-économique ne change en rien la composition du PGEÉ actuel, dont la plupart des programmes sont très englobants. Il citait alors à l'appui les programmes de Diagnostics énergétiques personnalisés et d'Initiatives énergétiques, par le biais desquels certains clients pourraient implanter des mesures d'économies d'énergie dont le coût unitaire serait supérieur au coût évité du Distributeur pour l'usage concerné.

Le Distributeur rappelle aussi à la Régie que les programmes du présent PGEÉ ont été élaborés en respectant des principes et un processus d'élaboration (R-3473-2001, HQD-1, Document 1 , pages 26 à 28 de 65), et que le test du CTR ne s'applique qu'à des programmes d'économies d'énergie ou à un ensemble de programmes, tel le PGEÉ, et non mesure par mesure.

V – COMPTE DE FRAIS REPORTÉS

29. Référence : Pièce HQD-1, document 1, page 2

Préambule :

Le Distributeur demande à la Régie de lui permettre de comptabiliser, à même le compte de frais reportés, l'ensemble des dépenses effectuées dans le cadre du budget 2004.

Demande :

29.1 Veuillez préciser si la période d'amortissement du solde du compte de frais reportés est toujours de cinq ans et si la méthode d'amortissement est toujours linéaire, tel que prévu dans le cadre du dossier R-3473-2001.

Réponse:

Le solde du compte de frais reportés est toujours amorti sur une période de 5 ans selon la méthode linéaire.

ANNEXE 1 – QUESTION 12.2

TABLEAU II : RÉPARTITION DU BUDGET PRÉVU ET LES DÉPENSES RÉALISÉES POUR L'ANNÉE 2003
Pour les douze mois terminés le 31-12-2003 (réel au 30-11-2003 + projection décembre)

Programmes	Budget (en million de \$)						Dépenses (en million de \$)					
	Développement outils et formation	Gestion	Aide financière	Commercialisation	Suivi et évaluation	TOTAL	Développement outils et formation	Gestion	Aide financière	Commercialisation	Suivi et évaluation	TOTAL
Programmes du marché résidentiel												
Diagnostic résidentiel	2,28	0,16	0,00	0,16	0,00	2,60	2,25	0,12	0,00	0,13	0,00	2,50
Thermostat marché existant	0,06	0,00	0,02	0,16	0,00	0,23	0,06	0,00	0,00	0,13	0,00	0,19
Thermostat marché nouvelle construction	0,11	0,00	0,00	0,02	0,00	0,12	0,05	0,00	0,00	0,01	0,00	0,06
Minuteries de piscine	0,06	0,00	0,00	0,01	0,00	0,07	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12
Novoclimat avec l'AEÉ	0,03	0,00	0,53	0,00	0,00	0,56	0,04	0,00	0,31	0,00	0,00	0,35
Inspection énergétique Plus avec l'AEÉ	0,06	0,00	0,37	0,00	0,00	0,43	0,03	0,00	0,25	0,00	0,00	0,28
Ménage à budget modeste avec l'AEÉ	0,03	0,00	0,49	0,00	0,00	0,52	0,03	0,00	0,41	0,00	0,00	0,44
Habitation à loyer modique	0,06	0,00	0,05	0,00	0,00	0,11	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
Sous-total	2,70	0,16	1,45	0,34	0,00	4,65	2,60	0,12	0,97	0,27	0,00	3,96
Programmes du marché commercial et institutionnel												
Diagnostic petits bâtiments G	1,02	0,02	0,00	0,00	0,00	1,04	0,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,79
Initiatives énergétiques bâtiments G, M et L	0,65	0,00	0,00	0,36	0,00	1,01	0,85	0,01	0,00	0,05	0,00	0,91
Éclairage public	0,13	0,05	0,00	0,00	0,00	0,18	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20
Bâtiments Hydro-Québec	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sous-total	1,79	0,08	0,00	0,36	0,00	2,23	1,84	0,01	0,00	0,05	0,00	1,90
Programme du marché petites et moyennes entreprises												
Aide à la décision PMI	0,92	0,02	0,00	0,05	0,00	1,00	0,57	0,00	0,00	0,01	0,00	0,58
Initiatives PMI	0,55	0,15	0,00	0,00	0,00	0,70	0,61	0,01	0,00	0,02	0,00	0,63
Sous-total	1,48	0,17	0,00	0,05	0,00	1,70	1,18	0,01	0,00	0,02	0,00	1,21
Programme grandes industries												
Démonstration et sensibilisation grandes industries	0,30	0,21	0,22	0,00	0,00	0,725000	0,03	0,10	0,00	0,00	0,00	0,13
Initiatives procédés grandes industries	0,00	0,82	0,00	0,00	0,00	0,824000	0,13	0,13	0,00	0,00	0,00	0,26
Sous-total	0,30	1,03	0,22	0,00	0,00	1,55	0,17	0,23	0,00	0,00	0,00	0,39
Tronc commun												
Planification et conception du PGEE	1,34	0,00	0,00	0,00	0,00	1,34	1,21	0,00	0,00	0,00	0,00	1,21
RDEE	0,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,49	0,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,38
Communication	0,00	0,00	0,00	0,40	0,00	0,40	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	0,36
Système de suivi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02
Sous-total	1,83	0,00	0,00	0,40	0,05	2,29	1,58	0,00	0,00	0,36	0,02	1,97
BUDGET TOTAL DU PLAN	8,10	1,44	1,67	1,15	0,05	12,41	7,37	0,37	0,97	0,71	0,02	9,43

TABEAU III : ÉCARTS ENTRE LE BUDGET PRÉVU ET LES DÉPENSES RÉALISÉES POUR L'ANNÉE 2003
 Pour les douze mois terminés le 31-12-2003 (réel au 30-11-2003 + projection décembre)

Programmes	Écarts (en million de \$)						Écarts (%)					
	Développement outils et formation	Gestion	Aide financière	Commercialisation	Suivi et évaluation	TOTAL	Développement outils et formation	Gestion	Aide financière	Commercialisation	Suivi et évaluation	TOTAL
Programmes du marché résidentiel												
Diagnostic résidentiel	0,03	0,04	0,00	0,03	0,00	0,10	1%	23%	-	13%	-	4%
Thermostat marché existant	0,00	0,00	0,02	0,03	0,00	0,04	-1%	-	100%	13%	-	4%
Thermostat marché nouvelle construction	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	53%	-	-	29%	-	50%
Minuterie de piscine	-0,06	0,00	0,00	0,01	0,00	-0,05	-91%	-	-	0%	-	-73%
Novoclimat avec l'AEÉ	-0,01	0,00	0,22	0,00	0,00	0,21	11%	-	42%	0%	-	37%
Inspection énergétique Plus avec l'AEÉ	0,04	0,00	0,12	0,00	0,00	0,16	57%	-	32%	0%	-	36%
Ménage à budget modeste avec l'AEÉ	0,00	0,00	0,08	0,00	0,00	0,08	7%	-	17%	0%	-	16%
Habitation à loyer modique	0,04	0,00	0,05	0,00	0,00	0,09	68%	-	100%	0%	-	82%
Sous-total	0,10	0,04	0,49	0,07	0,00	0,70	4%	23%	34%	21%	-	15%
Programmes du marché commercial et institutionnel												
Diagnostic petits bâtiments G	0,23	0,02	0,00	0,00	0,00	0,25	22%	91%	-	-	-	24%
Initiatives énergétiques bâtiments G, M et L	-0,20	-0,01	0,00	0,31	0,00	0,10	-31%	-	-	85%	-	10%
Éclairage public	-0,07	0,05	0,00	0,00	0,00	-0,02	-56%	2%	-	-	-	-12%
Bâtiments Hydro-Québec	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-
Sous-total	-0,05	0,07	0,00	0,30	0,00	0,32	-3%	87%	-	85%	-	15%
Programme du marché petites et moyennes entreprises												
Aide à la décision PMI	0,35	0,02	0,00	0,04	0,00	0,42	57%	100%	-	85%	-	42%
Initiatives PMI	-0,06	0,14	0,00	-0,02	0,00	0,06	61%	95%	-	-	-	9%
Sous-total	0,30	0,16	0,00	0,03	0,00	0,48	20%	96%	-	51%	-	29%
Programme grandes industries												
Démonstration et sensibilisation grandes industries	0,27	0,10	0,22	0,00	0,00	0,59	3%	10%	0%	0%	0%	81%
Initiatives procédés grandes industries	-0,13	0,70	0,00	0,00	0,00	0,57	-	85%	0%	0%	0%	69%
Sous-total	0,13	0,80	0,22	0,00	0,00	1,16	45%	78%	100%	-	-	75%
Tronc commun												
Planification et conception du PGEE	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	121%	-	-	-	-	10%
RDEE	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	38%	-	-	-	-	24%
Communication	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00	0,04	-	-	-	10%	-	10%
Système de suivi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03	-	-	-	-	62%	62%
Sous-total	0,25	0,00	0,00	0,04	0,03	0,32	14%	-	-	10%	62%	14%
BUDGET TOTAL DU PLAN	0,73	1,07	0,71	0,44	0,03	2,98	9%	74%	42%	38%	62%	24%

ANNEXE 2 – QUESTION 24.1

Graphique 4.3.1
Puissances mensuelles maximales requises correspondant
aux approvisionnements additionnels
Scénario moyen de demande, à conditions climatiques normales

