

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2004-96

R-3519-2003

13 mai 2004

PRÉSENTS :

Jean-Noël Vallière, B. Sc. (Écon.)

Michel Hardy, B. Sc. A., MBA

François Tanguay

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3708-2009
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 9 DÉC. 2009
Pièces n°: C-11-12

RNCREQ

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante

Décision relative à l'étude des coûts évités de l'électricité

Demande d'approbation du budget 2004 du Plan global d'efficacité énergétique par le distributeur d'électricité

Intervenants :

- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE);
- Société en commandite Gaz Métro (SCGM);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC).

Acronymes

- CTR : coût total en ressources
GES : gaz à effet de serre
kWh : kilowattheure (1 000 Wh)
PGEÉ : Plan global d'efficacité énergétique
TAG : turbine à gaz
TWh : terawattheure (10^{12} Wh)

1. INTRODUCTION

Le 17 octobre 2003, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) demande à la Régie de l'énergie (la Régie) d'approuver le budget 2004 de son PGEÉ 2003-2006, conformément aux exigences de la décision D-2003-110¹.

La Régie identifie les enjeux du dossier et divise l'examen de la demande en deux phases². La phase I porte sur les aspects énergétiques et budgétaires du PGEÉ, le suivi de la décision D-2003-110, les ajustements aux programmes d'économie d'énergie, les coûts évités de l'électricité, la rentabilité des programmes et le compte de frais reportés. La phase II porte, quant à elle, sur l'étude du potentiel technico-économique d'économie d'énergie.

La Régie modifie le calendrier de la phase I en reportant à avril 2004 l'audience relative à l'étude des coûts évités de l'électricité³. Cette audience a lieu les 20 et 21 avril 2004. Le dossier est pris en délibéré le 23 avril 2004.

La Régie tient compte de tous les éléments de la preuve, mais elle choisit de la résumer aux seules fins d'expliquer la manière dont ces éléments sont pris en compte dans sa décision.

Dans la présente décision, la Régie se prononce sur le traitement des coûts évités de l'électricité.

2. PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR

Dans la décision D-2003-110, la Régie demande notamment au Distributeur de présenter sa méthode de calcul des coûts évités⁴. Ces derniers sont utilisés pour tous les tests de rentabilité et pour mesurer l'impact du PGEÉ sur les revenus requis du Distributeur. Ils servent également lors de l'établissement du potentiel technico-économique d'économie d'énergie.

¹ Décision D-2003-110, dossier R-3473-2001, 5 juin 2003.

² Décision D-2003-231, dossier R-3519-2003, 12 décembre 2003.

³ Décision D-2004-33, dossier R-3519-2003, 10 février 2004.

⁴ Décision D-2003-110, dossier R-3473-2001, 5 juin 2003, page 34.

Le Distributeur précise que les coûts évités doivent faire l'objet d'une mise à jour régulière⁵. Il s'engage à les mettre à jour aux fins de l'étude du potentiel technico-économique prévue en phase II. Par la suite, le Distributeur entend examiner la justification d'une mise à jour lors des demandes annuelles d'approbation du budget.

« [...] dans le cadre de l'approbation du budget du Plan global en efficacité énergétique, le Distributeur examinera les coûts évités, examinera si [...] des paramètres majeurs ont changé, qui justifieraient une mise à jour de ces coûts évités-là. L'exemple qu'on pourrait donner, c'est [...] la taxe sur les actifs du nouveau budget du gouvernement provincial, qui aurait, semble-t-il, un impact majeur.

Alors ça pourrait être un élément qui justifierait une mise à jour des coûts évités. Mais ça ne veut pas dire qu'à chaque année, de tels éléments justifieraient la mise à jour. Mais l'exercice sera quand même fait annuellement de se poser la question. »⁶

2.1 COÛTS ÉVITÉS DE FOURNITURE ET DE TRANSPORT

En ce qui concerne 2003 et 2004, le coût de l'électricité patrimoniale (2,79 ¢/kWh) est utilisé comme signal de coûts évités de fourniture, dans la mesure où le volume de consommation prévu est inférieur au plafond de 165 TWh fixé pour l'électricité patrimoniale. Pour ces deux années, le coût évité de transport est fixé à zéro, tenant compte de l'hypothèse où aucun coût supplémentaire n'est requis du Distributeur, pour le transport de l'électricité patrimoniale⁷.

À partir de 2005, le Distributeur établit les coûts évités de fourniture et de transport sur la base de la valeur économique découlant de l'appel d'offres de 2002 pour les premiers contrats d'approvisionnement⁸. De l'avis du Distributeur, 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 (par exemple : le prix du gaz, la taille des centrales ou les besoins à satisfaire), le Distributeur situe l'intervalle de coûts évités entre 5,7 et 6,5 ¢/kWh (\$ 2007)⁹.

⁵ Notes sténographiques (NS), volume 4, 20 avril 2004, pages 15 et 16.

⁶ NS, volume 5, 21 avril 2004, pages 33 et 34.

⁷ Pièce HQD-1, document 1, page 29.

⁸ *Ibid.*

⁹ *Ibid.* à la page 30.

Une analyse de sensibilité, appliquant une diminution et une augmentation du prix du gaz naturel, permet d'établir cette fourchette¹⁰.

Le Distributeur utilise le point médian de cet intervalle, soit 6,1 ¢/kWh, pour évaluer la rentabilité économique et financière du PGEÉ. Selon le Distributeur, ce signal de prix demeure l'indicateur de coût le plus adéquat pour ce genre d'analyse, puisque les programmes sont développés dans une perspective de long terme, qu'ils couvrent plusieurs usages et qu'ils s'adressent à toutes les catégories de clientèle¹¹.

Le coût global 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 de 7 h 00 à 23 h 00 pour les jours ouvrables et des heures hors pointe pour le reste de l'année¹².

Le Distributeur indique avoir observé, en 2002, une différence de prix de l'ordre de 1,5 à 2 ¢/kWh entre les périodes de pointe et hors pointe. Compte tenu qu'il ne compte pas recourir systématiquement aux transactions de marché pour combler les variations de charge, le Distributeur choisit de retenir un montant de 1 ¢/kWh à titre d'écart de coût prévu entre les heures de pointe et les heures hors pointe¹³.

Par la suite, afin de traduire les coûts de fourniture et transport en coût unitaire par usage, le Distributeur détermine la répartition des consommations de pointe et hors pointe des différentes charges¹⁴.

2.2 COÛTS ÉVITÉS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

Le Distributeur traite distinctement les coûts de transport associés à l'intégration de la charge locale. Il explique que ces coûts sont nécessaires pour rencontrer la croissance de sa demande. Les investissements requis concernent essentiellement des renforcements électriques du réseau ou l'augmentation des capacités de transformation des équipements¹⁵.

¹⁰ Pièce HQD-7, document 5, page 2.

¹¹ Pièce HQD-1, document 1, page 30.

¹² *Ibid.*

¹³ Pièce HQD-2, document 1, pages 37 et 38.

¹⁴ Pièce HQD-1, document 1, page 31.

¹⁵ *Ibid.* aux pages 31 et 32.

Les coûts évités de transport représentent le rapport entre les investissements et la croissance de la demande, sur une période de 10 ans. Ils incluent les coûts d'exploitation et d'entretien, les taxes et les pertes, et sont représentés en annuité croissante évoluant au rythme de l'inflation¹⁶.

Les données reliées à ces coûts d'investissement découlent de la *Demande d'autorisation pour acquérir ou construire des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité au cours de l'année 2003*, présentée par Hydro-Québec dans ses activités de transport (TransÉnergie)¹⁷. Les coûts évités de transport associés à l'intégration de la charge locale sont de l'ordre de 9 \$/kW-an et sont modulés en fonction du niveau de tension et du facteur d'utilisation propres à chacun des usages analysés¹⁸.

En appliquant une approche semblable à celle du transport, le Distributeur évalue les coûts évités de distribution à 7,6 \$/kW-an (annuité croissante à l'inflation) et les module en fonction du facteur d'utilisation et du niveau de tension propres à chacun des usages analysés¹⁹.

2.3 AUTRES ÉLÉMENTS DE CALCUL

Selon le Distributeur, rien ne permet, tel que le suggèrent divers intervenants, de conclure à l'existence de coûts additionnels à considérer dans le calcul des coûts évités, en ce qui a trait notamment aux externalités environnementales, aux coûts évités de service à la clientèle, à la réduction des besoins de réserve ainsi qu'aux gains relatifs à la réduction des aléas climatiques²⁰. Le Distributeur rappelle que les coûts évités doivent refléter les coûts réels. Une surévaluation de ces derniers peut entraîner l'octroi d'aides financières non justifiées, produisant ainsi un impact tarifaire à la hausse²¹.

Advenant le cas où la Régie retienne la proposition des intervenants concernant l'utilisation des pertes marginales pour l'usage chauffage, le Distributeur lui suggère de considérer également les pertes marginales pour les autres usages. Le Distributeur soutient toutefois que l'utilisation de pertes marginales ne peut changer significativement les coûts évités²².

¹⁶ Pièce HQD-1, document 1, page 32.

¹⁷ Dossier R-3504-2002.

¹⁸ Pièce HQD-1, document 1, page 32.

¹⁹ *Ibid.* aux pages 32 et 33.

²⁰ NS, volume 5, 21 avril 2004, pages 9 et 17 à 32.

²¹ *Ibid.* aux pages 22 et 23.

²² *Ibid.* à la page 33.

3. POSITION DES INTERVENANTS

Cinq intervenants soumettent une position relative à l'étude des coûts évités de l'électricité. Toutefois, parmi ces intervenants, le RNCREQ, le ROEE et UC (le Regroupement) se réunissent pour recourir aux services d'un expert commun.

3.1 GRAME

Selon le GRAME, le Distributeur sous-estime le coût évité de l'électricité en utilisant le coût de l'électricité patrimoniale comme signal de coût évité de fourniture pour 2003 et 2004²³. L'intervenant suggère d'appliquer dès maintenant le coût résultant des appels d'offres²⁴, en soulignant que le volume d'électricité patrimoniale pourrait être atteint dès 2004²⁵.

L'intervenant mentionne également que la méthodologie utilisée pour calculer le coût évité pour les années 2005 et suivantes ne tient pas compte de tous les facteurs pouvant influencer le coût des nouveaux approvisionnements en énergie²⁶. Pour le GRAME, le coût évité résultant des appels d'offres doit être revu à la hausse²⁷ afin de tenir compte notamment du coût environnemental engendré par l'approvisionnement provenant de sources thermiques. L'intervenant estime que le Distributeur doit à tout le moins prendre en compte les émissions de GES dans ses calculs. Se basant sur une décision de la British Columbia Utility Commission, le GRAME propose d'attribuer une valeur de 0,36 ¢/kWh pour les GES de sorte que le coût évité médian passe de 6,1 à 6,46 ¢/kWh²⁸.

Selon le GRAME, il s'agit des valeurs minimales nécessaires à l'estimation des coûts évités. La valeur estimée des GES, soit 10 \$/tonne de CO₂, est conservatrice puisque les hausses anticipées du prix du gaz naturel et le coût d'opportunité des exportations ne sont pas considérés. L'intervenant estime en outre que les coûts évités, incluant l'ajout de la valeur des GES, doivent être majorés de 20 % afin d'inclure un plus grand nombre de mesures au potentiel technico-économique d'économie d'énergie²⁹.

²³ Pièce GRAME-5, document 1, pages 3 et 4.

²⁴ *Ibid.* à la page 7.

²⁵ *Ibid.* à la page 8.

²⁶ *Ibid.* à la page 4.

²⁷ *Ibid.* à la page 8.

²⁸ *Ibid.* aux pages 10 et 11.

²⁹ *Ibid.* à la page 13.

3.2 S.É./AQLPA

S.É./AQLPA recommande la prudence afin qu'aucune mesure d'économie d'énergie dont les tests seraient positifs tenant compte de coûts évités majorés de 20 % par rapport à l'estimé du Distributeur ne soit rejetée³⁰.

L'intervenant souligne que les coûts évités présentés dans le cadre du présent dossier sont substantiellement différents de ceux présentés lors du dossier R-3473-2001. Il estime que la variation observée est principalement due aux coûts évités de fourniture et de transport³¹.

Pour S.É./AQLPA, ces coûts peuvent encore varier, pour les raisons suivantes :

- deux des trois contrats d'approvisionnement accordés à la suite de l'appel d'offres de 2002 et servant à établir le coût de fourniture et transport concernent des équipements déjà existants. Des soumissions ultérieures basées sur des unités de production hydroélectrique à venir pourraient résulter en un prix plus élevé;
- compte tenu des débats entourant la construction de la centrale du Suroît, l'utilisation du prix de centrales au gaz naturel comme indicateur du coût évité de fourniture et transport à long terme pourrait être caduque;
- le Distributeur sera dans l'obligation de recourir à une série d'appels d'offres à court terme. La méthodologie actuelle du Distributeur ne tient pas compte du prix anticipé de ces approvisionnements³².

L'intervenant fait également des commentaires sur les coûts évités spécifiques à l'usage chauffage des locaux. Il recommande d'abord d'appliquer une augmentation de 3,5 % à toutes les composantes des coûts évités de cet usage afin de considérer que la diminution de la demande chauffage produite par le PGEÉ réduit l'aléa climatique y étant attribuable³³.

Il suggère, par la suite, de modifier le calcul des coûts évités de la charge de chauffage des locaux des tarifs D, G et M pour tenir compte des pertes marginales qui sont de 21,2 % plus élevées que le taux de perte moyen utilisé par le Distributeur. L'utilisation du taux de perte marginal produirait une augmentation des coûts évités de chauffage de l'ordre de 2,2 %³⁴.

³⁰ Pièce SÉ-AQLPA-4, document 1, page 4.

³¹ *Ibid.*

³² *Ibid.* aux pages 5 à 7.

³³ *Ibid.* aux pages 10 et 11.

³⁴ *Ibid.* aux pages 11 et 12.

S.É./AQLPA précise qu'il doit y avoir une différenciation des coûts évités entre la pointe d'hiver et le reste de l'année à partir de 2010. L'intervenant propose d'établir cette différenciation en appliquant aux coûts d'approvisionnements marginaux la méthode d'allocation de coût approuvée par la Régie dans le cadre du dossier R-3477-2001³⁵.

3.3 REGROUPEMENT

L'expert commun du Regroupement juge problématique de baser le niveau général des coûts évités de fourniture et transport de long terme sur les résultats d'un appel d'offres lancé deux ans auparavant.

Les volumes d'énergie ferme acquis par les contrats sont déjà engagés et ne peuvent donc être évités³⁶. Or, selon l'expert, il n'est pas évident que les prix résultant de cet appel d'offres soient une bonne indication des coûts futurs d'approvisionnement, compte tenu notamment de la volatilité des prix du gaz naturel et de la variation des taux de change. L'expert note que le Distributeur n'a présenté aucune méthodologie pour mettre à jour les prix obtenus lors de l'appel d'offres³⁷.

Pour l'expert, l'utilisation des prix résultant de l'appel d'offres de 2002 a pour conséquence implicite de baser les coûts évités sur les coûts d'une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel³⁸. Dans le contexte actuel, il estime que les coûts d'une telle centrale sont l'indicateur le plus approprié pour évaluer les coûts évités de long terme³⁹.

L'expert est cependant d'avis que le coût unitaire moyen résultant de l'appel d'offres de 2002 n'est pas un bon indicateur des coûts d'une centrale à cycle combiné. Il argue que les données sont périmées et qu'il existe peu d'information sur les prix des soumissions thermiques. L'expert questionne en outre le fait de baser ce prix sur la production aux États-Unis⁴⁰.

³⁵ Pièce SÉ-AQLPA-4, document 2, page 6.

³⁶ Témoignage de Philip Raphals, page 13.

³⁷ *Ibid.* à la page 14.

³⁸ *Ibid.* à la page 15.

³⁹ *Ibid.* à la page 16.

⁴⁰ *Ibid.* aux pages 17 et 18.

Une estimation récente du coût unitaire de la centrale du Suroît pourrait servir d'indicateur des coûts évités basés sur cette filière. Si cette estimation ne peut être obtenue, il est nécessaire d'élaborer des coûts génériques d'un projet semblable en utilisant des informations sur les coûts en capital des équipements et des projections du prix du gaz naturel livré au Québec⁴¹.

Pour tenir compte de la volatilité des prix du gaz naturel et en l'absence d'une analyse détaillée dans le contexte québécois, l'expert estime raisonnable de majorer les coûts évités de fourniture de 5 %⁴².

L'expert estime que la différenciation des coûts évités selon la structure de prix prévalant sur les marchés limitrophes est une approche compréhensible dans un contexte d'intégration accrue des marchés régionaux. Si cette approche est retenue, il importe cependant de le faire en fonction des prix aux heures de pointe sur le réseau québécois et non en fonction de la structure des prix prévalant sur les marchés limitrophes, soit des heures en pointe de 7 h 00 à 23 h 00 pour les jours ouvrables et des heures hors pointe pour le reste de l'année comme le suggère le Distributeur⁴³.

L'expert considère que le prix moyen sur le marché de New York durant les heures de pointe du réseau québécois est de l'ordre de 35,6 % supérieur à l'indicateur proposé par le Distributeur⁴⁴.

Il juge plus approprié d'utiliser, comme par le passé, un indicateur de la valeur de la puissance dans le réseau québécois. Cet indicateur peut être basé sur les coûts du suréquipement d'une centrale hydroélectrique ou ceux d'une TAG à cycle simple alimenté au gaz naturel⁴⁵.

L'expert est également d'avis que les coûts évités en pointe doivent tenir compte des aléas climatiques, des besoins additionnels de réserve causés par les besoins additionnels en pointe, ainsi que des pertes marginales au lieu des pertes moyennes. Il est en outre approprié d'utiliser le taux d'actualisation social pour établir les coûts évités des besoins de base et pour tenir compte des externalités⁴⁶.

⁴¹ Témoignage de Philip Raphals, page 18.

⁴² *Ibid.*

⁴³ *Ibid.* à la page 23.

⁴⁴ *Ibid.* à la page 22.

⁴⁵ *Ibid.* à la page 23.

⁴⁶ *Ibid.* à la page 44.

Concernant les coûts de transport, l'expert estime que les coûts évités doivent non seulement refléter les nouveaux investissements pouvant être évités, mais également le fait qu'une réduction de la charge locale mène à une réduction de la part à payer pour les coûts de service de transport⁴⁷.

Les investissements prévus par TransÉnergie pour répondre à la croissance de la demande interne sont beaucoup plus importants que ceux prévus dans la preuve. Il semble donc que le coût annuel d'usage de 9,22 \$/kW-an prévu par le Distributeur sous-estime de façon très importante les coûts évités en transport⁴⁸.

L'expert suggère d'obtenir de TransÉnergie une projection de l'évolution de ses revenus en tenant compte de la mise à jour récente de son plan d'investissements. Il mentionne que TransÉnergie prévoit investir 490 M\$ pour augmenter la capacité ferme des postes satellites et s'interroge sur une différence de coûts évités entre les régions subissant des contraintes et celles n'en subissant pas⁴⁹.

En matière de coûts évités de distribution, l'expert estime nécessaire d'examiner l'effet des mesures de réduction de la consommation ou de la puissance sur les mécanismes de partage des coûts liés aux services partagés corporatifs. Faute de chiffres plus précis, une option conservatrice consiste à attribuer une valeur égale à 7,5 % des coûts évités de fourniture aux coûts évités de service à la clientèle et d'administration⁵⁰.

Il est important pour l'expert de mettre à jour l'estimation préliminaire faite par le Distributeur dans son document de travail de février 2002 suggérant que les coûts évités, pour les zones où des investissements seront requis pour augmenter la capacité du réseau de distribution dans les prochaines années, sont cinq fois plus élevés que les coûts évités moyens pour le réseau de distribution⁵¹.

⁴⁷ Témoignage de Philip Raphals, page 38.

⁴⁸ *Ibid.*

⁴⁹ *Ibid.* aux pages 38 et 40.

⁵⁰ *Ibid.* à la page 43.

⁵¹ *Ibid.*

3.3.1 RNCREQ

Le RNCREQ souligne, en argumentation, que la méthodologie d'établissement des coûts évités peut influencer le choix des mesures incluses au PGEE. Les coûts évités doivent donc refléter les coûts à la marge, donc les coûts à venir. Il estime que l'inclusion du coût de l'électricité patrimoniale et l'absence de coûts spécifiques à la pointe introduisent des distorsions dans le calcul des coûts évités⁵². De plus, les coûts évités doivent inclure certaines externalités⁵³.

L'intervenant conclut en précisant que les coûts évités doivent être mis à jour pour la phase II du présent dossier, tenant compte de la méthodologie fixée par la Régie⁵⁴.

3.3.2 ROEE

Le ROEE précise sa position à partir de la preuve de l'expert commun. Il est d'avis que le PGEE représente ce que le Distributeur aurait minimalement réalisé en l'absence de toute réglementation. L'intervenant demande à la Régie d'obliger le Distributeur à adopter des programmes et des mesures allant au-delà du test de neutralité tarifaire afin de réaliser le plein potentiel technico-économique d'efficacité énergétique⁵⁵.

L'intervenant note par ailleurs que les résultats des différents tests économiques sont sensibles à une variation des coûts évités. Ainsi, une augmentation de seulement 5,4 % des coûts évités amène une augmentation de 13,5 % du résultat au test du CTR. Pour l'intervenant, cette sensibilité confirme l'importance d'une bonne évaluation des coûts évités⁵⁶.

Selon le ROEE, les efforts consentis par le Distributeur, ses clients et ses partenaires sont plus importants pour les usages et les marchés où la chauffe des locaux est importante. À l'opposé, le programme de minuterries de piscine, qui cible un usage hors pointe, demande le plus faible effort de tous les programmes du PGEE. Cette situation semble indiquer que les coûts évités sont plus importants à la pointe d'hiver et que le Distributeur considère ces coûts dans l'élaboration de ses programmes⁵⁷.

⁵² NS, volume 5, 21 avril 2004, page 59.

⁵³ *Ibid.* aux pages 61 et 62.

⁵⁴ *Ibid.* à la page 67.

⁵⁵ Pièce ROEE-1.1, page 9.

⁵⁶ *Ibid.* aux pages 4 et 5.

⁵⁷ *Ibid.* à la page 9.

Le ROEE recommande que la Régie exige du Distributeur qu'il réévalue les coûts évités de l'électricité à la lumière du rapport déposé par l'expert commun, avant le début de la phase II du dossier portant sur l'étude du potentiel technico-économique⁵⁸. L'intervenant propose que la Régie exige du Distributeur, lors de la phase II du présent dossier, les données permettant d'établir les coûts évités par usage, selon la méthode développée par l'expert commun, tenant compte notamment de la pointe d'hiver, des coûts évités de transport, des externalités et de la volatilité du prix du gaz⁵⁹.

3.3.3 UC

En argumentation, UC soumet que la méthodologie proposée par le Distributeur sous-évalue le coût évité et doit être rejetée⁶⁰. L'intervenant demande à la Régie de retenir toutes les recommandations formulées par l'expert du Regroupement.

4. OPINION DE LA RÉGIE

Dans le cadre d'un PGEE, les coûts évités sont préalables à l'établissement du potentiel technico-économique d'économie d'énergie et de la sélection des mesures en fonction de leur rentabilité.

Les coûts évités doivent refléter adéquatement la structure et le niveau des coûts à venir pour le Distributeur. En effet, des coûts évités trop élevés peuvent amener le Distributeur à dépenser, pour certains programmes d'économie d'énergie, des sommes supérieures aux gains y étant rattachés. Dans ce cas, de tels programmes auraient un impact tarifaire supérieur à celui anticipé. À l'opposé, des coûts évités trop faibles peuvent mener, si tous les efforts nécessaires en efficacité énergétique ne sont pas réalisés, à des hausses tarifaires.

⁵⁸ Pièce ROEE-1.1, page 9.

⁵⁹ NS, volume 5, 21 avril 2004, pages 51 et 52.

⁶⁰ NS, volume 4, 20 avril 2004, page 185.

Le Distributeur souligne le caractère évolutif des coûts évités, qui ne représentent qu'une évaluation, à un moment donné, des coûts à la marge. Dans ce contexte, **la Régie lui demande**, tel qu'il en a lui-même fait la suggestion, **de présenter lors de chacune de ses demandes d'approbation de budget annuel, ou lors du dépôt de tout nouveau PGEÉ, toute variation des principales composantes du coût évité, ainsi que l'impact des changements apportés à la méthodologie et au niveau des coûts évités.**

La Régie analyse la méthodologie proposée par le Distributeur suivant cinq thèmes :

- coût de fourniture et transport patrimonial;
- coût de fourniture et transport extrapatrimonial;
- signal de coût à la pointe;
- coûts évités de transport et de distribution;
- externalités.

4.1 COÛT DE FOURNITURE ET TRANSPORT PATRIMONIAL

Le Distributeur utilise la valeur de l'électricité prévue au contrat patrimonial, soit 2,79 ¢/kWh, à titre de coût évité de fourniture et transport pour 2003 et 2004. À partir de 2005, une évaluation du coût d'approvisionnement extrapatrimonial est utilisée.

Pour ce qui est du coût de fourniture et transport pour 2004, si l'utilisation de cette année est toujours pertinente à l'approbation du budget 2005, **la Régie estime que le Distributeur doit utiliser l'indicateur de coût basé sur la valeur de l'électricité en marge du volume d'électricité patrimoniale**, puisque la quasi-totalité de ce volume a été utilisé en 2003 et qu'il est plus que probable que les ventes en 2004 le dépassent. Dans le cadre de l'approbation du budget 2005, l'utilisation de l'année 2003 ne sera pas pertinente.

4.2 COÛT DE FOURNITURE ET TRANSPORT EXTRAPATRIMONIAL

La Régie considère que l'utilisation des prix des soumissions reçues dans le cadre d'appels d'offres pour évaluer le coût de l'approvisionnement à la marge est adéquate. Cette façon de faire est basée sur des prix réels soumis au Distributeur pour des approvisionnements futurs, de base et cyclable. La Régie considère probable que certains soumissionnaires non sélectionnés en 2002 participent à nouveau à des appels d'offres du Distributeur.

Un appel d'offres de court terme vient d'être lancé et des appels d'offres de long terme sont à prévoir au cours des prochains mois. Si ces appels d'offres démontrent que des changements significatifs doivent être pris en compte dans l'établissement des coûts évités de fourniture et transport, le Distributeur devra en tenir compte lors de la demande d'approbation du budget 2005.

En ce qui a trait à l'utilisation de la valeur médiane de l'intervalle des coûts des soumissions, la Régie estime plus approprié de retenir la valeur de 6,5 ¢/kWh (\$ 2007) que celle proposée par le Distributeur. Par cette décision, la Régie n'indique pas qu'il faille toujours retenir la limite supérieure de l'intervalle des coûts de fourniture et transport émanant des appels d'offres. Cette décision reflète plutôt l'argument de certains intervenants voulant que les prix de l'appel d'offres de 2002 puissent être inférieurs à ceux des prochains appels d'offres et que certaines soumissions d'Hydro-Québec dans ses activités de production (le Producteur) proposent des fournitures provenant d'équipements hydrauliques déjà en place.

La Régie reconnaît que l'utilisation des prix des soumissions reçues dans le cadre d'appels d'offres pour évaluer le coût de l'approvisionnement à la marge est adéquate et fixe à 6,5 ¢/kWh (\$ 2007) l'approximation des prix pouvant servir à établir les coûts évités. Ce coût, légèrement supérieur à celui proposé par le Distributeur, devrait permettre de favoriser l'efficacité énergétique, tout en conservant un impact tarifaire potentiel raisonnable. La Régie rappelle qu'avec un coût évité de fourniture et transport de 6,1 ¢/kWh, l'impact tarifaire anticipé n'est que de 0,4 %. Dans des dossiers similaires en matière d'efficacité énergétique, la Régie a déjà statué qu'un impact tarifaire d'environ 1 % n'était pas indu⁶¹.

4.3 SIGNAL DE COÛT À LA POINTE

La Régie constate que le Distributeur considère ne pas avoir de besoins spécifiques pour des approvisionnements de pointe avant 2011. **La Régie estime qu'à partir de cette date, le Distributeur doit réintroduire une différenciation de coût pointe/hors pointe. Si la révision de la prévision de la demande révélait un devancement des besoins de pointe d'ampleur suffisante, la Régie s'attend à ce qu'un signal de coût à la pointe soit introduit avant 2011.**

⁶¹ Décision D-2000-211, dossier R-3444-2000, 15 novembre 2000, page 38; décision D-2001-232, dossier R-3463-2001, 27 septembre 2001, page 20.

Des deux approches proposées par les intervenants, la Régie comprend qu'il est plus difficile de se baser sur les prix des marchés limitrophes compte tenu notamment qu'il faut, dans ce cas, évaluer les prix de l'électricité à l'horizon 2011.

Par ailleurs, en fonction des éléments de preuve actuellement disponibles, **la Régie ne juge pas pertinent d'inclure le coût de la gestion des aléas climatiques au calcul des coûts évités.**

Enfin, la Régie n'est pas convaincue que le Distributeur puisse réellement réduire ses coûts de réserve grâce à des programmes d'économie d'énergie.

4.4 COÛTS ÉVITÉS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

La Régie considère que l'évaluation des coûts évités de transport et distribution est acceptable puisqu'elle reflète les coûts de transport et distribution pouvant être évités à la marge.

La particularisation des coûts en fonction de certaines régions aux prises avec des besoins spécifiques d'investissement des réseaux de transport ou distribution, telle que suggérée par certains intervenants, n'est pas nécessaire pour le moment. La Régie est d'avis que cette approche rendrait complexe l'utilisation des coûts évités. Rien n'empêche cependant le Distributeur d'implanter les programmes retenus en priorité dans ces régions.

De la même façon, la Régie ne croit pas qu'il soit pertinent de différencier les coûts évités pour la clientèle à faible revenu et souligne que des programmes spécifiquement destinés à cette clientèle sont déjà inclus au PGEE.

En ce qui a trait à la réduction de la facture de transport que doit supporter le Distributeur, la Régie considère théorique l'approche de l'expert commun concernant la réduction de la charge locale et l'augmentation du service point à point pouvant s'ensuivre. La Régie n'est pas convaincue que des gains réels peuvent être obtenus à ce niveau.

Par ailleurs, la Régie estime que les coûts de service à la clientèle pouvant être évités à la suite de programmes d'économie d'énergie sont minimes, puisque que la plupart des coûts de ce service ont trait à l'abonnement et ne peuvent donc être évités.

Enfin, la Régie estime que l'utilisation des pertes marginales, telle que proposée par certains intervenants, compliquerait le calcul des coûts évités sans pour autant modifier de façon significative leur niveau actuel.

4.5 EXTERNALITÉS

La Régie est consciente que l'efficacité énergétique est un moyen important de contrôle des émissions de gaz à effet de serre et d'autres polluants. Cependant, en ce qui concerne la proposition de certains intervenants d'inclure la valeur des externalités environnementales aux coûts évités, la Régie estime qu'il n'est pas opportun, dans le contexte du présent dossier, d'évaluer précisément la valeur des GES et rejette, par conséquent, la monétisation proposée, soit environ un tiers de cent.

L'inclusion des externalités ne saurait être considérée tant que certains points restent en suspens quant à la valeur des GES. En effet, bien que le Canada ait ratifié le protocole de Kyoto et que le Québec se soit engagé à en respecter les balises, aucun engagement formel ne découle encore de ces décisions. Le traitement des crédits d'émission de GES demeure notamment à définir.

5. FRAIS DES INTERVENANTS

Conformément à l'article 36 (2) de sa loi constitutive, la Régie permet à tous les intervenants de lui soumettre une demande de paiement des frais relativement à l'étude des coûts évités de l'électricité, dans le cadre de la phase I du présent dossier. La Régie déterminera alors le degré d'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations et le montant des frais accordés, notamment selon les critères prévus au *Guide de paiement des frais des intervenants* (le Guide)⁶².

En conséquence de la décision procédurale D-2003-222⁶³ et de la modification apportée à la procédure, eu égard à une contestation du Regroupement quant aux réponses du Distributeur à ses demandes de renseignements, la Régie établit les bornes maximales suivantes :

- une journée de rencontre, le 2 février 2004, en rapport avec la contestation des réponses fournies par le Distributeur, pour les intervenants directement concernés;

⁶² Décision D-2003-183, dossier R-3500-2002, 2 octobre 2003.

⁶³ Décision D-2003-222, dossier R-3519-2003, 28 novembre 2003.

- une demi-journée d'audience, le 3 février 2004, en rapport avec la contestation des réponses fournies par le Distributeur;
- pour la préparation et la présence à l'audience des 20 et 21 avril 2004, un maximum de 32 heures-personne pour les services d'avocats et une enveloppe commune pour les services d'experts reconnus à ce titre par la Régie ou d'analystes n'excédant pas 48 heures-personne.

À ces balises s'ajoutent, pour les intervenants concernés ayant au préalable soumis un budget spécifique, les frais de participation relatifs à l'étude des coûts évités de l'électricité.

Les intervenants peuvent soumettre leur demande de paiement de frais au plus tard le 25 mai 2004, en identifiant séparément les frais relatifs à la contestation des réponses du Distributeur (2 et 3 février 2004).

CONSIDÉRANT la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁶⁴;

CONSIDÉRANT le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*⁶⁵;

La Régie de l'énergie :

RECONNAÎT que l'utilisation des prix des soumissions reçues dans le cadre d'appels d'offres pour évaluer le coût de l'approvisionnement à la marge est adéquate et **FIXE** à 6,5 ¢/kWh (\$ 2007) l'approximation des prix pouvant servir à établir les coûts évités;

DEMANDE au Distributeur de présenter lors de chacune de ses demandes d'approbation de budget annuel, ou lors du dépôt de tout nouveau PGÉE, toute variation des principales composantes du coût évité, ainsi que l'impact des changements apportés à la méthodologie et au niveau des coûts évités;

DEMANDE au Distributeur d'utiliser l'indicateur de coût basé sur la valeur de l'électricité en marge du volume d'électricité patrimoniale pour le coût de fourniture et transport de 2004;

⁶⁴ L.R.Q., c. R-6.01.

⁶⁵ (1998) 130 G.O. II, 1245.

DEMANDE au Distributeur de réintroduire une différenciation de coût pointe/hors pointe à partir de 2011 et plus tôt si la prévision de la demande révélait un devancement des besoins de pointe d'ampleur suffisante;

EXCLUT le coût de la gestion des aléas climatiques du calcul des coûts évités;

ACCEPTE l'évaluation des coûts évités de transport et distribution du Distributeur;

PERMET aux intervenants de soumettre leur demande de paiement de frais au plus tard le 25 mai 2004 et leur **DEMANDE** d'identifier séparément les frais relatifs à la contestation des réponses du Distributeur (2 et 3 février 2004);

RÉSERVE sa décision sur le degré d'utilité de chaque intervenant de même que sur le montant des frais.

Jean-Noël Vallière
Régisseur

Michel Hardy
Régisseur

François Tanguay
Régisseur

Représentants :

- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) représenté par M. Razi Shirazi;
- Hydro-Québec représentée par M^e Jean-Olivier Tremblay;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Yves Fréchette;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Pierre Tourigny;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE) représenté par M^e Eve-Lyne H. Fecteau;
- Société en commandite Gaz Métro (SCGM) représentée par M^e Félix Turgeon;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Claude Tardif.