

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2007-83

R-3622-2006

13 juillet 2007

PRÉSENTS :

M. Gilles Boulianne, B. Sc. (Écon.)
M. Michel Hardy, B. Sc. A, MBA
M^e Louise Rozon, B. Sc. Soc., LL.L.

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante

Décision finale incluant les frais des intervenants

Demande d'Hydro-Québec pour l'approbation d'une entente globale cadre entre le distributeur d'électricité et le producteur d'électricité pour la période du 1^{er} janvier 2007 au 31 décembre 2008

Intervenants :

- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

1. DEMANDE

Le 21 décembre 2006, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) demande à la Régie de l'énergie (la Régie) d'approuver une entente globale cadre (l'Entente) intervenue avec Hydro-Québec dans ses activités de production (le Producteur)¹. L'Entente couvre la période du 1^{er} janvier 2007 au 31 décembre 2008.

En outre, le Distributeur demande d'être dispensé de recourir à la procédure d'appel d'offres pour les approvisionnements visés par l'Entente et d'être autorisé à créer un compte de frais reportés, portant intérêts au taux autorisé sur la base de tarification, afin d'y comptabiliser les coûts.

La Régie procède à l'examen de la demande sur dossier, tient une séance de travail le 19 mars 2007, fixe un échéancier pour la poursuite du dossier le 5 avril 2007, reçoit les observations des intervenants le 18 avril 2007 et la réplique du Distributeur le 25 avril 2007.

Les intervenants soumettent leur demande de paiement de frais entre le 19 avril et le 12 juin 2007. Le Distributeur dépose des commentaires sur ces demandes le 11 juin 2007. Il ne fait aucun commentaire sur la demande de paiement de frais de l'UMQ déposée le 12 juin 2007. Par ailleurs, la Régie précise qu'elle ne tient pas compte des commentaires sur le fond du dossier du RNCREQ fournis le 23 mai 2007 avec la transmission de sa demande de paiement de frais.

Par la présente, la Régie se prononce sur la demande du Distributeur et sur les demandes de paiement de frais des intervenants.

2. ENTENTE CADRE PRÉCÉDENTE COUVRANT LA PÉRIODE DU 1^{er} JANVIER 2005 AU 31 DÉCEMBRE 2006

Dans la décision D-2005-178 relative au Plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur, la Régie « reconnaît le besoin d'une entente cadre entre le Producteur et le Distributeur parce que celle-ci permet de répondre en temps réel aux besoins imprévisibles au-delà du profil de l'électricité patrimoniale, tels que ceux créés par les variations

¹ La demande est présentée en application de l'article 74.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01 (la Loi) et du *Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie* (2002) 134 G.O. II, 8151 (le Règlement d'application).

climatiques, les indisponibilités fortuites des équipements de production des fournisseurs et de l'inadéquation entre le profil de l'électricité patrimoniale et le profil de la demande »².

L'entente cadre précédente couvrant la période du 1^{er} janvier 2005 au 31 décembre 2006 (l'Entente précédente), était approuvée par la décision D-2005-203. La Régie était d'avis que l'Entente précédente permettait de répondre adéquatement aux besoins identifiés au Plan d'approvisionnement 2005-2014³. En outre, elle jugeait que la durée de deux ans était suffisante pour permettre au Distributeur d'évaluer, à la lumière de l'expérience acquise dans la gestion de ses approvisionnements postpatrimoniaux, la valeur de la flexibilité et les coûts de cette Entente précédente⁴.

Le Distributeur dépose des suivis trimestriels de l'utilisation qu'il a fait de l'Entente précédente.

Les termes de l'Entente précédente sont reconduits intégralement pour la présente Entente à l'exception du prix des 8 460 heures hors pointe. La Régie examine l'Entente en tenant compte de cette unique modification, mais aussi en considérant le contexte du marché actuel et l'utilisation que le Distributeur a fait de l'Entente précédente.

3. BESOINS COMBLÉS PAR L'ENTENTE ET SON UTILISATION PAR LE DISTRIBUTEUR

MOYENS D'APPROVISIONNEMENT DU DISTRIBUTEUR

Le Distributeur doit, en tout temps, disposer d'approvisionnement suffisant pour satisfaire aux besoins de la clientèle québécoise. Il est responsable de réaliser l'équilibre entre la demande sur une base saisonnière, quotidienne ou horaire et ses approvisionnements, grâce à différents moyens présentant chacun des caractéristiques différentes.

² Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, 5 octobre 2005, page 24.

³ Décision D-2005-203, dossier R-3568-2005, 8 novembre 2005, page 5.

⁴ Décision D-2005-203, dossier R-3568-2005, 8 novembre 2005, page 8.

Le Distributeur dispose de plusieurs moyens pour assurer l'approvisionnement en électricité du Québec, en particulier, le bloc d'énergie patrimoniale dont les caractéristiques sont définies par décret⁵. Pour les besoins excédant l'électricité patrimoniale, le Distributeur peut acquérir, par appel d'offres, des approvisionnements de court ou de long terme, selon ses besoins.

Le Distributeur peut également procéder, sans appel d'offres, à des achats de produits de très court terme qui sont disponibles sur le marché, notamment pour répondre aux aléas climatiques, aux indisponibilités momentanées d'équipements de production d'un fournisseur ou à l'inadéquation du profil de l'électricité patrimoniale et du profil de la demande. Cependant, ces achats doivent être réservés au moins 90 minutes avant le début des livraisons⁶.

Il peut aussi faire appel à ses clients interruptibles avec un préavis de deux heures. L'électricité interruptible comporte aussi certaines contraintes en termes de nombres d'heures d'utilisation. Finalement, le Distributeur dispose d'un contrat de produit cyclable conclu avec le Producteur pour une quantité maximale de 250 MW dont l'énergie peut être programmée une heure avant le début de la livraison. Par ailleurs, dans certains cas, le Distributeur ne bénéficie pas de ce délai. L'entente cadre permet alors de maintenir, en temps réel, l'équilibre entre l'offre et la demande à la suite d'évènements imprévisibles.

ANALYSE DES DONNÉES PROVENANT DU SUIVI DE L'ENTENTE PRÉCÉDENTE

L'analyse des données du suivi de l'année 2006, provenant de l'Entente précédente démontre clairement que la majorité des dépassements horaires, après reclassement, ont lieu dans les périodes hors pointe (soirs, jours de fin de semaine et jours fériés). Ce constat est aussi vrai avec les données préliminaires du suivi de septembre 2006, c'est-à-dire avant reclassement final des bâtonnets.

De plus, la Régie constate des dépassements horaires importants (supérieurs à 1 000 MW) lors des périodes de faible demande de l'année. Plusieurs de ces grands dépassements ont eu lieu sur des périodes de plusieurs heures consécutives. Pour ces dépassements, le Distributeur explique qu'il existe un seuil minimal de production sur le réseau. Les caractéristiques de production de certains ouvrages du Producteur, en période de faible charge, créent des contraintes sur le réseau de TransÉnergie. Ces contraintes peuvent limiter la quantité totale d'importation. Le Distributeur indique que les contraintes de capacité aux

⁵ Décret 1277-2001, 24 octobre 2001.

⁶ Conditions du marché horaire du New York Independent System Operator (NYISO).

interconnexions s'expliquent, entre autres, de la façon suivante : « *Le seuil, qui varie constamment, est le résultat des contraintes de débits minimums aux ouvrages de production hydraulique, et des contraintes techniques et contractuelles aux centrales thermiques et de contraintes sur le réseau de transport* »⁷.

La Régie comprend que la production minimale de certaines centrales comme les centrales hydrauliques au fil de l'eau et certaines centrales thermiques (centrale nucléaire de Gentilly 2, par exemple) peut créer une situation limitant les importations en période de faible charge au Québec. Cependant, dans une telle situation, le coût d'opportunité du Producteur est très faible et peut être quasi nul. Si le Producteur doit produire et exporter pour écouler sa production en période de faible charge, il est logique que le Distributeur puisse profiter de cette énergie au coût réel de marché. Dans cette situation, le Producteur ne peut alors entreposer cette énergie et la revendre « *quand bon lui semble* »⁸. La Régie constate que le Distributeur peut être pénalisé dans ces situations où il devrait pouvoir utiliser ses moyens d'approvisionnement à un coût possiblement moindre que celui de l'Entente.

ENTENTE, UN OUTIL DE GESTION

Le contexte réglementaire mis en place fait en sorte qu'il n'existe pas de marché libre de très court terme au Québec et le Distributeur ne peut compter sur plusieurs fournisseurs pour réaliser l'équilibre entre l'offre et la demande en temps réel. Après que le Distributeur ait eu recours à tous ses moyens d'approvisionnement, TransÉnergie fait appel au Producteur pour établir l'équilibre en temps réel.

La Régie reconnaît dans sa décision D-2005-203 que le Producteur est le seul fournisseur disposant de moyens de production suffisants pour offrir ce service durant toute l'année. Il arrive que, même après reclassement des bâtonnets en fin d'année, la puissance fournie par le Producteur dépasse pour certaines heures la courbe des puissances classées annexée au décret patrimonial. L'Entente vient préciser les modalités applicables à ces dépassements de la courbe patrimoniale. Elle constitue une mesure de dernier recours pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la clientèle québécoise, mais ce n'est pas un moyen d'approvisionnement sur lequel le Distributeur compte dans sa planification⁹.

⁷ HQD-2, document 1, page 5.

⁸ Réplique du Distributeur, page 9.

⁹ Décision D-2005-203, dossier R-3568-2005, 8 novembre 2005, pages 4 et 5.

Comme elle le faisait dans sa décision D-2005-203, la Régie considère important de nuancer toute comparaison entre l'Entente et les autres moyens d'approvisionnement du Distributeur. Celui-ci indiquait dans le dossier R-3568-2005 que l'Entente précédente est un outil de gestion pour les cas de dernier recours ne pouvant être prévus par le Distributeur¹⁰. Elle présente une grande flexibilité car c'est un outil permettant un ajustement fin en temps réel. Dans d'autres marchés, comme celui du NYISO, il existe aussi des mécanismes d'ajustement en temps réel et les fournisseurs appelés à répondre à des besoins immédiats sont compensés selon des prix établis en temps réel correspondant à l'équilibre entre l'offre et la demande à ce moment précis.

4. DEMANDE DE DISPENSE

Pour satisfaire les besoins des marchés québécois excédant l'électricité patrimoniale, le Distributeur doit acquérir les approvisionnements requis par appel d'offres. La Régie peut néanmoins dispenser le Distributeur de recourir à l'appel d'offres pour des contrats de court terme ou en cas d'urgence des besoins à satisfaire.

Vu la nature de l'Entente et comme seul le Producteur peut actuellement offrir ce service durant toute l'année, la Régie dispense le Distributeur de recourir à la procédure d'appel d'offres pour les approvisionnements visés par l'Entente.

5. COÛTS DE L'ENTENTE

COÛTS DE L'ENTENTE PRÉCÉDENTE ET ESPÉRANCE DES COÛTS POUR 2007 ET 2008

Le Distributeur dépose l'évaluation des coûts réels de l'Entente précédente.

¹⁰ Dossier R-3568-2005, HQD-3, document 1, page 5.

Tableau 1¹¹

	2005		2006
	<u>Espérance</u> ⁽¹⁾	<u>Résultats</u>	<u>Résultats</u>
GWh	210,1	45,6	95,9
300 heures de pointe :	40,7	1,1	0,0
8460 autres heures :	169,4	44,5	95,9
M\$	24,9	3,7	7,4
300 heures de pointe :	12,2	0,3	0,0
8460 autres heures :	12,7	3,3	7,4
\$/MWh	118,63	80,46	77,58
300 heures de pointe :	300,00	300,00	n.a.
8460 autres heures :	75,00	75,00	77,58
Note (1) Espérance de réalisation inférieure ou égale 84%.			

Le coût de l'Entente précédente a été de 3,7 M\$ en 2005 et de 7,4 M\$ en 2006.

En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur produit une estimation des quantités et des coûts de l'Entente pour les années 2007 et 2008, selon les modalités proposées au présent dossier. Le tableau pour l'année 2007 est reproduit ci-dessous :

Tableau 2¹²**Quantités et coûts estimés de l'entente cadre pour l'année 2007**

Probabilité ⁽¹⁾	Espérance					
	10%	25%	50%	75%	81%	90%
Quantités (GWh)						
Heures à 30 ¢/kWh	0,0	0,0	0,0	0,8	3,1	15,8
Heures à 8,1 ¢/kWh	5,6	6,0	6,5	6,7	7,8	5,9
Total	5,6	6,0	6,5	7,5	10,8	21,5
Coûts (M\$ CA)						
Heures à 30 ¢/kWh	0,0	0,0	0,0	0,3	0,9	4,7
Heures à 8,1 ¢/kWh	0,5	0,5	0,5	0,5	0,8	0,5
Total	0,5	0,5	0,5	0,8	1,6	5,2
1) Probabilité que les quantités et les coûts annuels soient inférieurs ou égaux aux valeurs indiquées dans la colonne.						

¹¹ HQD-2, document 1, annexe 1, page 5.

¹² HQD-2, document 1, page 12.

Il appert que, pour 2007, les quantités et le coût de l'Entente seront inférieurs ou égaux à 10,8 GWh et 1,6 M\$, et ce, pour une probabilité de 81 %. Ces résultats sont faibles comparativement à ceux des années précédentes. Pour 2008, les quantités prévues sont plus élevées, soit 24,4 GWh, ce qui porte le coût prévu à 6,4 M\$. Par ailleurs, le Distributeur commente ces estimations effectuées pour ces deux années :

« Pour les années 2007 et 2008, le coût total est de beaucoup inférieur à celui de l'année 2005, notamment parce que le Distributeur dispose de moyens additionnels pour répondre à la demande, parmi lesquels figurent les contrats de long terme avec Hydro-Québec Production, TCE, Bowater, Kruger, Cartier et Northland. »¹³

COÛTS POUR LES 300 HEURES DE FORTE CONTRIBUTION

L'Entente prévoit une formule de prix à deux paliers. Pour les 300 heures de pointe, le prix est égal au maximum entre 300 \$/MWh et le prix du Day-Ahead Market (DAM) de la Zone HQ du NYISO, augmenté de certains frais, dont les frais de transport.

Ce prix de 300 \$/MWh avait été justifié dans le dossier R-3568-2005 en comparaison avec le prix de l'option d'électricité interruptible en vigueur à ce moment là. Le Distributeur maintient ce prix sans indexation dans la présente demande d'extension de l'Entente pour 2007 et 2008. L'option d'électricité interruptible a été modifiée et le prix moyen est maintenant de 255 \$/MWh pour une utilisation espérée de 40 heures¹⁴.

Le Distributeur rappelle que l'Entente est utilisée alors que ses autres moyens d'approvisionnement ne sont plus disponibles. Il considère aussi que le prix de 300 \$/MWh est raisonnable, compte tenu de la flexibilité demandée au Producteur pour fournir ce service¹⁵.

En 2006, aucune heure n'a été facturée à 300 \$/MWh. En 2005, l'Entente précédente a été utilisée pour seulement 1,1 GWh à 300 \$/MWh, soit 0,3 M\$. Le Distributeur indique chercher dans sa gestion des approvisionnements à minimiser l'utilisation de l'Entente durant les 300 heures les plus chargées.

¹³ HQD-2, document 1, page 13.

¹⁴ Décision D-2006-149, dossier R-3603-2006, 26 octobre 2006.

¹⁵ HQD-2, document 1, page 8.

En se basant sur les prix du marché en temps réel fournis par le Distributeur pour les six dernières années¹⁶, le GRAME propose deux tranches horaires. Un taux de 300 \$/MWh pour les 100 heures de plus grande consommation (soit le double des 50 heures qui se sont avérées effectivement avec un prix de marché de plus de 300 \$/MWh), et un taux de 220 \$/MWh (ou au plus 250 \$/MWh) pour les 200 heures suivantes¹⁷.

Le RNCREQ juge trop élevé ce montant de 300 \$/MWh. Il indique que les données fournies par le Distributeur en séance de travail¹⁸ correspondent aux prix les plus élevés sur le marché de NYISO pour les mois de janvier, février, mars et décembre de chaque année. Ces prix ne correspondent pas aux 300 heures de plus grande demande au Québec, ni aux 300 heures de « *plus grand volume d'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale* ». Le RNCREQ évalue la prime à payer pour les dépassements durant ces 300 heures à 28 % de plus que la moyenne annuelle. Il conclut que cette prime est beaucoup moins élevée que celle qui se trouve dans l'Entente¹⁹.

La Régie, dans sa décision D-2005-203 avait indiqué que :

« le prix de l'option d'électricité interruptible correspond à un prix négocié avec les clients industriels tenant compte, notamment, des coûts découlant des interruptions. Ce prix n'est pas nécessairement représentatif de la valeur d'un approvisionnement disponible durant les 300 heures de pointe d'autant plus que l'Entente pourrait être utilisée davantage que l'option d'électricité interruptible. »²⁰

La Régie constate qu'en deux ans d'expérience, le Distributeur a pratiquement réussi à éviter l'utilisation de l'Entente précédente durant ces 300 heures de grande consommation et que, pour les années à venir, l'espérance d'utilisation est faible, compte tenu des moyens additionnels dont dispose le Distributeur pour répondre à la demande. Pour les futures ententes cadres, si la facturation à deux paliers est maintenue, la Régie considère que la prime pour ces 300 heures n'a pas à être aussi élevée.

COÛTS POUR LES AUTRES 8 460 HEURES

L'Entente fixe le coût des dépassements lors des heures hors pointe à la valeur du coût unitaire prévu des approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur tel qu'établi au

¹⁶ Présentation du Distributeur à la rencontre technique du 19 mars 2007, page 11.

¹⁷ Observations écrites, GRAME, page 14.

¹⁸ Présentation du Distributeur à la rencontre technique du 19 mars 2007, page 11.

¹⁹ Rapport d'expertise de M. Raphals, RNCREQ, pages 7 à 9.

²⁰ Décision D-2005-203, dossier R-3568-2005, 8 novembre 2005, page 7.

dossier tarifaire R-3610-2006, soit 8,1 ¢/kWh pour 2007. L'Entente prévoit également une indexation du coût unitaire à 2,5 % pour l'année 2008, soit le taux utilisé dans l'Entente précédente. Par conséquent, le Distributeur suggère de ne plus lier la formule de prix au prix du contrat conclu avec TransCanada Energy (TCE).

Le Distributeur affirme que :

« le prix de 8,1 ¢/kWh est à l'avantage des clients du Distributeur si on le compare au prix de 10,5 ¢/kWh qui aurait prévalu pour ces mêmes heures si tel que prévu à l'Entente initiale pour l'année 2006, ce prix était demeuré aligné sur le coût unitaire du contrat conclu par le Distributeur avec TransCanada Energy. »²¹

En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur affirme que les principaux avantages de ne plus recourir au prix unitaire de TCE sont l'absence de volatilité du coût unitaire et l'absence du risque de hausse du coût relié à une diminution de la production de TCE²².

Le RNCREQ soutient que pour 2005, le coût de l'Entente précédente était pratiquement équivalent au prix unitaire basé sur le marché DAM NYISO Zone M. Pour l'année 2006 cependant, l'intervenant note un surcoût de 59 %. Enfin, le RNCREQ recommande de « fixer les prix de dépassement sur la base d'un indicateur calculé en fonction des véritables prix de ou des marché(s) »²³.

L'AIEQ considère acceptable la nouvelle formule de prix proposée par le Distributeur, la jugeant simple et moins volatile :

« Cette tarification élimine [...] le risque inhérent à un approvisionnement de quantités parfois importantes [...] sur les marchés externes affichant des prix extrêmement volatils [...] »²⁴

S.É./AQLPA juge trop faible le coût de 8,1 ¢/kWh relié aux dépassements hors pointe pour 2007. En effet, cet intervenant évalue le coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux 2007 à un montant s'établissant entre 9,6 et 10,2 ¢/kWh²⁵. De plus, il aurait souhaité que le Distributeur détermine le coût des dépassements de 2008 sur la base d'une estimation du coût moyen d'approvisionnement postpatrimonial²⁶.

²¹ Requête du Distributeur, page 3.

²² HQD-2, document 1, page 10.

²³ Rapport d'expertise de M. Raphals, RNCREQ, page 21.

²⁴ Observations écrites, AIEQ, page 11.

²⁵ Observations écrites, S.É./AQLPA, pages 8 et 9.

²⁶ Observations écrites, S.É./AQLPA, page 9.

La Régie note que l'évaluation du coût unitaire postpatrimonial faite par S.É./AQLPA, laquelle est basée sur un coût unitaire de TCE de 10,5 ¢/kWh, ne correspond plus à la réalité. En effet, le coût du gaz naturel varie et le fichier de suivi déposé par le Distributeur montre un coût unitaire de dépassement d'environ 8 ¢/kWh à la fin 2006.

La Régie considère que la fin du recours au prix de TCE est souhaitable puisque celui-ci ne correspond pas nécessairement aux justes coûts que doit supporter le Distributeur pour ses dépassements hors pointe en 2007 et 2008. En effet, bien qu'elle soit imparfaite, la référence au coût moyen prévu des approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur est jugée préférable par la Régie, puisqu'elle se rapproche d'un prix de marché.

En outre, la preuve ne démontre pas, selon la Régie, que le recours à un prix de marché soit néfaste pour le consommateur, et ce, malgré sa plus grande volatilité. Au contraire, le recours à une formule basée sur le prix de marché pourrait avoir un attrait, notamment, car il représente une référence neutre et un signal de coût qui doit être suivi par le Distributeur. Cette référence neutre se rapproche aussi du coût d'opportunité du Producteur. Par ailleurs, le coût des dépassements en pointe est déjà lié au prix de marché, lorsque celui-ci dépasse 300 \$/MWh.

6. CONCLUSION SUR L'ENTENTE ET SUIVI

La Régie approuve l'Entente en raison principalement de la faible espérance de son utilisation pour les deux années à venir et donc d'un coût global qui, somme toute, devrait rester raisonnable.

Le Distributeur indique que l'Entente est de courte durée (deux ans) et qu'il étudiera avec intérêt toute suggestion constructive susceptible de bonifier le contenu d'une entente cadre future²⁷.

Selon la Régie, le Distributeur doit prendre tous les moyens pour réduire le recours à l'Entente et diminuer la quantité d'électricité patrimoniale non utilisée. Ces deux éléments sont liés et dépendent en partie des actions prises par le Distributeur à très court terme dans sa gestion des approvisionnements. Le Distributeur dispose de plusieurs moyens d'approvisionnement comportant des délais de deux heures et aussi courts que une heure, y

²⁷ Réplique du Distributeur, page 5.

compris une dispense de recourir à l'appel d'offres sur les marchés externes²⁸. Ces moyens doivent être utilisés même la nuit et les fins de semaine, y compris lors des périodes de faible charge, si cela permet de réduire ses coûts d'approvisionnement au bénéfice de sa clientèle.

Pour la prochaine entente cadre, la Régie invite le Distributeur à explorer diverses approches. L'une de ces approches pourrait être basée sur les prix disponibles « ex post » (réels) sur les marchés limitrophes. Cette formule de prix pourrait tenir compte du coût d'opportunité du Producteur, sachant que celui-ci peut utiliser ses réservoirs pour stocker l'énergie, mais qu'en période de faible demande un seuil de production doit être maintenu.

Plusieurs intervenants ont exprimé des réserves quant à la volatilité des prix sur les marchés limitrophes. La Régie précise que les tarifs du Distributeur incluent un coût d'approvisionnement postpatrimonial qui est un coût moyen et qui peut effectivement varier d'une année à l'autre. Cependant, il est préférable que les consommateurs assument les coûts d'une Entente reflétant le coût réel d'approvisionnement postpatrimonial, plutôt qu'un coût prévisionnel établi à un moment donné.

Le Distributeur suggère un suivi de l'Entente identique à celui qu'il a régulièrement déposé pour le suivi de l'Entente précédente²⁹. La Régie accepte cette forme de suivi, définie dans sa décision D-2005-203³⁰ et demande qu'il soit déposé en format Excel.

De plus, la Régie demande au Distributeur d'être informée de toute modification à l'Entente incluant, le cas échéant, sa cession ou sa résiliation.

7. CRÉATION D'UN COMPTE DE FRAIS REPORTÉS

Le Distributeur peut comptabiliser la totalité des écarts de coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux dans ce compte, puisque le 27 juillet 2005 la Régie l'autorisait à comptabiliser, à même le compte de frais reportés créé par la décision D-2005-34, les écarts nets reliés aux coûts d'approvisionnement au-delà du volume d'électricité patrimoniale³¹.

²⁸ Décision D-2007-44, dossier R-3629-2007, 23 avril 2007.

²⁹ Requête du Distributeur, page 3.

³⁰ Décision D-2005-203, dossier R-3568-2005, 8 novembre 2005, page 8.

³¹ Décision D-2005-132, dossier R-3567-2005, page 27.

Par la suite, la Régie a modifié le 27 février 2007, par sa décision D-2007-12, les modalités du compte de *pass-on* pour l'achat de l'électricité postpatrimoniale³².

Les éléments composant ce compte ainsi que ses modalités de transfert pourront être examinés dans le cadre des dossiers tarifaires du Distributeur.

8. FRAIS DES INTERVENANTS

Selon l'article 36 de la Loi, la Régie peut ordonner le paiement des dépenses relatives aux questions qui lui sont soumises et à l'exécution de ses décisions et ordonnances ainsi que les frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations.

Les demandes de remboursement de frais sont encadrées par le *Guide de paiement de frais des intervenants* (le Guide), adopté par la décision D-2003-183³³ de la Régie. Ce Guide ne limite pas son pouvoir discrétionnaire de juger de l'utilité de la participation des personnes à ses délibérations et du caractère nécessaire et raisonnable des frais encourus.

L'analyse des frais réclamés par les intervenants porte, dans un premier temps, sur le respect des balises fixées par la Régie, des taux horaires et des taxes propres à chaque intervenant.

Dans sa décision D-2007-04³⁴, la Régie convient que le présent dossier est équivalent à un dossier qui aurait requis une journée d'audience de 8 heures. Elle considère donc admissibles, pour les services d'experts et d'analystes, un maximum de 40 heures de préparation et, pour les services d'avocats, un maximum de 24 heures. Elle ajoute 3 heures de présence à la séance de travail, lorsque applicable.

Pour établir les frais admissibles à un remboursement, la Régie effectue les corrections suivantes aux montants réclamés par les intervenants, à partir des balises énoncées précédemment :

³² Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, page 15.

³³ Dossier R-3500-2002, 2 octobre 2003.

³⁴ Décision D-2007-04, dossier R-3622-2006, 31 janvier 2007, page 3.

- Le GRAME et S.É./AQLPA réclament des montants pour la séance de travail sous la rubrique « Enveloppe globale ». La Régie n'accorde pas d'enveloppe globale pour la séance de travail, mais accorde plutôt 3 heures par participant pour sa présence à cette réunion. Les montants réclamés par ces intervenants sont ajustés en conséquence.
- Pour le RNCREQ, la Régie diminue de 2,8 heures le temps de préparation du procureur, de 20 heures le temps de préparation de l'expert et de l'analyste ainsi que de 1,2 heures le temps du coordonnateur et accorde 3 heures par participant pour sa présence à la séance de travail.
- Pour la FCEI, la Régie considère le maximum d'heures de temps de préparation pour les procureurs soit 24 heures, 3 heures pour la présence d'un procureur à la séance de travail et 8,5 heures pour le travail d'analyse. Le taux horaire pour ces 8,5 heures est cependant réduit à 125 \$, soit le taux horaire accordé pour un analyste senior.

Après avoir établi les frais admissibles, la Régie détermine la proportion de ces frais qui sera accordée en appréciant la contribution globale de chacun des intervenants. Cette appréciation est faite en fonction des critères prévus aux articles 16 à 20 du Guide.

La Régie estime que les contributions de l'AIEQ, du GRAME, du RNCREQ, de S.É./AQLPA et de l'UMQ ont été utiles à ses délibérations.

En ce qui concerne l'utilité de la participation de la FCEI, la Régie juge que ses observations et commentaires ont débordé du cadre réglementaire existant. La notion d'électricité patrimoniale a été définie au cours de précédents dossiers devant la Régie et elle ne peut être revendue sur les marchés externes. Elle accorde la somme de 6 500 \$ à la FCEI considérant l'utilité de son intervention.

La Régie accorde aux intervenants les frais indiqués au tableau 3.

TABLEAU 3

Intervenants	Catégorie	Frais réclamés	Frais admissibles	Frais octroyés
		\$	\$	
AIEQ	Avocat	3 125,00	-	3 218,75 \$
	Expert/analyste	-	3 125,00	
	Coordonnateur	-	-	
	Allocation forfaitaire	93,75	93,75	
	Enveloppe globale	-	-	
	Total	3 218,75	3 218,75	
FCEI	Avocat	8 899,50	6 768,64	6 500,00 \$
	Expert/analyste	-	1 210,72	
	Coordonnateur	-	-	
	Allocation forfaitaire	266,99	239,38	
	Enveloppe globale	-	-	
	Total	9 166,49	8 218,74	
GRAMÉ	Avocat	-	-	5 080,18 \$
	Expert/analyste	4 408,19	4 932,21	
	Coordonnateur	-	-	
	Allocation forfaitaire	132,25	147,97	
	Enveloppe globale	823,02	-	
	Total	5 363,46	5 080,18	
RNCREQ	Avocat	6 716,96	6 016,56	16 169,00 \$
	Expert/analyste	14 124,00	9 566,00	
	Coordonnateur	155,10	115,50	
	Allocation forfaitaire	629,88	470,94	
	Enveloppe globale	-	-	
	Total	21 625,94	16 169,00	
S.É./AQLPA	Avocat	6 016,56	6 768,63	13 371,94 \$
	Expert/analyste	5 411,53	6 213,84	
	Coordonnateur	-	-	
	Allocation forfaitaire	342,84	389,47	
	Enveloppe globale	3 304,57	-	
	Total	15 075,50	13 371,94	
UMQ	Avocat	1 980,00	1 980,00	5 258,15 \$
	Expert/analyste	3 125,00	3 125,00	
	Coordonnateur	-	-	
	Allocation forfaitaire	153,15	153,15	
	Enveloppe globale	-	-	
	Total	5 258,15	5 258,15	
SOMMAIRE	Avocat	26 738,02	21 533,83	49 598,02 \$
	Expert/analyste	27 068,72	28 172,77	
	Coordonnateur	155,10	115,50	
	Allocation forfaitaire	1 618,86	1 494,66	
	Enveloppe globale	4 127,59	-	
	Total	59 708,29	51 316,76	

Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

DISPENSE le Distributeur de recourir à la procédure d'appel d'offres pour les approvisionnements visés par l'Entente;

APPROUVE l'Entente intervenue entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production pour la période débutant le 1^{er} janvier 2007 et se terminant le 31 décembre 2008;

OCTROIE aux intervenants le remboursement des sommes indiquées au tableau 3;

ORDONNE au Distributeur de rembourser ces montants dans un délai de 30 jours de la présente décision.

Gilles Boulianne
Régisseur

Michel Hardy
Régisseur

Louise Rozon
Régisseur

Représentants :

- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M. Jean-François Samray;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) représenté par M. Jean-François Lefebvre;
- Hydro-Québec est représentée par M^e Yves Fréchette;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Hélène Sicard;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.