

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2010-109

R-3734-2010

6 août 2010

PRÉSENT :

Richard Lassonde
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intéressés dont les noms apparaissent ci-après

Décision

Demande d'approbation de suspension des activités de production de la centrale de Bécancour pour l'année 2011

Intéressés :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);

1. CONTEXTE

[1] Le 10 juin 2003, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) a conclu avec TransCanada Energy Ltd (TCE) un contrat d'approvisionnement à long terme de 507 MW (le Contrat) pour satisfaire aux besoins d'approvisionnement en électricité du Québec, tels qu'ils étaient alors évalués. Ce contrat découle de l'appel d'offres A/O 2002-01. La Régie de l'énergie (la Régie) a approuvé ce contrat par sa décision D-2003-159¹.

[2] La centrale de Bécancour a été en opération du 17 septembre 2006² au 31 décembre 2007. Par la suite, le Distributeur a dû réviser ses moyens d'approvisionnement dans le contexte de la baisse des besoins des marchés québécois en électricité. Entre autres, il a cessé de faire appel à la production de la centrale de Bécancour pour combler les besoins de ses clients en 2008, 2009 et 2010. La Régie a autorisé le Distributeur à suspendre l'application du Contrat pendant ces années par ses décisions D-2007-134³, D-2008-114⁴ et D-2009-125⁵ pour les motifs qui y sont exposés.

[3] La Régie, par sa décision D-2009-125, a approuvé l'entente relative à la suspension temporaire des activités de production d'électricité à la centrale de Bécancour intervenue entre le Distributeur et TCE (l'Entente). L'Entente⁶ prévoit à son article 11 que la période de suspension se terminant le 31 décembre 2010 peut être renouvelée d'année en année.

[4] Le 15 juin 2010, le Distributeur dépose la présente demande pour faire approuver la prolongation de la suspension de la production d'électricité de la centrale de TCE pour l'année 2011.

¹ Dossier R-3515-2003.

² État d'avancement 2006 du plan d'approvisionnement 2005-2014, page 26, tableau 3.5.

³ Dossier R-3649-2007.

⁴ Dossier R-3673-2008.

⁵ Dossier R-3704-2009.

⁶ Dossier R-3704-2009, pièce B-1, HQD-2, document 1.

[5] La demande du Distributeur est basée sur l'article 74.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁷ (la Loi) qui prévoit que le Distributeur ne peut conclure un contrat d'approvisionnement en électricité sans obtenir l'approbation de la Régie. La même obligation incombe au Distributeur pour modifier un contrat ainsi approuvé par la Régie. De plus, l'Entente prévoit que la prolongation de la suspension de la production de la centrale de TCE doit également être approuvée par la Régie.

[6] Le 23 juin 2010, la Régie a diffusé un avis sur son site internet pour indiquer la procédure d'étude de la demande du Distributeur. Dans le contexte où la demande n'a pas à faire l'objet d'une audience publique en vertu de l'article 25 de la Loi, la Régie a informé les intéressés qu'elle procéderait à l'étude de la demande sur dossier. Les intéressés ont été invités à soumettre des observations écrites au plus tard le 19 juillet 2010 et le Distributeur à y répondre pour le 23 juillet 2010.

[7] La Régie a transmis au Distributeur une demande de renseignements le 7 juillet 2010 à laquelle le Distributeur a répondu le 14 juillet 2010.

[8] Trois intéressés, l'ACEF de Québec, la FCEI et S.É./AQLPA, ont fait parvenir leurs observations dans les délais prescrits.

[9] La Régie a pris connaissance de la preuve du Distributeur, des réponses à sa demande de renseignements, des observations écrites des intéressés et de la réponse du Distributeur à ces observations. Le dossier a été pris en délibéré le 23 juillet 2010.

2. POSITION DU DISTRIBUTEUR

[10] Le Distributeur prévoit qu'en 2011, sur la base de ses prévisions de mai 2010, ses surplus énergétiques atteindront 7,7 TWh. Dans ce contexte, le Distributeur utilisera tous les moyens dont il dispose pour équilibrer l'offre et la demande énergétique. L'Entente de suspension des activités de production de la centrale de TCE fait partie de ces moyens. Le Distributeur pourra également procéder à la revente d'énergie sur les marchés de court

⁷ L.R.Q., c. R-6.01.

terme et ultimement, lorsque les conditions de marchés le requièrent, utiliser moins d'électricité patrimoniale⁸.

[11] Selon le Distributeur, l'analyse de la situation énergétique en 2011 démontre que le scénario de suspension demeure la solution la moins coûteuse et comportant le moins de risques par rapport à un scénario hypothétique de revente des surplus énergétiques⁹.

[12] Les tableaux 1 et 2 soumis par le Distributeur¹⁰ permettent de comparer les coûts réels de la suspension de la production de la centrale de TCE et les estimations du Distributeur quant aux coûts de ses scénarios de revente au cours des années 2009 et 2010 :

TABLEAU 1
COÛTS DE LA SUSPENSION ET DE LA REVENTE – 2009

	2009		
	R-3673-2008 & D-2008-89 (A)	Résultats au 31 décembre (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension (en M\$)	74,1	59,0	-15,0
Pertes économiques de TCE	56,9	41,5	-15,4
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	15,5	14,6	-0,9
Coûts de remplacement de la puissance	1,7	2,9	1,2
Coût de la revente (en M\$)	77,7	75,2	-2,5
Énergie de TCE (en TWh)	4,3	4,3	0,0
Écart entre le prix de revente et le coût du contrat de TCE (en \$ / MWh)	18,07 \$	17,49 \$	-0,58 \$
Gain (perte) de la suspension (en M\$)	3,6	16,2	12,6

⁸ Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 4.

⁹ *Ibid.*

¹⁰ Pièce B-1, HQD-1, document 1, pages 6 et 7.

TABLEAU 2
COÛTS DE LA SUSPENSION ET DE LA REVENTE – 2010

	2010		
	R-3704-2009 (Note 1) (A)	Suivi au 30 avril (Note 1) (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension (en M\$)	52,8	49,9	-2,9
Pertes économiques de TCE	37,5	26,6	-10,9
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	14,4	19,8	5,3
Coûts de remplacement de la puissance	0,9	3,6	2,7
Coût de la revente (en M\$)	104,9	96,9	-8,0
Énergie de TCE (en TWh)	4,3	4,3	0,0
Écart entre le prix de revente et le coût du contrat de TCE (en \$ / MWh)	24,39 \$	22,54 \$	-1,85 \$
Gain (perte) de la suspension (en M\$)	52,1	47,0	-5,1

Note 1 : Tient compte des tarifs de GMI au 1er janvier 2010 et d'une diminution de 20% du volume souscrit de TCE.

[13] Ces données montrent que les coûts de suspension ont été moindres que prévu. Quant aux coûts hypothétiques des scénarios de revente en 2009 et 2010, ces données confirment les estimations du Distributeur.

[14] Ces données indiquent clairement qu'en 2009 et 2010, l'écart entre le prix de revente de l'énergie que le Distributeur aurait pu prendre de la centrale de TCE et les coûts de la suspension du Contrat a été économiquement avantageux pour les consommateurs.

[15] Quant aux prévisions pour 2011, le Distributeur prévoit des surplus d'énergie à hauteur de 5 TWh sans suspension de la production de la centrale de TCE et de 1,1 TWh en suspendant la production de cette centrale¹¹.

[16] En 2011, dans le contexte de la suspension de la production de la centrale de TCE, le Distributeur devra compenser un déficit de puissance en faisant l'acquisition de 200 MW de puissance sur les marchés de court terme en janvier et février 2011 et en

¹¹ Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 8.

ayant recours à un peu plus de 300 MW en engagements additionnels d'électricité interruptible pour les quatre mois d'hiver¹².

[17] Les coûts projetés pour 2011 des scénarios de suspension et de revente sont résumés au tableau 3¹³ suivant :

Tableau 3
COÛTS DE LA SUSPENSION ET DE LA REVENTE – 2011

	2011 (en M\$ courants)		
	R-3734-2010 (sans suspension) (A)	R-3734-2010 (avec suspension) (B)	Ecart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension de TCE	0,0	52,9	52,9
Pertes économiques de TCE	0,0	29,8	29,8
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel (note 1)	0,0	19,9	19,9
Coûts de remplacement de la puissance	0,0	3,2	3,2
Coût d'approvisionnement	92,2	-9,2	-101,5
Revente nette (Revenus de la revente sur les marchés)	-146,8	-9,2	137,6
<i>Achats de court terme</i>	2,0	21,9	19,9
<i>Reventes de court terme (note 2)</i>	-72,9	-10,6	62,3
<i>Patrimonial inutilisé</i>	-75,9	-20,6	55,3
Coût de l'énergie de TCE	239,1	0,0	-239,1
Coût (bénéfice)	92,2	43,6	-48,6

(note 1) Tient compte des tarifs de TCPL et de SCGM en vigueur le 1er janvier 2010, indexés de 2%.

(note 2) Les reventes sont présentées nettes des frais de transport non récupérés.

3. OBSERVATIONS ÉCRITES DES INTÉRESSÉS

[18] Des trois intéressés, seule S.É./AQLPA se dit favorable à l'approbation de la prolongation de l'Entente. L'ACEF de Québec et la FCEI, pour des motifs distincts, s'y opposent.

[19] S.É./AQLPA recommande à la Régie d'approuver la demande du Distributeur, autant pour ses avantages économiques qu'environnementaux. Par contre, cet intéressé invite la Régie à inclure dans sa décision une conclusion ordonnant au Distributeur de

¹² Pièce B-1, HQD-1, document 1, pages 8 et 9.

¹³ Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 11.

déposer, d'ici son dossier tarifaire 2011-2012 ou son prochain plan d'approvisionnement, un rapport de suivi indiquant les mesures qu'il entend prendre afin de pouvoir continuer d'exercer son option de prolongation de suspension après la fin de l'année 2011, et ce, malgré le libellé de l'article 28 de l'Entente qui prévoit un droit de substitution de la source de production d'énergie.

[20] L'ACEF de Québec se déclare insatisfaite de la preuve du Distributeur, qu'elle considère incomplète et biaisée en faveur de l'option de la suspension de la production.

[21] L'ACEF de Québec revient avec la notion de service de stockage et demande que le Distributeur tente de négocier avec TCE des conditions de résiliation ou de rachat acceptables aux deux parties. En effet, le versement de compensations pour la fermeture de l'usine pendant les six prochaines années et le solde d'énergie différée en 2027 de l'ordre de 28,6 TWh, ce qui pourrait représenter un coût pour le Distributeur de 509 M\$, devraient être pris en considération.

[22] Selon la FCEI, les effets cumulés de suspendre l'application du Contrat pendant quatre années consécutives sont tels, que la Régie ne peut les réduire à de simples modalités d'exécution du Contrat. L'intéressé soutient qu'en ne prenant pas livraison de l'électricité prévue au Contrat, le Distributeur revend en quelque sorte, de façon virtuelle, cette électricité à TCE pendant la période de suspension. L'intéressé soumet que la Régie devrait considérer les suspensions de livraisons comme de nouveaux contrats d'approvisionnement qui seraient, à leur tour, soumis à une procédure d'appel d'offres.

4. RÉPLIQUE DU DISTRIBUTEUR

[23] Le Distributeur réfute l'ensemble des observations des intéressés.

[24] Quant à l'impossibilité de cumuler après 2011 le droit de substitution prévu à l'article 28 de l'Entente, le Distributeur soumet qu'il s'agit d'une préoccupation déjà soulevée par S.É./AQLPA dans le dossier précédent¹⁴ et pour laquelle le Distributeur avait déjà argué qu'il ne s'agissait pas d'un véritable enjeu étant donné que les parties au Contrat étaient conscientes du résultat.

¹⁴ R-3704-2009.

[25] Relativement aux commentaires de l'ACEF de Québec, le Distributeur réitère que le service de stockage n'est pas disponible. De plus, il rappelle que l'option du rachat du Contrat de TCE ne présente pas d'économies et qu'elle le priverait de la flexibilité qui lui est offerte par le redémarrage de la centrale lorsque requis, qui contribue à la sécurité des approvisionnements.

[26] Enfin, quant aux observations de la FCEI, le Distributeur conteste les prétentions de cet intéressé selon lesquelles les coûts de la suspension sont des pertes alors qu'ils sont en fait une optimisation, en situation de surplus énergétique, des coûts découlant d'un contrat d'approvisionnement approuvé par la Régie.

[27] En ce qui a trait à la revente d'électricité par appel d'offres, le Distributeur soutient que la théorie du procureur de la FCEI n'est appuyée sur aucune base juridique, réglementaire ou factuelle. Cette théorie serait soulevée, selon le Distributeur, aux seules fins de recourir à l'article 74.2 de la Loi pour forcer le Distributeur à procéder par appel d'offres, ce à quoi ce dernier n'est pas tenu ou soumis par la Loi. Citant la décision de la Cour suprême du Canada dans *Double N Earthmovers Ltd c. Edmonton*¹⁵, le Distributeur demande à la Régie de rejeter de nouveau l'argument voulant qu'il ne puisse procéder à des modifications du Contrat issues d'un appel d'offres.

5. DÉCISION

5.1 COÛTS RELIÉS À LA SUSPENSION DE LA PRODUCTION

[28] L'arrêt de production de la centrale de Bécancour engendre des coûts directs reliés aux pertes économiques de TCE, aux engagements pris par TCE pour le transport et la distribution de gaz naturel et au remplacement de la puissance par le Distributeur. Pour l'année 2011, le Distributeur évalue ces coûts à 52,9 M\$ (voir tableau 3).

¹⁵ [2007] CSC 3.

5.1.1 PERTES ÉCONOMIQUES DE TCE

[29] Les pertes économiques de TCE sont constituées du manque à gagner relié à l'arrêt de la centrale, du coût additionnel de production de vapeur pour l'alimentation du client vapeur et du coût de mise en veilleuse de la centrale. Elles sont estimées à 29,8 M\$ pour l'année 2011. À partir des tableaux 1, 2 et 3, la Régie note que ces pertes sont en baisse de 11,7 M\$ par rapport au montant versé à TCE pour l'année 2009 (41,5 M\$) et légèrement supérieures au suivi du 30 avril de l'année 2010 (26,6 M\$).

5.1.2 TARIFS DE TRANSCANADA PIPELINES LTD (TCPL) ET DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO (GAZ MÉTRO)

[30] Les coûts relatifs aux engagements fermes de TCE pour alimenter la centrale en gaz naturel comprennent la composante fixe des coûts de transport et de distribution de gaz naturel de TCPL et Gaz Métro. Ces coûts sont basés sur les tarifs de transport de TCPL en vigueur le 1^{er} janvier 2010 et indexés de 2 %, et sur le tarif de distribution de Gaz Métro correspondant à 75 % du volume souscrit en vigueur le 1^{er} janvier 2010 et indexé de 2 %. Le total de ces coûts est estimé par le Distributeur à 19,9 M\$ pour 2011, incluant les revenus provenant de la revente des capacités de transport¹⁶. À partir du tableau 2, la Régie note que le total de ces coûts est similaire à celui estimé au 30 avril 2010 (19,8 M\$). Elle considère que les calculs du Distributeur sont adéquats.

5.1.3 COÛT DE REMPLACEMENT DE LA PUISSANCE

[31] Advenant l'arrêt de la centrale en 2011, le Distributeur prévoit acquérir 300 MW en engagements additionnels d'électricité interruptible et 200 MW de puissance *Unforced Capacity* (UCAP) en janvier et février afin d'assurer le respect de son critère de fiabilité en puissance. Il estime à 3,2 M\$ le coût de ces acquisitions¹⁷. En utilisant les hypothèses fournies par le Distributeur, la Régie estime plutôt ce coût entre 3,6 M\$ et 7,2 M\$¹⁸ selon

¹⁶ Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 9.

¹⁷ Pièce B-1, HQD-1, document 1, pages 8 et 10.

¹⁸ Coût de la puissance UCAP = 200 MW X 2,55 \$/kW-mois X 2 mois = 1,02 M\$; coût minimal de l'électricité interruptible (0 heure d'interruption) = crédit fixe = 300 MW X 8,50 \$/kW = 2,55 M\$; coût maximal de l'électricité interruptible (100 heures d'interruption) = crédit fixe + crédit variable = 2,55 M\$ + (300 MW X 0,12 \$/kWh x 100 heures) = 6,15 M\$. Pièce B-3, HQD-2, document 1, page 5 et Tarifs et conditions du Distributeur en vigueur au 1^{er} avril 2010, article 6.18 de la page 109 et article 6.20 de la page 110.

le nombre d'heures d'interruption, ce qui ne change toutefois pas la conclusion de l'analyse économique.

5.2 ANALYSE ÉCONOMIQUE DES OPTIONS

[32] Le Distributeur présente, à l'instar de ce qu'il a fait aux dossiers R-3649-2007, R-3673-2008 et R-3704-2009, une analyse comparative des coûts de deux scénarios : un scénario présumant la suspension de la production de la centrale de Bécancour (le scénario de suspension) et un scénario présumant la revente de l'énergie produite à cette centrale (le scénario de revente). Les coûts ne tiennent pas compte de la prime fixe payable à TCE, puisque celle-ci est versée dans les deux scénarios.

[33] Pour l'année 2011, le Distributeur évalue le coût du scénario de suspension à 43,6 M\$ et celui du scénario de revente à 92,2 M\$. Ainsi, selon les hypothèses retenues par le Distributeur, le scénario de suspension engendrerait des coûts inférieurs de 48,6 M\$ au scénario de revente (voir tableau 3).

[34] Pour l'année 2011 et en considérant le marché de New York comme référence, la Régie note que l'analyse économique du Distributeur repose, entre autres, sur l'utilisation des hypothèses suivantes¹⁹ :

- Coût de l'énergie de TCE	55,60 \$CA/MWh;
- <i>Forward</i> NY zone A	40,19 \$US/MWh;
- <i>Basis</i> NY A à M	3,53 \$US/MWh;
- Transit sur NY et courtage	0,93 \$US/MWh;
- Ajustement au prix de revente	- 5,00 \$US/MWh;
- Service de point à point sur HQT	8,63 \$CA/MWh;
- Taux de change	1,00 \$CA/\$US.

[35] Le Distributeur maintient en 2011 l'ajustement de - 5 \$US/MWh apporté au prix de revente de l'énergie dans le scénario de revente. Selon lui, l'impact sur le prix de revente de 4,3 TWh, soit l'énergie produite annuellement par TCE, risque d'être d'autant plus prononcé d'ici 2019 en raison du fait que les réservations sur les interconnexions

¹⁹ Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 14.

avec les réseaux voisins sont détenues par quelques contreparties. La Régie note que lors d'un récent appel d'offres de court terme pour la revente de plus petites quantités d'énergie, le Distributeur a obtenu un prix plus bas de près de 5 \$/MWh par rapport au prix *forward* de l'électricité à la zone M du marché de New York²⁰.

[36] Par ailleurs, le Distributeur suppose, comme en 2010, que les activités de revente de l'énergie de TCE ne permettraient pas d'accroître les revenus de service de point à point du Transporteur en 2011, puisque le niveau de réservations observé est similaire²¹. Le Distributeur réduit donc les revenus de la revente d'un montant de 8,63 \$/MWh. Dans le contexte de la faible disponibilité des interconnexions, la Régie considère raisonnable cette hypothèse.

[37] Le scénario de suspension est donc avantageux sur le strict plan de l'analyse économique présentée pour l'année 2011. Bien que l'évaluation de la rentabilité du scénario de suspension par rapport au scénario de revente soit sensible aux hypothèses utilisées, la Régie estime que la variation probable de ces hypothèses n'est pas de nature à changer l'avantage économique de la suspension pour l'année 2011.

5.3 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT 2011

[38] Sur le strict plan de l'utilisation optimale du volume d'électricité patrimoniale à la disposition du Distributeur, la Régie constate que le scénario de suspension est plus avantageux. En effet, le scénario sans suspension des livraisons de la centrale de TCE entraîne l'inutilisation de 2,9 TWh d'électricité patrimoniale en 2011. Dans le scénario avec suspension, cette perte serait limitée à 0,8 TWh²².

[39] La Régie tient à préciser que la question soulevée par la FCEI relative à la revente de surplus par appel d'offres aurait pu l'être dans le cadre du dossier R-3704-2009 où l'Entente a été approuvée. En effet, la présente demande du Distributeur vise simplement l'application d'une disposition de cette Entente.

[40] Cela étant dit, la procédure d'appel d'offres à laquelle est assujetti le Distributeur porte sur l'octroi de « *contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire*

²⁰ Pièce B-3, HQD-2, document 1, page 9.

²¹ Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 10.

²² Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 8.

les besoins des marchés québécois [...] sur la base du prix le plus bas » et vise le traitement égal de « *toutes les sources d'approvisionnement* »²³. La Régie doit approuver un contrat d'approvisionnement et les modifications à tel contrat²⁴. Le Contrat a été conclu et approuvé par la Régie en suivant cette procédure.

[41] Ces dispositions de la Loi ne visent pas la revente de surplus d'électricité. Cela relève de l'optimisation du portefeuille d'approvisionnement du Distributeur et donc de sa gestion. Ainsi, ce dernier doit prendre les moyens de minimiser ses coûts d'approvisionnement. À cet égard, la Régie a déjà demandé au Distributeur d'analyser des solutions à moyen terme. C'est ce que le Distributeur a fait et, jusqu'à maintenant, il ne s'est pas avéré économique d'acheter l'énergie de la centrale de TCE et de la revendre.

5.4 EXAMEN D'AUTRES AVENUES POSSIBLES

[42] La Régie réitère néanmoins qu'elle s'attend à ce que le Distributeur réévalue annuellement, avant de demander à la Régie de suspendre la production d'électricité de la centrale de Bécancour, les avantages et les coûts d'autres avenues, telle la cession de tout ou partie du contrat à des tiers de gré à gré ou par appel d'offres ou l'opération sporadique en hiver de la centrale de TCE.

[43] Par exemple et sans prétendre gérer à la place du Distributeur, la Régie constate que la centrale de TCE peut fournir une puissance de 547 MW²⁵ alors que le Distributeur devrait acquérir pour les quatre mois d'hiver, dans le scénario où sa production serait suspendue en 2011, un peu plus de 500 MW de puissance par d'autres moyens.

5.5 DROIT DE SUBSTITUTION DE LA SOURCE DE PRODUCTION

[44] Comme le mentionne le Distributeur dans sa réplique, S.É./AQLPA a déjà soulevé, dans son mémoire produit au dossier R-3704-2009, sa préoccupation quant à la rédaction de l'article 28 de l'Entente relative à la prolongation de suspension après la fin de l'année 2011. Le Distributeur avait alors mentionné qu'il ne s'agissait pas d'un enjeu, étant donné que les parties au Contrat en avaient discuté et qu'elles étaient conscientes de

²³ Article 74.1 de la Loi.

²⁴ Article 74.2 de la Loi.

²⁵ Dossier R-3515-2003, pièce HQD-1, document 3, article 7.1 de la page 14 et article 7.6 de la page 17.

ce résultat. La Régie ne juge pas utile de revenir sur cette question dans le cadre du présent dossier.

5.6 CONCLUSION

[45] La preuve soumise par le Distributeur à l'appui de sa demande de prolongation de la suspension de la production de la centrale de TCE démontre que les projections de coûts servant à comparer le scénario de suspension et le scénario hypothétique de la revente sont adéquates.

[46] La preuve démontre clairement l'avantage économique pour les consommateurs de suspendre pour une autre année, en 2011, la production de la centrale de TCE.

[47] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

APPROUVE la prolongation de la suspension de la production d'électricité de la centrale de Bécancour pour l'année 2011.

Richard Lasseonde
Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M. Richard Dagenais;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman.