

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2011-110	R-3765-2011	2 août 2011
------------	-------------	-------------

PRÉSENT :

Richard Lassonde
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

Décision

Demande d'approbation de suspension des activités de production de la centrale de Bécancour pour l'année 2012

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, 2010 et 2011. La Régie a autorisé le Distributeur à suspendre l'application du Contrat pendant ces années par ses décisions D-2007-134³, D-2008-114⁴, D-2009-125⁵ et D-2010-109⁶ 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'Entente⁷ 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 10 juin 2011, 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 2012.

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-3734-2010.

⁷ 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*⁸ (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 soit approuvée par la Régie.

[6] La demande a été rendue publique sur le site internet de la Régie dans les jours qui ont suivi son dépôt et traitée sur dossier.

[7] La Régie a pris connaissance de la preuve du Distributeur et se prononce, par la présente, sur la demande de prolongation de la suspension de la production de la centrale de TCE pour 2012.

2. POSITION DU DISTRIBUTEUR

[8] Le Distributeur prévoit qu'en 2012, sur la base de ses prévisions de mai 2011, ses surplus énergétiques atteindront 7,1 TWh. Dans ce contexte, le Distributeur indique que pour faire face à cette situation il utilise tous les moyens lui permettant d'équilibrer l'offre et la demande, dont l'entente de suspension des activités de production de la centrale de TCE et qu'en dernier recours, il peut procéder à la revente d'énergie sur les marchés de court terme et, ultimement, lorsque les conditions de marchés le requièrent, utiliser moins d'électricité patrimoniale⁹.

[9] À l'instar des dossiers précédents visant la suspension de la production de la centrale de TCE, le Distributeur indique que l'analyse de la situation énergétique en 2012 démontre que le scénario de suspension demeure l'alternative la moins coûteuse et comportant le moins de risques par rapport à un scénario de revente des surplus.

⁸ L.R.Q., c. R-6.01.

⁹ Pièce B-0004, HQD-1, document 1, page 4.

LES RÉSULTATS DE 2010 ET DE 2011

[10] 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 avec les estimations du Distributeur des coûts des scénarios de revente pour les années 2010 et 2011 :

TABLEAU 1
COÛTS DE LA SUSPENSION ET DE LA REVENTE – 2010

	2010		
	R-3704-2009 (A)	Résultats au 31 décembre (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension (en M\$)	52,8	50,6	-2,2
Pertes économiques de TCE	37,5	27,2	-10,2
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	76,7	-28,2
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 \$	17,83 \$	-6,56 \$
Gain (perte) de la suspension (en M\$)	52,1	26,1	-26,0

TABLEAU 2
COÛTS DE LA SUSPENSION ET DE LA REVENTE – 2011

	2011		
	R-3734-2010 (A)	Suivi au 30 avril (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension (en M\$)	52,9	53,5	0,6
Pertes économiques de TCE	29,8	26,2	-3,5
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	19,9	24,3	4,5
Coûts de remplacement de la puissance	3,2	2,9	-0,3
Coût de la revente (en M\$)	123,3	81,7	-41,6
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)	28,68 \$	19,01 \$	-9,67 \$
Gain (perte) de la suspension (en M\$)	70,5	28,3	-42,2

¹⁰ Pièce B-0004, HQD-1, document 1, pages 5 et 6.

[11] En ce qui concerne les résultats 2010 (tableau 1), la suspension de TCE s'est avérée le scénario le plus avantageux pour le Distributeur et ses clients par rapport à un scénario de revente. Au 31 décembre 2010, le Distributeur évalue que le scénario de suspension a procuré un avantage de 26,1 M\$ à sa clientèle. Les coûts directs de la suspension se sont élevés à 50,6 M\$, soit 2,2 M\$ de moins que ceux prévus dans le cadre du dossier R-3704-2009.

[12] Le Distributeur indique qu'en juin 2009, l'écart entre le prix de revente et le coût de l'énergie du contrat de TCE était évalué à 24,39 \$/MWh. Au 31 décembre 2010, le Distributeur évalue plutôt cet écart à 17,83 \$/MWh, entraînant un coût de la revente de 28,2 M\$ inférieur à la prévision.

[13] Le tableau 2 ci-dessus présente les coûts directs de la suspension de la centrale TCE et l'estimation du coût du scénario de revente pour l'année 2011.

[14] Le Distributeur indique que, tout comme pour l'année 2010, le suivi de la suspension des activités 2011 confirme le net avantage de suspendre les livraisons de TCE en 2011 par rapport à un scénario de revente.

[15] L'évaluation réalisée par le Distributeur au 30 avril 2011 indique que le gain de la suspension s'élèverait à 28,3 M\$, soit 42,2 M\$ de moins que prévu. Les coûts directs de suspension pour 2011 devraient s'élever à 53,5 M\$, soit 0,6 M\$ de plus que prévu dans le cadre de l'étude du dossier R-3734-2010.

[16] En juin 2010, le Distributeur estimait que l'écart entre le prix de revente et le coût de l'énergie du contrat TCE serait de 28,68 \$/MWh. Les évaluations actuelles du Distributeur indiquent que cet écart serait de 19,01 \$/MWh, entraînant un coût de la revente inférieur de 41,6 M\$ à la prévision initiale.

LES SURPLUS PRÉVUS EN 2012

[17] Le Distributeur prévoit faire face à des surplus de 7,1 TWh en 2012, évalués avant le déploiement des moyens de gestion. Afin de minimiser les risques associés à la gestion de ces surplus, le Distributeur préconise de suspendre les livraisons de la centrale de TCE.

[18] Le tableau 3 compare le bilan en énergie du scénario avec suspension à celui du scénario sans suspension, pour l'année 2012.

TABLEAU 3
COMPARAISON DES BILANS EN ÉNERGIE (EN TWH)
ANNÉE 2012

	Avant déploiement des moyens	Après déploiement des moyens	
		Scénario sans suspension	Scénario avec suspension
Besoins visés par le plan <i>(révision de mai 2010)</i>	184,8	184,8	184,8
- Volume d'électricité patrimoniale <i>incluant patrimonial inutilisé</i>	178,9	176,0 <i>(2,8)</i>	178,2 <i>(0,7)</i>
= AAR au-delà du patrimonial	5,9	8,8	6,6
- Appro. non patrimoniaux de LT	13,0	10,8	6,9
• TransCanada Energy	4,3	4,3	-
• HQP - Base et cyclable	5,3	3,0	3,0
<i>Énergie différée</i>	-	2,0	2,0
<i>Énergie rappelée</i>	-	1,0	1,0
• Autres contrats de long terme	3,4	3,4	3,4
• Achats de court terme	n.a.	0,0	0,5
= AAR (surplus)	(7,1)	(2,0)	(0,3)
Surplus incluant le volume patrimonial inutilisé	(7,1)	(4,9)	(1,0)

[19] Malgré ses surplus d'énergie, et afin d'assurer le respect de son critère de fiabilité en puissance dans le scénario de suspension pour couvrir les besoins de janvier et février 2012, le Distributeur devrait procéder à l'acquisition de puissance UCAP sur les marchés de court terme de près de 100 MW selon la dernière révision de la prévision de mai 2011. Les quantités d'électricité interruptible présumées dans le scénario de suspension sont supérieures d'environ 500 MW à celles évaluées dans un scénario prenant en considération la contribution en puissance de TCE. À des fins de planification, le Distributeur retient une contribution maximale d'électricité interruptible établie à 850 MW.

LES COÛTS

[20] Le Distributeur rappelle que les coûts reliés à la suspension des livraisons d'énergie de TCE sont constitués des coûts associés à TCE, aux composantes fixes de transport et de distribution de gaz naturel ainsi qu'au coût de remplacement de la puissance.

COÛTS ASSOCIÉS À TCE

[21] Ces coûts représentent les pertes économiques que TCE assume en procédant à l'arrêt de la production d'électricité à la centrale de TCE. Les coûts sont estimés sur la base de l'entente entre le Distributeur et TCE du 29 juin 2009. En vertu de cette entente, TCE est compensée pour le manque à gagner entraîné par l'arrêt de la centrale, le coût additionnel de production de vapeur pour l'alimentation du client vapeur (laquelle est normalement produite à partir de la récupération des gaz d'échappement des turbines à gaz) et le coût de mise en veilleuse de la centrale. L'ensemble de ces coûts est estimé à 27,4 M\$.

COÛTS ASSOCIÉS AU TRANSPORT ET À LA DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

[22] Pour alimenter la centrale en gaz naturel, TCE a pris des engagements fermes de transport et de distribution de gaz. Les coûts nets de ces engagements, estimés à 25,9 M\$, sont assumés par le Distributeur. Ils intègrent la valeur de revente des capacités de transport.

[23] Les coûts de transport sont basés sur les tarifs de TransCanada Pipelines Ltd (TCPL) en date du 1^{er} mars 2011, indexés de 2 %. Le coût de la distribution est établi en fonction d'un volume correspondant à 75 % du volume souscrit et en appliquant une indexation de 2 % aux tarifs de la Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) en vigueur au 1^{er} décembre 2010.

COÛT DE REMPLACEMENT DE LA PUISSANCE

[24] Le scénario de suspension nécessiterait vraisemblablement l'acquisition supplémentaire d'électricité interruptible et de puissance sur les marchés de court terme, au coût estimé de 3,8 M\$.

VIGIE – LOI SUR LA QUALITÉ DE L'ENVIRONNEMENT

[25] À la suite de l'adoption de la *Loi modifiant la Loi sur la qualité de l'environnement et d'autres dispositions législatives en matière de changements climatiques* (2009, c.33), le gouvernement du Québec a annoncé, le 23 novembre 2009, l'implantation d'un système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de GES pour 2012. Les modalités de ce système ne sont toutefois pas encore connues. Le Distributeur poursuivra sa vigie à cet égard et en rendra compte à la Régie au moment opportun.

LA COMPARAISON DES SCÉNARIOS

[26] Selon la plus récente estimation, le coût du scénario de revente serait de 77,3 M\$ alors que les coûts nets du scénario de suspension des livraisons de TCE seraient de 53,4 M\$, dont 57,1 M\$ attribuables aux coûts directs de suspension. Ainsi, le bénéfice résultant de la suspension s'élèverait à 23,9 M\$.

[27] Le Distributeur observe à nouveau cette année d'importantes réservations du service de transport ferme de point à point faites par des tiers pour 2012. Les frais de réservation du service de point à point étant déjà engagés et intégrés aux revenus du Transporteur, le Distributeur ne peut bonifier le scénario de revente en misant sur la récupération additionnelle de ces coûts au bénéfice de la charge locale.

[28] Enfin, le Distributeur réitère que l'injection de 4,3 TWh sur le marché de l'énergie entraînerait une baisse importante du prix de revente. L'ajustement de -5 \$/MWh est donc maintenu. D'ailleurs, le Distributeur considère cet ajustement plutôt conservateur puisqu'il ne tient pas compte de l'impact marginal sur les prix que pourrait avoir la revente des surplus additionnels.

TABLEAU 4
COÛTS DE LA SUSPENSION ET DE LA REVENTE – 2012

	2012 (en M\$ courants)		
	R-3765-2011 (sans suspension) (A)	R-3765-2011 (avec suspension) (B)	Écart (B) - (A)
	Coûts directs de la suspension de TCE	0,0	57,1
Pertes économiques de TCE	0,0	27,4	27,4
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel (note 1)	0,0	25,9	25,9
Coûts de remplacement de la puissance	0,0	3,8	3,8
Coût d'approvisionnement	77,3	-3,7	-81,0
Revente nette (Revenus de la revente sur les marchés)	-133,0	-3,7	129,3
<i>Achats de court terme</i>	2,5	22,7	20,2
<i>Reventes de court terme</i> (note 2)	-63,1	-9,2	53,9
<i>Patrimoine inutilisé</i>	-72,4	-17,2	55,2
Coût de l'énergie de TCE	210,3	-	-210,3
Coût (bénéfice)	77,3	53,4	-23,9

(note 1) Tient compte des tarifs de TCPL et de SCGM en vigueur le 1^{er} mars 2011, indexés de 2%.

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

[29] À la lumière de ce qui précède, le Distributeur demande à la Régie d'accueillir la présente demande. La suspension des activités de production d'électricité de la centrale de TCE située à Bécancour s'avère la solution la moins coûteuse et la plus avantageuse pour la clientèle du Distributeur.

3. DÉCISION

3.1 COÛTS RELIÉS À LA SUSPENSION DE LA PRODUCTION

[30] 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 27,4 M\$ pour l'année 2012. À partir des tableaux 1, 2 et 4, la Régie note que ces montants sont stables par rapport aux deux dernières années, soit 27,2 M\$ en 2010 et 26,2 M\$ prévus en 2011. Elles sont par ailleurs plus faibles que le montant versé à TCE pour l'année 2009 (41,5 M\$).

[31] Les coûts relatifs aux engagements fermes de TCE pour alimenter la centrale en gaz naturel sont grandement influencés par les tarifs de TCPL et ceux de Gaz Métro. Le Distributeur les estime à 25,9 M\$ pour 2012 en intégrant la valeur de revente des capacités de transport. Même si ces coûts sont en progression par rapport aux deux années

précédentes (19,8 M\$ en 2010 et 24,3 M\$ prévu en 2011), la Régie est en accord avec l'estimation du Distributeur, cette progression est surtout due aux tarifs de TCPL.

[32] Quant au remplacement de la puissance de TCE, le Distributeur indique que le scénario de suspension nécessiterait vraisemblablement l'acquisition additionnelle d'électricité interruptible et de puissance sur les marchés de court terme pour un coût estimé à 3,8 M\$. Ce montant est dans l'ordre de grandeur de ceux des années passées, 3,6 M\$ en 2010 et 2,9 M\$ prévu en 2011. La Régie note que, pour l'hiver 2011-2012, le bilan en puissance déposé au présent dossier¹¹ démontre une réduction de la puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale, par rapport au bilan déposé dans le dossier du Plan d'approvisionnement 2011-2020¹². Ce besoin de remplacement de puissance de TCE pourrait donc être plus faible que prévu, mais cela ne change pas la conclusion de l'analyse économique.

3.2 ANALYSE ÉCONOMIQUE DES OPTIONS

[33] Le Distributeur présente, à l'instar de ce qu'il a fait dans les dossiers R-3649-2007, R-3673-2008, R-3704-2009 et R-3734-2010 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.

[34] En ce qui concerne les revenus de service de point à point du Transporteur en 2012, comme dans les deux dossiers précédents, le Distributeur réduit les revenus de la revente d'un montant de 8,29 \$/MWh. La Régie est en accord avec cette hypothèse vu que la faible disponibilité des interconnexions se poursuit.

[35] Pour l'année 2012 et en considérant le marché de New York comme référence, l'analyse économique du Distributeur repose, entre autres, sur l'utilisation des prix à terme du 2 juin 2010 au 1^{er} juin 2011 pour l'année 2012. Le Distributeur maintient son ajustement de -5 \$ du prix de la revente et prend aussi l'hypothèse de la parité entre le dollar US et le dollar canadien. Ainsi, selon les hypothèses retenues par le Distributeur, le

¹¹ Pièce B-0004, HQD-1, document 1, page 15.

¹² Dossier R-3748-2010, pièce B-0004, tableau 4.4-4.

scénario de suspension engendrerait des coûts inférieurs de 23,9 M\$ au scénario de revente.

[36] La Régie est en accord avec ces hypothèses et note que l'écart prévu en 2012 entre un scénario de revente et celui de la suspension de la production de la centrale de TCE est du même ordre de grandeur que ceux des deux années passées, 26,1 M\$ en 2010 et 28,3 M\$ prévus en 2011, tout en étant plus faible que les prévisions du Distributeur pour ces mêmes années dans les dossiers R-3704-2009 et R-3734-2010. Par ailleurs, un dollar canadien qui se maintiendrait à 1,05 \$US en 2012 viendrait bonifier cet écart entre les scénarios.

[37] Un autre élément important de l'analyse économique concerne la perte d'électricité patrimoniale qui est l'électricité la moins coûteuse de tous les approvisionnements du Distributeur. La Régie constate que le scénario sans suspension des livraisons de la centrale de TCE mène à utiliser 2,8 TWh de moins d'électricité patrimoniale en 2012, alors que dans le scénario avec suspension cette perte serait limitée à 0,7 TWh.

[38] Cette analyse économique démontre pour la Régie que le scénario de suspension demeure l'alternative la moins coûteuse pour les clients du Distributeur et comportant le moins de risques par rapport à un scénario de revente des surplus provenant de la production de la centrale de TCE.

3.3 EXAMEN D'AUTRES AVENUES POSSIBLES

[39] La Régie, dans sa précédente décision sur la suspension de la production de la centrale de TCE en 2011¹³, indiquait qu'elle s'attendait à ce que le Distributeur réévalue 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. La Régie est satisfaite que d'autres avenues soient explorées comme discuté dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020, dossier R-3748-2010.

¹³ Dossier R-3734-2010, décision D-2010 109, page 14.

3.4 CONCLUSION

[40] 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. La preuve démontre clairement l'avantage économique pour les consommateurs de suspendre la production de la centrale de TCE pour une autre année, en 2012.

[41] **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 2012.

Richard Lasonde

Régisseur

Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser.