

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2008-114

R-3673-2008

10 septembre 2008

PRÉSENT :

Gilles Boulianne

Régisseur

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Participants dont les noms apparaissent à la page suivante

Décision finale

Demande d'approbation de la prolongation de la suspension des activités de production d'électricité à la centrale de Bécancour pour l'année 2009, à la suite de l'exercice de son option par le Distributeur suivant l'entente finale avec TransCanada Energy Ltd

Participants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Cargill Energy Trading Canada inc. (CETC);
- Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Mouvement au Courant (MAC);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);
- Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- TransCanada Energy Ltd (TCE);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

1. INTRODUCTION

Le 4 juillet 2008, la demanderesse, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) demande à la Régie de l'énergie (la Régie) d'être autorisée à exercer l'option de prolongation de la suspension des activités de production d'électricité de la centrale de Bécancour pour l'année 2009. Cette option est prévue au protocole d'entente visant la suspension temporaire des activités de production d'électricité à la centrale de Bécancour (le Protocole) et à l'entente finale (l'Entente finale) intervenue le 30 novembre 2007 entre le Distributeur et TransCanada Energy Ltd (TCE). Ces documents ont été approuvés par la Régie le 7 décembre 2007¹ sous l'article 74.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*² (la Loi). Tel que prévu à l'Entente finale, le Distributeur a exercé cette option de prolonger la suspension pour l'année 2009 avant le 2 juillet 2008.

Dans le dossier du Plan d'approvisionnement 2008-2017³, la Régie approuvait deux conventions (les Conventions) signées avec Hydro-Québec dans ses activités de production (le Producteur) permettant au Distributeur de différer, entre 2008 et 2011, des livraisons d'énergie prévues au contrat en base et au contrat cyclable signés avec le Producteur et d'en programmer le retour entre 2012 et 2020, selon certaines modalités⁴.

Le 14 juillet 2008, la Régie informe les intervenants et observateurs dans les dossiers du Plan d'approvisionnement 2008-2017 (R-3648-2007) et de la demande d'approbation du Protocole et de l'Entente finale (R-3649-2007) qu'elle procédera à l'examen de la présente demande sur dossier et qu'une audience présidée par la formation et conduite comme une séance de travail aura lieu le 25 juillet 2008. Elle informe également les destinataires qu'elle verse au dossier la preuve du dossier R-3649-2007 ainsi que celle de la phase 1 du dossier R-3648-2007. Par ailleurs, le 21 juillet 2008, le Distributeur dépose un complément de preuve à la suite de la demande de la Régie du 14 juillet 2008.

TCE demande, par ailleurs, que la Régie statue favorablement sur la demande de confidentialité des éléments et renseignements qui ont fait l'objet de la décision D-2007-127 rendue le 12 novembre 2007 dans le cadre de l'examen de la demande de suspension pour l'année 2008. Le 15 août 2008, la Régie accueille la demande de traitement confidentiel de TCE⁵.

¹ Décision D-2007-134, dossier R-3649-2007, 7 décembre 2007.

² L.R.Q., c. R-6.01.

³ Dossier R-3648-2007.

⁴ Décisions D-2008-76, D-2008-76R et D-2008-76 Motifs, dossier R-3648-2007, phase 1.

⁵ Décision D-2008-106, dossier R-3673-2008, 15 août 2008.

À la suite de la séance de travail, les participants déposent leurs observations le 14 août 2008 et le Distributeur y réplique le 21 août 2008.

Les activités de production de la centrale de Bécancour de TCE sont suspendues depuis le 1^{er} janvier 2008. Dans la présente décision, la Régie statue sur la demande du Distributeur de poursuivre cette suspension pour l'année 2009.

2. CONTEXTE DE LA DEMANDE

STRATEGIE D'APPROVISIONNEMENT EN 2008 ET RESULTATS

Le Distributeur soumet que la suspension de la production de l'usine de TCE en 2008 permettra de réduire de 4,3 TWh les surplus anticipés de 6,8 TWh pour cette année, contribuant ainsi significativement à l'équilibre énergétique recherché par le Distributeur.

Dans son approbation du scénario de suspension, la Régie avait considéré en décembre 2007 que les risques liés aux coûts de cette option étaient bien circonscrits⁶. En outre, le scénario de suspension prévoyait un gain économique de 12,9 \$/MWh, selon les estimations de novembre 2007. Ce gain économique serait de 26,8 \$/MWh selon les données en date du 26 juin 2008 et pourrait s'élever à 50 M\$ pour l'année 2008⁷. La Régie en prend acte et constate que ce gain provient principalement de l'écart à court terme entre la variation des coûts du gaz naturel qui se répercutent directement sur les coûts de TCE et la variation des prix de l'électricité sur le marché du « New York Independent System Operator » (NYISO) de la zone M⁸. Ce gain pourrait varier suivant l'évolution de ces paramètres.

ÉVOLUTION DE LA DEMANDE ET DES SURPLUS DU DISTRIBUTEUR

Selon la révision d'avril 2008 de la prévision de la demande, le Distributeur doit faire face en 2009 à des besoins en énergie de 183,7 TWh, soit une diminution de l'ordre de 1,2 TWh par rapport aux données de la phase 1 du dossier du Plan d'approvisionnement 2008-2017. Le secteur *industriel Grandes entreprises*, touché par le contexte économique difficile, expliquerait la plus grande partie de cette révision à la baisse (0,8 TWh). Les secteurs *domestique et agricole, général et institutionnel* et *industriel PME* sont revus à la baisse

⁶ Décision D-2007-134, dossier R-3649-2007, 7 décembre 2007, page 12.

⁷ Pièce B-1, pages 2 et 3.

⁸ Pièce B-1, page 9.

pour 0,4 TWh. En conséquence, les surplus énergétiques du Distributeur seraient maintenant évalués à 6,1 TWh pour 2009⁹.

La Régie note que la révision d'avril 2008 montre des surplus annuels persistants jusqu'en 2011 et des besoins annuels à combler de 2012 à 2020. Ces derniers passeraient en effet de 0,9 TWh (ou plus de 100 MW annuellement) en 2012 à 9,9 TWh en 2020¹⁰. Ainsi, les besoins annuels des années 2011 à 2017 sont revus à la hausse par rapport à la phase 1 du dossier du Plan d'approvisionnement 2008-2017, tandis que les besoins des années 2009 et 2010 eux, sont revus à la baisse¹¹.

UTILISATION DES INTERCONNEXIONS

Le Distributeur expose aussi sa perception du contexte de 2009 en ce qui concerne l'utilisation des interconnexions. En s'appuyant sur l'examen du site OASIS d'Hydro-Québec, il constate que « *les interconnexions seront encore très sollicitées pour les utilisateurs du transport point à point en mode export dans les marchés du nord-est américain* ».

L'historique des transits sur les interconnexions, s'élevant à 11 172 GWh pour 2005, 12 346 GWh pour 2006¹² et à 16 845 GWh¹³ pour l'année 2007, confirme une augmentation constante depuis trois ans. La Régie note l'importance des transits en 2007.

En réplique, le Distributeur souligne aussi que certains indicateurs permettent d'anticiper que le Producteur risque d'être très actif sur les marchés de revente et peu sur les marchés d'achat. Il note, entre autres, que le Producteur a effectué d'importantes demandes d'études pour un service de transport ferme sur les interconnexions de New York, de l'Ontario et de la Nouvelle-Angleterre. Le Distributeur en déduit que, compte tenu des coûts fixes reliés aux réservations découlant de ces études, le Producteur a l'intention d'être très actif sur ces marchés. De plus, de nouveaux équipements de production seront mis en service en 2009 et les Conventions permettant au Distributeur de différer des livraisons libèrent des volumes d'énergie pour le Producteur.

⁹ Pièce B-2-HQD-1, document 1, pages 5 et 6.

¹⁰ Pièce B-4.

¹¹ Pièce B-4; dossier R-3648-2007, phase 1, pièce HQD-1, document 5, page 9, tableau 1.

¹² Décision D-2007-134, dossier R-3649-2007, 7 décembre 2007, page 7.

¹³ Dossier R-3669-2008, pièce HQT-9, document 1, page 21, tableau 6.

La Régie reconnaît que le Distributeur peut anticiper une utilisation importante des interconnexions en 2009 et que le Producteur sera peu intéressé à des achats d'énergie.

3. ANALYSE DES OPTIONS

COÛTS DIRECTS DE TCE RELIÉ À LA SUSPENSION DE LA PRODUCTION

Les coûts directs de TCE reliés à la suspension de la production de la centrale de Bécancour en 2009 sont évalués à 74 M\$:

Tableau 1
Coûts de TCE dans le scénario de suspension¹⁴
(M\$)

	2008		2009	
	Selon le dossier R-3649-2007	Données mises à jour	Tels que présentés dans le dossier R-3673-2008	En tenant compte de la décision D-2008-89 ¹
Total des coûts directs de TCE	54,2	58,6	72	74
Pertes économiques de TCE	40,8	41,4	57	57
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	10,9	14,5	14	16
Coûts de remplacement de la puissance	2,5	2,7	2	2

Note 1 : Dossier de la demande de modification du tarif D₄ de Gaz Métro, R-3653-2007

Les pertes économiques de TCE correspondent aux coûts que celle-ci assume en procédant à l'arrêt de la production d'électricité à la centrale de Bécancour. Ces coûts représentent le coût de remplacement de la production de vapeur, la perte de revenus de TCE et les coûts additionnels engendrés par la remise en exploitation de la centrale. Ils sont estimés à 41,4 M\$ en 2008 et passeront à 57 M\$ en 2009. La Régie constate que cette augmentation est attribuable essentiellement à l'augmentation du coût du gaz naturel¹⁵.

¹⁴ Données agrégées selon les pièces B-1-HQD-1, document 1, pages 4 et 10 et B-5-HQD-2, document 3, page 3.

¹⁵ Pièce A-4-1-Notes sténographiques (NS), 25 juillet 2008, pages 149 à 160.

TARIFS DE TRANSCANADA PIPELINES LTD (TCPL) ET DE GAZ MÉTRO

Le Distributeur évalue à 14 M\$ les coûts associés aux engagements relatifs au coût de transport du gaz et aux coûts fixes de distribution de gaz pour l'année 2009.

En complément de preuve, le Distributeur mentionne que la décision D-2008-89 rendue dans le dossier R-3653-2007 a pour effet de faire augmenter le coût de distribution de gaz naturel de 1,8 M\$. Ce coût passerait donc de 14 M\$ à 15,8 M\$.

Dans le dossier de la demande d'approbation du Protocole et de l'Entente finale pour l'année 2008, ce coût était initialement évalué à 10,9 M\$. L'augmentation importante entre les montants de l'année 2008 et 2009 est principalement attribuable aux augmentations de près de 30 % du tarif fixe de TCPL sur le tronçon Dawn-GMi. Le Distributeur mentionne que cette dernière augmentation n'a pas d'impact sur l'analyse économique puisqu'elle s'applique autant au scénario avec suspension que sans suspension.

Le Distributeur évalue que la diminution du volume souscrit prévu à la clause 5.1 des tarifs de distribution D₃ et D₄ du Texte des tarifs de Gaz Métro entraînerait une baisse des coûts de la suspension de 0,6 M\$.

Par ailleurs, le Distributeur évalue à 0,7 M\$ l'impact de la hausse tarifaire demandée par Gaz Métro dans son dossier tarifaire 2009. Selon le Distributeur, cette hausse n'a pas d'incidence sur l'analyse économique du scénario avec suspension dans la mesure où il considère que cette augmentation n'est pas attribuable à la suspension pour les années 2010 et suivantes.

La Régie considère que les calculs du Distributeur sont conformes à ce qui s'est fait l'an passé et reflètent, en autres, les hausses importantes des tarifs de TCPL au cours de la dernière année.

Cependant, la Régie note que le calcul du Distributeur ne tient pas compte de la réduction possible du volume souscrit de TCE permis par le Texte des tarifs de Gaz Métro. La Régie évalue que TCE aurait pu se prévaloir d'une réduction de 10 % de son volume souscrit de distribution de gaz pour l'année 2008 et de 10 % pour l'année 2009. En conséquence, la Régie considère que le coût de suspension relatif aux engagements de transport et de distribution de gaz naturel devrait être réduit de 1,2 M\$. Le coût direct de TCE devrait donc être d'environ 73 M\$.

ANALYSE ÉCONOMIQUE EN TENANT COMPTE DES CONVENTIONS

En s'appuyant sur les mêmes prémisses qui furent reconnues par la Régie dans sa décision D-2007-134 relative à la demande d'approbation du Protocole et de l'Entente finale, le Distributeur présente une analyse économique comparative des divers scénarios qui favorise, de façon plus marquée, la suspension des livraisons en provenance de la centrale de TCE. Il estime le gain en faveur de ce dernier scénario à 16 M\$¹⁶.

EBMI propose une analyse économique comparant, pour 2009, un scénario de revente de 6,2 TWh, incluant des achats de 0,08 TWh, à un scénario de suspension qui consiste à revendre 2,3 TWh et acheter 0,5 TWh¹⁷. Selon ses propres hypothèses, elle conclut que le scénario de revente en 2009 pourrait représenter un avantage pour le Distributeur de 30 M\$ à 40 M\$. EBMI prend, entre autres, l'hypothèse d'une revente de 100 MW en tout temps sur le marché de la Nouvelle-Angleterre et juge que l'ajustement de -5,00 \$/MWh appliqué sur le prix de référence du marché NYISO n'est plus requis en 2009.

CETC recommande aussi à la Régie de ne pas tenir compte de cet ajustement à la baisse de 5,00 \$/MWh. Elle signale l'importance grandissante des marchés de la Nouvelle-Angleterre et du Nouveau-Brunswick et note que le Distributeur a effectué des transactions principalement sur ces marchés en juin et juillet 2008¹⁸.

L'UC affirme que les résultats des analyses relatives à la problématique de la gestion des surplus énergétiques du Distributeur pour 2009, sans tenir compte de la possibilité de diminuer ces surplus par l'application des Conventions, devraient être ignorés par la Régie¹⁹.

L'ACEF de Québec va dans le même sens :

« Ainsi la prise en compte de la possibilité de différer l'énergie sous les deux contrats avec HQP doit être faite dans un horizon de long terme (2008 à 2020). La modification des contrats avec HQP permet en effet une gestion à plus long terme de l'équilibre offre-demande et permet de différer dans le temps l'utilisation de l'énergie offerte à moindre coût que l'importation d'électricité [...]. L'évaluation bénéfices-coûts de la suspension des livraisons de TCE pour 2009 ne peut donc plus se limiter aux seules données de 2009. »²⁰

¹⁶ Pièce B-8, page 1.

¹⁷ Pièce C-2-6-EBMI, page 22; pièce B-1, page 14.

¹⁸ Pièce B-5-HQD-2, document 2, page 4.

¹⁹ Pièce C-1-4-UC, pages 19 et 20.

²⁰ Pièce C-14-2-ACEF de Québec, page 4.

La Régie souscrit aux observations de l'UC et de l'ACEF de Québec sur ce point et ne retient pour sa décision que les analyses des scénarios avec et sans suspension de TCE en 2009, en considérant l'utilisation possible des Conventions. En ce qui concerne les transactions du Distributeur de juin et juillet 2008, celui-ci a effectivement acheminé de petites quantités vers la Nouvelle-Angleterre. La Régie retient toutefois que les offres reçues par le Distributeur étaient en général très en dessous du prix de référence²¹.

Dans son complément de preuve, le Distributeur présente une analyse économique, en tenant compte des Conventions, qui démontre une perte de 20 M\$ en 2009 et un bénéfice de 38 M\$ se matérialisant en 2020 (en \$ actualisés en 2008), soit un avantage de 18 M\$ pour le maintien de la production de l'usine de TCE en 2009²². Par contre, le Distributeur nuance ces résultats, considérant qu'il y a une variété de scénarios possibles et que la décision ne peut s'appuyer sur la seule base de cette évaluation économique.

En ce qui concerne les possibilités du Distributeur de différer de l'énergie pour ses besoins futurs, EBMI indique seulement qu'elles « *ne feraient qu'augmenter l'avantage économique de l'option de revente* »²³.

Selon l'UC l'avantage économique de 18 M\$ (en \$ actualisés de 2008) calculé par le Distributeur, « *serait beaucoup plus élevé si le Distributeur utilisait de l'énergie différée dès le moment de l'apparition des besoins additionnels requis* ».

L'expert de l'AQCIE/CIFQ pose aussi ses propres hypothèses et précise que l'analyse économique qui conclut à un léger avantage du scénario du maintien de la production de la centrale de TCE en 2009, est très sensible aux différentes hypothèses choisies.

L'ACEF de Québec soutient quant à elle que le Distributeur doit non seulement planifier correctement l'équilibre offre-demande, mais qu'il doit aussi viser à minimiser les coûts d'approvisionnement dans une vision de long terme. Elle juge préférable le maintien des livraisons de TCE en 2009 en différant une partie de cette production selon les ententes avec le Producteur. Mais l'ACEF de Québec reste consciente qu'il subsiste des incertitudes et des risques importants en lien avec ce scénario²⁴.

La Régie constate la variabilité des résultats des analyses économiques selon les différentes hypothèses considérées. Par exemple, la diminution récente des prix des contrats à terme de

²¹ Pièce B-5-HQD-2, document 2, page 4.

²² Pièce B-3.

²³ Pièce C-2-6-EBMI, page 22.

²⁴ Pièce C-14-2-ACEF de Québec, page 7.

2009 sur le New York Mercantile Exchange (NYMEX) pour le gaz naturel et l'électricité modifierait sensiblement à la baisse le coût du scénario de revente en 2009, augmentant ainsi l'avantage de ce scénario. Elle conclut que si l'écart entre les scénarios avec et sans suspension varie autant pour 2009, l'écart prévu en 2020 pourrait aller à la baisse comme à la hausse et être d'une plus grande ampleur. Elle est d'accord avec le Distributeur sur le fait qu'elle ne peut appuyer sa décision sur la seule base de ces analyses économiques, même celles qui tiennent compte des Conventions.

4. ANALYSE DES RISQUES

RISQUES RELIÉS À LA DEMANDE

Comme la Régie souhaite rendre sa décision en tenant compte de la possibilité pour le Distributeur de différer l'énergie, l'analyse de la présente demande doit se faire en considérant les risques liés à l'évolution de la demande sur la période visée par les Conventions.

Dans sa décision D-2008-76 Motifs sur la demande d'approbation des Conventions signées avec le Producteur, la Régie mentionne : « [...] *un des risques économiques des Conventions est celui lié à une évolution à la baisse de la prévision de la demande* »²⁵. Elle souligne plus loin que ce risque peut être mitigé « *notamment en diminuant les quantités différées* »²⁶.

L'expert de l'AQCIE/CIFQ souligne : « *Over the past five years, HQD has consistently reduced its longer-term load forecast, particularly with respect to its industrial load. Moreover, HQD expressed concerns about further reductions in industrial load during the hearings in this proceeding. For that reason, I believe there is a significant likelihood that the future economic benefit shown in the HQD economic analysis of the deferral/resale scenario will never be realized* »²⁷.

Advenant une diminution de la demande remettant en question la présence de besoins de long terme, la Régie comprend que le coût évité utilisé par le Distributeur pourrait ne plus être approprié afin d'évaluer la valeur de l'énergie retournée en remplacement d'un appel d'offres de long terme. De plus, une diminution de la demande augmenterait le risque de

²⁵ Décision D-2008-076 Motifs, dossier R-3648-2007, phase 1, 25 juin 2008, page 18.

²⁶ Décision D-2008-076 Motifs, dossier R-3648-2007, phase 1, 25 juin 2008, page 22.

²⁷ Pièce C-6-2-AQCIE/CIFQ, page 10.

présence d'un solde important en 2020. Un compte d'énergie différé plus faible réduit l'impact financier négatif qui pourrait résulter d'une modification des besoins prévus.

Au sujet des Conventions signées avec le Producteur, le Distributeur explique que :

« [...] l'ampleur des quantités reportées pouvait être telle que cette énergie devait être revendue sur les marchés de court terme. Dans un tel cas le report d'énergie ne comportait pas d'intérêt économique.

[...]

Les analyses montrent que dans le scénario de la demande actuelle, une augmentation des surplus de l'ordre de 2 TWh sur l'horizon 2008-2020 viendrait rendre la fermeture de TCE nettement plus avantageuse que toute autre stratégie.

Compte tenu des risques d'une croissance de la demande plus faible que prévue sur l'horizon, notamment dans le cas d'un retard dans certaines implantations industrielles, le Distributeur, comme il en a plusieurs fois fait mention, désire conserver la flexibilité nécessaire pour faire face à des scénarios plus faibles.

Déjà en 2009, si la centrale de TCE était en exploitation, l'option d'énergie différée serait utilisée à son maximum et le Distributeur devrait s'en remettre strictement à des ventes sur les marchés de court terme qui seraient déjà à un niveau de plus de 2 TWh. Par ailleurs, le portefeuille de moyens de 2009 n'offrirait plus aucune flexibilité. »²⁸

La Régie est particulièrement sensible aux risques évoqués par le Distributeur dans le présent dossier quant aux possibles difficultés à épuiser, de façon rentable, le compte d'énergie différée lors des années de retour. Il semble en effet que ces risques liés au scénario sans suspension sont appréciables eu égard à l'évolution récente de la prévision de la demande.

GESTION DES CONVENTIONS AVEC LE PRODUCTEUR

Lors de la phase 1 du dossier du Plan d'approvisionnement 2008-2017, le Distributeur a présenté les Conventions et indiqué qu'il envisageait différer un total de 9 TWh, prévoyant des retours entre 2013 et 2017 en tenant compte de l'équilibre des bilans annuels²⁹. Dans le présent dossier, il indique que c'est un peu plus que prévu, soit 9,6 TWh, qui pourraient être

²⁸ Pièce B-2-HQD-1, document 1, pages 8 et 9.

²⁹ Pièce B-5-HQD-2, document 4, page 5.

différés si la production de la centrale de TCE était suspendue en 2009. Les retours par contre, en tenant compte du profil anticipé de ses besoins, auraient lieu plutôt entre 2016 et 2020 afin de minimiser les reventes en été.

L'UC reprend les témoignages du Distributeur lors de la phase 1 du Plan d'approvisionnement pour conclure que les Conventions lui permettent de revendre de l'énergie rappelée si le solde est trop important pour répondre à la demande québécoise³⁰. Elle ajoute :

« Pour UC, l'objectif que se fixe le Distributeur de minimiser les reventes, dans le cadre du présent dossier, semble aller à l'encontre, de l'intérêt des consommateurs et du principe voulant que soit satisfait les besoins québécois au moindre coût, »³¹

L'UC présente un calcul, basé sur les quantités prévues par le Distributeur en 2017 et sur les prix unitaires fournis à la pièce B-3, montrant pour 2017 « qu'un rappel de 50 MW supplémentaire réduit les coûts en approvisionnement de 15,7 M\$ en \$ courants de 2017, soit l'équivalent de 9 M\$ en \$ actualisés de 2008 »³².

L'UC indique que la prévision d'avril 2008 n'a pas fait l'objet d'un examen approfondi par la Régie. De plus, la validité des résultats des évaluations du Distributeur dépend des profils horaires de la demande qu'il a utilisés.

Après l'examen des Conventions signées avec le Producteur, la Régie écrivait dans sa décision³³ :

« La Régie prend acte des propos du Distributeur en audience selon lesquels il peut revendre de l'énergie autant pendant la période où les livraisons sont reportées (2008-2011)³⁴ que pendant la période de retour des livraisons (2012-2020)³⁵, et ce, en autant que les reports n'aient pas été faits à des fins spéculatives et que le Distributeur ait fait les efforts raisonnables pour que les Conventions servent aux besoins des Québécois³⁶. »

La Régie considère que cette possibilité de revente est importante pour conserver la flexibilité du Distributeur en matière de gestion de ses approvisionnements. Elle l'est

³⁰ Pièce C-1-4-UC, page 10.

³¹ Pièce C-1-4-UC, page 13.

³² Pièce C-1-4-UC, page 15.

³³ Décision D-2008-76 Motifs, dossier R-3648-2007, 25 juin 2008, page 6.

³⁴ Dossier R-3648-2007, pièce A-26.1-NS, volume 1, 30 avril 2008, pages 57, 68, 69 et 167.

³⁵ Dossier R-3648-2007, pièce A-26.1-NS, volume 1, 30 avril 2008, pages 30, 110 et 111.

³⁶ Dossier R-3648-2007, pièce A-26.1-NS, volume 1, 30 avril 2008, pages 77 et 78.

également pour ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée avant le 31 décembre 2020 (voir section 3.4). »

La Régie comprend que les profils annuels de la demande peuvent se modifier avec la demande accrue de conversions vers l'électricité. Même si certaines quantités doivent être revendues en été, les retours d'énergie répondant à des besoins du Distributeur (en hiver, au printemps et à l'automne) sont permis par les Conventions, car le Distributeur aura fait les efforts raisonnables pour combler des besoins québécois. Retarder ces retours d'énergie vers 2020 ferait courir un risque aux clients du Distributeur en cas de scénarios plus faibles que prévu. Par contre, ces retours qui combleraient des besoins en approvisionnement à coûts élevés pourraient être intéressants. Un équilibre doit donc être trouvé afin que ces retours d'énergie répondent le mieux possible à l'objectif de minimiser les coûts d'approvisionnement du Distributeur sur la période 2012 à 2020.

La Régie souligne que le Distributeur se doit d'optimiser la gestion de ses approvisionnements, selon le principe du moindre coût, en tenant compte des risques et cela peut se traduire par une augmentation de la revente en été lors des retours d'énergie.

PERTE DE FLEXIBILITÉ

Dans sa demande le Distributeur conclut que la suspension de la production de la centrale de TCE en 2009 s'avère la solution lui procurant la flexibilité nécessaire à la gestion de ses approvisionnements³⁷. Il ajoute en complément de preuve :

« Compte tenu de la variété de scénarios possibles, le Distributeur est d'avis que la décision de suspendre ou non les activités de TCE ne peut s'appuyer sur un seul scénario ou seulement sur la base de l'évaluation économique.

[...]

Par ailleurs, le portefeuille de moyens de 2009 (en cas de maintien de TCE) n'offrirait plus aucune flexibilité.

Ainsi, la suspension de TCE s'inscrit dans une saine gestion de l'équilibre énergétique et permet au Distributeur de s'outiller pour faire face à des scénarios à la hausse comme à la baisse. »³⁸

³⁷ Pièce B-1, page 6.

³⁸ Pièce B-2-HQD-1, document 1, page 9.

Dans sa réplique, il précise que « *comme en 2008, la nécessité de tendre vers un équilibre offre-demande constitue la justification principale de la demande de suspension pour 2009* »³⁹.

L'UMQ considère que le scénario avec suspension permet de tirer pleinement profit de la flexibilité conférée par les Conventions et de minimiser le risque lié à la prévision de la demande⁴⁰.

Comme le Producteur sera encore très actif sur les marchés d'exportation en 2009 et bien moins sur les marchés d'achat⁴¹ et que le Distributeur ne dispose pas des mêmes outils que lui pour intervenir sur ces marchés, la Régie accepte sa stratégie de chercher à tendre vers un équilibre offre-demande. Dans la mesure où les coûts et les bénéfices sont incertains, l'objectif du Distributeur de se donner une certaine flexibilité dans la gestion de ses approvisionnements est adéquat, par exemple pour pallier les variations de la demande ou des prix sur les marchés et les aléas climatiques.

IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX LIÉS À LA DEMANDE DU DISTRIBUTEUR

Le Distributeur indique qu'il n'est pas entré dans une analyse des avantages environnementaux pour justifier sa demande. Il indique que cela imposerait de poser toutes sortes d'hypothèses sur quelle énergie pourrait être déplacée par le maintien de la production de TCE et quelle serait la valeur attribuable à la tonne de gaz à effet de serre (GES)⁴².

S.É./AQLPA dépose un mémoire qui effectue cette analyse sur la base de plusieurs hypothèses touchant non seulement les GES, mais aussi les autres polluants comme les NO_x, le SO₂, les COV et les particules. Le bilan des émissions favorise le scénario de suspension de TCE pour 2009⁴³. Par contre, il y aurait un avantage environnemental au scénario de non-suspension en prenant en compte les émissions de 2009 et celles de 2020. L'intervenant conclut cependant que vu, entre autres, la nature des émissions atmosphériques produites et évitées (quant au type de polluant, à la localisation des émissions et à leur période), le scénario de suspension de TCE en 2009 est préférable⁴⁴.

³⁹ Pièce B-8, page 12.

⁴⁰ Pièce C-12-2-UMQ, page 12.

⁴¹ Pièce B-8, pages 6 et 7.

⁴² Pièce A-4-1-NS, 25 juillet 2008, pages 132 et 213.

⁴³ Pièce C-9-3-S.É./AQLPA, page 27.

⁴⁴ Pièce C-9-3-S.É./AQLPA, page 35.

Le GRAME favorise le remplacement d'électricité produite par du charbon en Ontario par de l'énergie québécoise. Il recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il évalue les possibilités d'exporter le surplus d'énergie provenant de la centrale de Bécancour vers l'Ontario.

La Régie avait aussi noté dans le dossier de la demande d'approbation du Protocole et de l'Entente finale qu'il était difficile d'évaluer les conséquences environnementales d'une stratégie de revente de la production de cette centrale en cycle combiné au gaz naturel. En effet, la production qui pourrait être remplacée, selon les quantités et les périodes de revente et l'efficacité de ces centrales hors Québec, sont difficiles à établir. Elle avait seulement noté que l'option de la suspension avait un avantage indéniable sur le bilan de GES du Québec⁴⁵.

Le mémoire de S.É./AQLPA montre que ce type d'analyse suppose la prise en compte d'un certain nombre d'hypothèses et que l'on doit tenir compte des GES, mais aussi des autres polluants et de la façon dont ces derniers pourraient affecter le Québec localement ou régionalement.

Quant à la recommandation du GRAME concernant le remplacement de la production de centrales au charbon en Ontario, la Régie juge que le Distributeur ne peut prendre d'engagements à long terme, ses surplus étant temporaires, comme le démontre la preuve du Plan d'approvisionnement 2008-2017.

La Régie, comme lors du dossier de la demande d'approbation du Protocole et de l'Entente finale, maintient que l'avantage de la suspension sur le bilan des GES du Québec est indéniable, ainsi que sur les impacts d'émissions locales et régionales.

5. CONCLUSION

Le contexte de cette demande concernant l'exercice de l'option du Distributeur de maintenir la suspension de la production de la centrale de TCE en 2009 est différent de celui du dossier de l'approbation du Protocole et de l'Entente finale, en raison de l'utilisation que le Distributeur peut faire des Conventions pour gérer ses approvisionnements au moindre coût.

⁴⁵ Décision D-2007-134, dossier R-3649-2007, 30 mars 2007, page 16.

La Régie constate que l'évolution de la demande du Distributeur est à la baisse et que ses surplus augmentent à court terme. Par ailleurs, l'utilisation des interconnexions sera probablement encore importante en 2009 et le Producteur risque d'être peu intéressé à des achats d'énergie.

La Régie a examiné les différentes analyses économiques. Elle accueille la demande du Distributeur de maintenir la suspension de la production de la centrale de TCE en 2009, surtout sur la base de l'analyse des risques, en particulier celui d'une demande inférieure à la prévision. Ce scénario de suspension s'inscrit dans une saine gestion de l'équilibre énergétique en permettant au Distributeur de conserver la flexibilité dont il a besoin avec les outils dont il dispose.

Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la demande spécifique du Distributeur à l'égard de l'option de suspension des activités de la centrale de production d'électricité à la centrale de Bécancour pour l'année 2009.

Gilles Boulianne
Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M^e Denis Falardeau;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;
- Cargill Energy Trading Canada inc. (CETC) représentée par M^e Christopher Richter;
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI) représentée par M^e Paule Hamelin;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;
- Hydro-Québec Distribution représentée par M^e Éric Fraser;
- Mouvement Au Courant (MAC) représenté par M. John Burcombe;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Annie Gariépy;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler;
- Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) représentée par M^e Marie-Ève Gagné;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- TransCanada Energy Ltd (TCE) représentée par M^e John Hurley et M^e Stéphane Miron;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.