

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2007-134

R-3649-2007

7 décembre 2007

PRÉSENT :

M. Jean-Paul Théorêt

Régisseur

Hydro-Québec

Demanderesse

et

**Participants dont les noms apparaissent à la page
suivante**

Décision finale

*Demande d'approbation du Protocole d'entente
visant la suspension temporaire des activités de
production d'électricité à la centrale de Bécancour et
de l'entente finale entre Hydro-Québec Distribution
et TransCanada Energy Ltd.*

Participants :

- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Mme Brigitte Blais;
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe Environnemental STOP;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Mme Lise Lachance;
- Parti Vert du Québec ;
- M. Jean-Claude Préfontaine et Mme Suzanne Rochon;
- Québeckyoto;
- Regroupement des gestionnaires et copropriétaires du Québec (RGCQ);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEEÉ);
- M. Guy Roy;
- 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);
- Mme Barbara Tremblay;
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

1. INTRODUCTION

Le 2 novembre 2007, la demanderesse dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande visant l'approbation d'un protocole d'entente¹ (le Protocole) relatif à la suspension temporaire des activités de production d'électricité à la centrale de Bécancour et de l'entente finale² (l'Entente finale) intervenue en date du 30 novembre 2007 entre Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur) et TransCanada Energy Ltd. (TCE), propriétaire de cette centrale. Celle-ci peut produire 4,3 TWh d'électricité par année et fut construite à la suite de la signature d'un contrat d'approvisionnement d'électricité en base de 507 MW sur 20 ans avec TCE (le Contrat).

Par sa lettre du 6 novembre 2007, la Régie demande un complément de preuve qui est déposé par le Distributeur le 9 novembre 2007. Elle fixe également une audience qui se tient le 13 novembre 2007 et dont une partie se déroule à huit clos conformément à la décision D-2007-127 de la Régie reconnaissant le caractère confidentiel de certaines informations du Distributeur et de TCE³.

Le 30 novembre 2007, le Distributeur dépose l'Entente finale qu'il a signée avec TCE et qui découle du Protocole ainsi qu'une lettre du Distributeur à TCE datée du 30 novembre 2007. La Régie se prononce dans la présente sur la demande du Distributeur.

2. ASPECTS JURIDIQUES

La demande est présentée sous l'article 74.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁴ (la Loi) selon lequel le Distributeur ne peut conclure un contrat d'approvisionnement en électricité sans obtenir l'approbation de la Régie. Le Contrat relié à la centrale de Bécancour fut approuvé par la décision D-2003-159 de la Régie, le 19 août 2003⁵.

Dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2005-2014, approuvé par la décision D-2005-178, le Distributeur identifiait la conclusion d'ententes avec ses fournisseurs pour réduire leurs livraisons comme une option possible en regard de surplus

¹ Pièce B-1-HQD-1, document 1.

² Pièce B-1-HQD-1, document 3.

³ Décision D-2007-127, 12 novembre 2007.

⁴ L.R.Q., c. R-6.01.

⁵ Décision D-2003-159, dossier R-3515-2003, 19 août 2003.

d'approvisionnement. Le Distributeur a exercé cette option en signant avec TCE le Protocole et l'Entente finale dont il demande l'approbation à la Régie.

Dans ses décisions D-2005-138⁶, D-2006-27⁷ et D-2007-13⁸, la Régie précisait :

« Le Contrat approuvé par la Régie comporte une clause permettant d'y apporter des modifications lorsqu'il y a consentement des parties (article 37.5). Puisque les modifications apportées au Contrat touchent la date de la garantie de début de livraisons de l'électricité et l'indexation du prix de l'électricité, deux éléments substantiels du Contrat, le Distributeur est justifié de soumettre ces modifications à l'approbation de la Régie conformément aux dispositions de l'article 74.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie. »

C'est donc à bon droit que le Distributeur demande à la Régie d'approuver le Protocole et l'Entente finale.

DROIT DE SUBSTITUTION D'UNE PORTION DE L'ÉNERGIE DE LA CENTRALE DE TCE

Selon les articles 27 et 28 du Protocole, TCE aura le droit, à compter de la reprise de la production de sa centrale à Bécancour, d'accroître la substitution de la production provenant d'une autre source que la centrale Bécancour de 0,339 TWh, et ce, pour une période de trois ans par année de suspension. Il s'agit d'une compensation de la perte de TCE de son droit de compensation prévu à l'article 7.5 du Contrat qui est de 1,02 TWh par année et qui est ainsi reporté sur les trois années qui suivent à raison de 0,339 TWh par an. L'article 28 du Protocole prévoit que la source de cette substitution pourra être une source de production hors Québec, ce qui n'était pas permis selon l'article 7.5 du Contrat.

Certains participants suggèrent à la Régie de refuser cette clause du Protocole, la considérant comme une modification importante du Contrat et préjudiciable au principe de l'égalité entre les participants à l'appel d'offres A/O 2002-01.

La Régie a examiné cet article 28 et les limitations qu'il comporte. Elle en déduit que les quantités qui pourraient effectivement être importées sur les interconnexions sont restreintes et note que le Distributeur prévoit être en surplus durant cette période et devrait donc moins avoir recours aux importations. Elle conclut qu'il s'agit d'un changement mineur vu la

⁶ Décision D-2005-138, dossier R-3578-2005, 28 juillet 2005.

⁷ Décision D-2006-27, dossier R-3573-2005, 9 février 2006, page 7.

⁸ Décision D-2007-13, dossier R-3624-2007, 26 février 2007.

quantité limitée d'électricité visée, changement qui est loin de représenter une atteinte rétroactive au principe d'égalité de traitement des autres soumissionnaires, surtout quatre ans après la signature du Contrat et ne saurait être interprété comme un changement portant sur un élément essentiel du contrat.

La Régie accepte ce changement vu les limitations précisées et son caractère exceptionnel et temporaire. Il ne coûte rien à la clientèle et le Contrat reste substantiellement inchangé. La portion d'électricité qui pourra être importée découle de l'objet de l'Entente finale et ne pénalise pas le Distributeur dans son accès aux marchés des réseaux voisins, dans le contexte actuel de surplus.

3. CONTEXTE DE LA DEMANDE

ÉVOLUTION DES SURPLUS DU DISTRIBUTEUR

Le Distributeur fait état de l'évolution de ses surplus pour l'année 2008. En octobre 2006, dans son dernier état d'avancement du Plan d'approvisionnement 2005-2014, il prévoyait alors faire face à des surplus énergétiques de 1,2 TWh en 2008, basé sur une prévision des besoins de 188,1 TWh.

Au dossier tarifaire 2008-2009⁹, la prévision de la demande indique que les besoins en énergie du Distributeur devraient atteindre 185,4 TWh en 2008, soit une baisse de 2,7 TWh par rapport à ceux présentés dans l'état d'avancement d'octobre 2006. Les surplus énergétiques prévus passent alors à 3,9 TWh pour 2008.

Le Distributeur présente une prévision de la demande dans le Plan d'approvisionnement 2008-2017¹⁰, établissant ses besoins en énergie à 183,8 TWh en 2008. Il s'agit d'une baisse additionnelle de 1,6 TWh par rapport à la prévision des besoins présentée dans le dossier tarifaire 2008-2009. Les surplus énergétiques sont maintenant estimés à 5,6 TWh pour l'année 2008. Le Distributeur indique que la faiblesse persistante du secteur des pâtes et papiers explique essentiellement cette autre révision à la baisse de ses besoins de la demande.

⁹ Dossier R-3644-2007.

¹⁰ Dossier R-3648-2007.

En réponse à l'engagement n° 3, le Distributeur présente l'évolution de ses ventes au secteur des pâtes et papiers pour les années 2003 à 2007 et les variations annuelles constatées¹¹ :

**Ventes d'Hydro-Québec Distribution
Secteur des Pâtes et papiers**

Année	Ventes GWh	Variation GWh
2003	19 399	
2004	19 603	204
2005	19 808	205
2006	18 938	(870)
2007	17 600 *	(1 338)

Données prévisionnelles.

CONTEXTE DE L'INDUSTRIE MANUFACTURIÈRE AU QUÉBEC

L'AQCIE/CIFQ élabore sur les éléments de contexte qui pourraient avoir un impact sur la demande d'électricité au Québec en 2008. En particulier, ce participant relève un nombre important de fermetures temporaires et permanentes dans le secteur manufacturier, principalement des entreprises pour lesquelles l'électricité est une matière première importante (produits du bois, pâtes et papiers, pétrochimie, fonte et affinage des métaux).

Ce participant signale aussi la perte de compétitivité d'entreprises exportatrices à cause de la hausse du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain et la menace de récession aux États-Unis en 2008. Sur ce dernier point, la Régie note que le « Consensus Forecast » du 12 novembre 2007 prévoit une croissance moyenne du PIB américain de 2,3 %¹² en 2008 et que, selon les prévisionnistes, la question d'une récession aux États Unis demeure pour l'instant hypothétique.

La Régie retient des observations de l'AQCIE/CIFQ, entre autres, que nombre d'entreprises manufacturières sont en situation précaire et que le risque d'un fléchissement de la demande d'électricité en 2008 est à considérer. Elle en traitera à la section 5 de la présente décision.

¹¹ Pièce B-4-HQD-3, document 3.3, page 3.

¹² Moyenne du « Consensus Forecast ».

UTILISATION DES INTERCONNEXIONS EN 2008

Le Distributeur expose aussi sa perception du contexte de 2008 en ce qui concerne l'utilisation des interconnexions. En s'appuyant sur les besoins de transport point à point de court terme déposés par Hydro-Québec dans ses activités de transport (TransÉnergie ou le Transporteur) dans son dossier tarifaire, il en déduit que d'autres, dont Hydro-Québec dans ses activités de production (le Producteur), pourraient utiliser les interconnexions pour environ 15 TWh en 2008. Avec ses surplus qu'il estime à 5,6 TWh, c'est près de 21 TWh qui devraient être transités sur les interconnexions en 2008, si la centrale de TCE demeurait en exploitation. Ces quantités représenteraient une augmentation de plus de 75 % (ou environ 10 TWh) par rapport aux volumes transités en 2005 et 2006¹³. Effectivement, la Régie constate que cette augmentation est de 70 % par rapport à 2006 et de presque 20 % par rapport à 2007.

Le Distributeur dépose un tableau indiquant l'historique des transits sur les interconnexions qui s'élèvent à 11 172 GWh pour 2005, 12 346 GWh pour 2006 et 13 384 GWh pour les neuf premiers mois de l'année 2007¹⁴. La Régie constate une augmentation constante depuis trois ans qui est plus importante en 2007 en corrélation avec les surplus disponibles au Québec. Selon la prévision des services de transport présentée par TransÉnergie, cette augmentation des transits risque de se poursuivre en 2008¹⁵.

4. ANALYSE DES OPTIONS

La Régie a reçu des observations de 21 parties intéressées. Bien que certaines émettent des réserves, particulièrement sur les impacts que pourrait avoir la demande du Distributeur sur les revenus et les tarifs de Gaz Métro, seules EBMI et la FCEI soutiennent que le scénario de la revente serait meilleur sur le plan économique.

Le tableau suivant présente le coût de l'option de suspension. Il est à noter que le coût de la puissance prévu au Contrat est commun aux deux options et n'est pas pris en compte dans la comparaison économique.

¹³ Pièce B-1-HQD-2, document 1, pages 13 et 14.

¹⁴ Pièce B-2-HQD-3, document 1, page 14.

¹⁵ Dossier 3640-2007, pièce HQT-11, document 2, page 8.

Coûts de l'option de suspension

	En M\$
Pertes économiques de TCE	40,8
Engagements relatifs au transport et distribution de gaz naturel	10,9
Coûts de remplacement de la puissance	2,5
Total	54,2

PERTES ÉCONOMIQUES DE TCE

Ces coûts représentent les pertes économiques que TCE assumera en procédant à l'arrêt de la production d'électricité à la centrale de Bécancour. Ces coûts sont estimés à 40,8 M\$ et 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.

COÛTS DE PRODUCTION DE LA VAPEUR

Malgré l'arrêt de sa centrale, TCE devra alimenter ses clients de vapeur et l'Entente finale prévoit que le Distributeur compense TCE pour le coût de production de cette vapeur et assume le risque relié à ce coût. Celui-ci est relié aux fluctuations du prix du gaz naturel et aux variations du volume de vapeur livré aux clients.

En ce qui concerne le prix du gaz naturel, le Distributeur informe la Régie qu'il entend signer un contrat de *swap* avec TCE afin d'en fixer le prix.

Quant au volume de vapeur requis, les informations proviennent de TCE et il n'y a pas d'indication à l'effet qu'il sera significativement différent du volume prévu. Une variation de 10 % du volume de vapeur, à la hausse ou à la baisse, entraînerait une variation du coût de production de la vapeur d'environ 2,40 M\$.

ENGAGEMENTS DE TCE RELIÉS AU TRANSPORT ET À LA DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

Ces coûts reliés à la suspension des livraisons d'énergie de TCE sont constitués notamment des coûts associés aux composantes fixes de transport et de distribution de gaz naturel. À cet effet, le Distributeur mentionne que pour alimenter la centrale en gaz naturel, TCE a pris des engagements fermes de transport et de distribution de gaz. Les coûts nets relatifs à ces engagements seront assumés par le Distributeur et sont estimés à 10,9 M\$. Ces coûts intègrent le crédit relié à la valeur de revente des capacités de transport qui a été établi définitivement par les contractants dans l'Entente finale.

COÛT DE REMPLACEMENT DE LA PUISSANCE

Pour respecter son critère de fiabilité en puissance, le Distributeur prévoit qu'il devra acheter de la puissance pour les mois de janvier et février 2008. En se basant sur les résultats des récents encans sur le marché de *New York Independent System Operator* (NYISO), il évalue ce coût d'achat à 2,5 M\$, soit un coût unitaire de 10 \$/KW-an ou 2,5 \$/kW-mois en hiver, ce qui est cohérent avec le coût unitaire utilisé dans d'autres dossiers, dont celui relatif aux options d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance, R-3603-2006.

ANALYSE DU SCÉNARIO DE LA REVENTE

Les coûts du scénario de revente s'élèvent à 56 M\$, soit un écart de 2 M\$ de plus que ceux du scénario de suspension¹⁶.

Coût du scénario de revente

Scénario de revente	En M\$
Revenus de la revente sur les marchés	240
Coûts de l'énergie de TCE	296
Coûts du scénario de revente	56

¹⁶ Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 16.

Les revenus de la revente sont estimés par le Distributeur en fonction de son expérience acquise de ses reventes en 2007, à partir des prix des contrats à terme de 2008 sur le marché de NYISO et d'un ajustement de 5,91 \$US/MWh sur le prix de la zone M pour tenir compte d'un manque de liquidité sur ce marché. Les coûts de l'énergie du contrat de TCE tiennent compte des prix du gaz naturel à « Henry Hub ». Les prix des contrats à terme utilisés, tant pour le gaz naturel que pour l'électricité, sont une moyenne de ces « *forwards* » pour l'année 2008 publiés entre le 8 janvier 2007 et le 31 octobre 2007. L'hypothèse sur le taux de change est de 1,00 \$US par \$CAN.

La Régie effectue plusieurs simulations et constate qu'en prenant des « *forwards* » plus récents pour l'année 2008 pour le gaz naturel, pour les prix de l'électricité dans le marché de NYISO et pour la valeur de la devise canadienne pour 2008, l'écart entre les deux options pourrait varier sensiblement et devenir favorable à l'option de revente. Elle constate aussi que, selon les hypothèses, la variabilité de l'écart entre les deux options est grande, dans un sens comme dans l'autre. Certains participants signalent qu'un écart de un seul dollar dans les prix de l'électricité obtenus pour la revente a un impact de plus de 4 M\$ sur le coût des options. La Régie conclut que l'évaluation des risques devient alors la préoccupation principale.

En ce qui concerne le taux de change, celui-ci a beaucoup fluctué depuis plusieurs semaines. Après avoir atteint une valeur de plus de 1,09 \$US pour 1,00 \$CAN il est redescendu récemment à une valeur de l'ordre de un pour un. La Régie considère que l'hypothèse de la parité est raisonnable.

L'hypothèse d'ajustement de 5,00 à 6,00 \$US entre les prix historiques des zones M et A du NYISO a fait l'objet de plusieurs commentaires de la part des participants.

La FCEI estime que l'ajustement de prix de 6,00 \$ (5,00 \$ + 0,91 \$) retenu par le Distributeur correspond à une prime de risque à payer aux revendeurs. Cette participante considère que cette augmentation par rapport aux niveaux historiques n'est pas significative parce qu'elle s'explique, entre autres, par un incident qui a affecté l'écart des prix entre la zone M et la zone A, au printemps 2007. Elle soutient que cet « ajustement » semble être temporaire et que les marges exigées par les revendeurs pourraient revenir à des niveaux historiques.

L'AQCIE/CIFQ indique au contraire que la dégradation des prix sur les marchés hors Québec pourrait se poursuivre en 2008. Il relève le rôle important qu'a joué le Producteur dans les appels d'offres du Distributeur pour le maintien des prix en 2007. Or, le fait que celui-ci n'ait pas l'intention de participer à de tels appels d'offres de revente du Distributeur

en 2008 à cause de l'accroissement de sa propre production, est une source d'inquiétude pour ce participant.

EBMI considère que le présent dossier est similaire à celui de février dernier portant sur la suspension des contrats en base et cyclable intervenus avec le Producteur, R-3624-2007. Cette participante soutient que la justification de l'ajustement de 5,00 à 6,00 \$US sur le prix de la zone M est fondée sur un événement circonstanciel qui explique la détérioration des résultats d'appel d'offres au cours de l'année 2007. Selon EBMI, il serait inapproprié de tirer quelque conclusion que ce soit de cet échantillonnage de quelques mois et elle considère que l'écart de 5,00 \$ que voudrait appliquer le Distributeur dans son scénario de revente n'est appuyé par aucune base de données suffisamment fiable.

La Régie considère que la situation actuelle est différente de celle de février 2007. Le niveau des surplus anticipés, du Distributeur et du Producteur, est nettement supérieur et le contrat d'approvisionnement du Distributeur signé avec TCE ne présente pas la même flexibilité que le contrat cyclable signé avec le Producteur. Elle considère difficile d'établir avec un degré d'assurance suffisant le caractère raisonnable de l'écart de 5,00 à 6,00 \$US, mais elle retient que les deux options sont équivalentes, l'option de la revente, avec les données plus récentes des « *forwards* » pouvant être légèrement plus favorable, si on fait abstraction des risques examinés à la section 5 de la présente décision.

REVENTE DE CAPACITÉ ET MARCHÉ DE LA NOUVELLE-ANGLETERRE

En ce qui concerne la vente de capacité par le Distributeur, la Régie juge que ce débat doit être tenu dans un autre forum plus approprié. Elle ne peut statuer dans le présent dossier que l'option de revente doit être bonifiée d'une valeur reliée à la mise en marché de capacité, tant que cet aspect ne sera pas clarifié.

Deux participants signalent que de meilleurs prix pourraient être obtenus par le Distributeur sur le marché de la Nouvelle-Angleterre (NEPOOL). En particulier, un acteur sur les marchés du nord-est américain, EBMI, présente la situation des droits de transport sur la « Phase I/II » qui avait cours en 2007 et indique que pour 2008, la situation pourrait être différente alors que quatre acteurs, dont elle-même et le Producteur, ont déposé des demandes pour l'ensemble des mégawatts disponibles en transport ferme sur ce marché. Le résultat de cette enchère n'est pas connu.

La Régie ne peut donc considérer les opportunités sur le marché de NEPOOL comme suffisamment sûres et l'inclure dans sa comparaison des options. De plus, elle note que si

ces opportunités se présentaient au Distributeur, il pourrait en profiter car, malgré la suspension du contrat avec TCE, il disposerait encore de surplus de 1,8 TWh à revendre. Pour la comparaison économique des deux options il faudrait ne tenir compte que des disponibilités sur le marché de NEPOOL qui seraient au-delà des 1,8 TWh.

5. ÉVALUATION DES RISQUES

RISQUES SUR LE COÛT DE L'OPTION DE SUSPENSION

La Régie constate que les risques reliés aux coûts de l'option de suspension sont bien circonscrits. Les coûts reliés à la perte de revenus de TCE et à la remise en exploitation de la centrale sont fixés. Le prix du gaz naturel pour la production de la vapeur nécessaire aux clients de TCE est aussi fixé avec l'option de *swap* que le Distributeur a exercé. Quant aux variations possibles de la quantité de vapeur et de gaz naturel nécessaire à sa production, la Régie les juge faibles.

Le coût de remplacement de la puissance est aussi faible et présente peu de risques.

RISQUES RELIÉS AUX TARIFS DE GAZ MÉTRO

Il persiste un risque sur l'indemnisation à TCE concernant l'évolution du tarif de distribution de Gaz Métro. Or, cette dernière vient de déposer à la Régie une demande à cet égard¹⁷.

Dans l'éventualité où le tarif de distribution de Gaz Métro serait affecté par la baisse du volume de gaz naturel transporté sur son réseau de distribution à la suite de l'arrêt de la centrale de Bécancour, le Distributeur indemniserait TCE de cette majoration du tarif de distribution de Gaz Métro.

À cet égard, Gaz Métro mentionne que sa demande R-3653-2007 vise à faire en sorte que les impacts financiers de la suspension des activités de production de TCE à la charge de Gaz Métro et de ses clients soient limités. Certains participants, dont l'UC, considèrent que la Régie devrait tenir compte de ces coûts dans le scénario de suspension.

¹⁷ Dossier R-3653-2007.

La Régie est sensible au fait que le scénario de suspension pourrait engendrer des coûts supplémentaires pour Gaz Métro et ses clients. La Régie constate que Gaz Métro a déposé un dossier tarifaire afin de mitiger l'impact d'un scénario de suspension. En conséquence, la Régie considère qu'elle ne peut se prononcer sur les demandes de Gaz Métro et de certains participants de tenir indemnes Gaz Métro et ses clients de la suspension temporaire du contrat de TCE. La Régie considère qu'il revient à la formation assignée à la demande de Gaz Métro d'en décider.

Par ailleurs, la Régie demande au Distributeur d'identifier spécifiquement, dans chacun de ses dossiers tarifaires concernés à venir, les indemnités à verser à TCE en application des articles 25 et 26 de l'Entente finale, en regard des modifications tarifaires de Gaz Métro. La Régie statuera dans chaque cas sur l'opportunité d'inclure ces coûts aux revenus requis du Distributeur.

RISQUES RELIÉS À L'OPTION DE REVENTE ET AUX QUANTITÉS IMPORTANTES À TRANSITER SUR LES INTERCONNEXIONS SELON LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS DE LA DEMANDE

Le Distributeur souligne qu'en 2008 : « *Un scénario faible de la demande porterait ces surplus à près de 10 TWh sans compter l'aléa climatique, dont l'écart type se chiffre à 1,9 TWh.* » Il ajoute que : « *Cette perspective préoccupe vivement le Distributeur et justifie sa démarche pour suspendre les livraisons d'électricité en provenance de la centrale de Bécancour de TCE.* »¹⁸

À propos des risques liés aux surplus du Distributeur, l'AQCIE/CIFQ mentionne : « *Notre postulat de base est à l'effet que le marché dans les conditions actuelles et prévisibles à court terme ne peut absorber de tels surplus à des prix qui soient intéressants.* »¹⁹

Pour les fins du présent dossier, la Régie base l'essentiel de son analyse sur le scénario moyen, soit des surplus prévus de 5,6 TWh pour 2008. Il est clair que différents facteurs dont le coût du gaz naturel, le prix de l'électricité sur le marché de NYISO et le taux de change par rapport au dollar américain, peuvent faire varier les revenus de l'option de revente sensiblement, dans un sens ou dans un autre.

¹⁸ Pièce B-11-Réplique, page 1.

¹⁹ Pièce C-21-1-AQCIE-CIFQ, page 2.

L'enjeu principal est le caractère raisonnable de l'écart de prix qu'il est possible d'espérer en 2008 entre les zones A et M sur le marché de NYISO. Plusieurs participants ont indiqué à la Régie que l'écart observé en 2007 est dû à un événement circonstanciel et que cet écart pourrait se rétablir à des niveaux historiques. La Régie retient que les risques sont importants et que si le Distributeur peut espérer des gains à la revente, il est aussi possible que ces gains ne se matérialisent pas.

La Régie note qu'OC et l'AQCIE/CIFQ, deux organismes représentant les consommateurs d'électricité, favorisent l'option de la suspension du contrat de TCE afin de mitiger les risques d'impact tarifaire pour ces consommateurs. En particulier, l'AQCIE/CIFQ souligne :

« Les grandes entreprises consommatrices connaissent déjà une situation précaire et ne peuvent se permettre d'être davantage fragilisées par des décisions ou une gestion de risques pouvant influencer à la hausse les tarifs »²⁰

La Régie doit prendre en considération autant les risques liés à une forte demande que ceux liés à une faible demande, de même que les risques liés aux aléas climatiques. Elle tient aussi compte du fait que les aléas de la demande sont asymétriques²¹. Dans le cas du scénario de revente et advenant un scénario fort de la demande, le Distributeur serait en bonne position. Advenant un scénario de faible demande et des surplus importants à revendre, le Distributeur serait dans une situation moins favorable et il est probable qu'il ait des difficultés à écouler une telle quantité à des prix raisonnables, comme le signale l'AQCIE/CIFQ.

Le scénario de la suspension vient réduire ce risque de beaucoup.

COMPTE D'ÉCART POUR LES COÛTS DE TRANSPORT

Dans le dossier tarifaire du Transporteur pour l'année 2008, il est prévu que les revenus de service de point à point de court terme pour 2008 seront de 163 M\$, dont 37 M\$ dus aux exportations du Distributeur²². Cela correspond à des exportations totales pour le court terme de près de 19 TWh. Ces montants sont pris en compte dans la détermination de la contribution du Distributeur aux revenus requis du Transporteur et toute variation est mise dans un compte d'écart. Selon le mécanisme d'ajustement de ce compte d'écart, le

²⁰ Pièce C-21-1-AQCIE-CIFQ, pages 3 et 4.

²¹ Pièce B-11-Réplique, page 2.

²² Dossier R-3640-2007, pièce HQT-11, document 2, pages 8 et 12.

Distributeur est responsable d'environ 98 % des pertes et bénéficie de 98 % des surplus de ce compte, pour l'année 2008.

Le Distributeur indique que l'impact de ce mécanisme sur l'une ou l'autre des options examinées n'est pas significatif. Cela suppose que, quelle que soit l'option choisie, soit la revente de l'énergie de la centrale de TCE ou la suspension de sa production, toutes les autres choses restent égales par ailleurs, c'est-à-dire que les autres utilisateurs du point à point ne modifieront pas leurs transits sur le réseau de TransÉnergie.

Cependant, si on considère qu'un autre client du Transporteur, comme le Producteur, récupère l'espace libéré sur les interconnexions, il en résulterait, selon l'évaluation de la Régie, un avantage important pour le Distributeur dans le cas de l'option de la suspension. Par exemple, la récupération de 100 % de l'espace libéré apporte un avantage de plus de 30 M\$ au Distributeur, alors que l'avantage est d'environ 15 M\$ si on ne considère pas les heures hors pointe.

IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX LIÉS À LA DEMANDE DU DISTRIBUTEUR

Le Distributeur précise que la justification économique de la suspension des livraisons de la centrale de TCE ne tient pas compte de bénéfices environnementaux pouvant être associés à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) en l'absence de production d'électricité à cette centrale²³.

Plusieurs participants soulèvent ce point et certains quantifient la valeur de cet avantage environnemental. Le RNCREQ et le ROÉÉ signalent cependant que, s'il est facile d'apprécier l'avantage de l'arrêt de la centrale, il est plus difficile d'évaluer les conséquences environnementales d'une stratégie de revente de ces 4,3 TWh produits par une centrale au gaz naturel. En effet, le type de production qui pourrait être remplacée et l'efficacité de ces centrales hors Québec est difficile à établir.

Le Distributeur signale aussi que dans le dossier R-3624-2007, le RNCREQ affirmait que : *« étant donné la pollution atmosphérique et les émissions de GES qui résultent de l'opération de la centrale TCE à Bécancour, il est clair que la suspension de ce contrat aurait été une solution à privilégier. »*²⁴

²³ Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 19.

²⁴ Pièce B-11-Réplique, page 14.

La Régie a demandé en audience que le débat se concentre plus sur l'impact du dossier pour les consommateurs et sur les enjeux économiques qui sont complexes, vu le temps imparti pour traiter de ce dossier. Cela ne l'empêche pas de noter que l'option de la suspension a un avantage indéniable sur le bilan de GES du Québec et de tenir compte de cet aspect dans la comparaison des deux options sur lesquelles elle doit décider.

6. STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT

Le Distributeur rappelle en réplique que, dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014, la Régie avait reconnu que : « *le Distributeur peut, dans le cas d'un scénario de demande plus faible, réduire les quantités qu'il achète pendant le processus de sélection des offres, reporter le lancement d'autres appels d'offres, utiliser les options de report incluses dans les contrats, réduire les quantités des produits flexibles et conclure des ententes avec ses fournisseurs pour réduire les livraisons.* »²⁵

La Régie constate que dans la présente situation où le Distributeur dispose d'importants surplus et que les autres moyens indiqués ci-dessus ne sont pas disponibles, il doit avoir recours à la revente de quantités importantes.

La preuve dans ce dossier est à l'effet que le Distributeur a eu une faible réponse à ses appels d'offres de revente dans la seconde partie de l'année 2007. Quelle qu'en soit la raison, la Régie est préoccupée par ces résultats. Elle croit que le Distributeur aurait avantage à élargir sa liste de contreparties.

Le contexte dans lequel évolue le Distributeur a changé et pour plusieurs années il pourrait avoir des quantités d'électricité substantielles à revendre. Il aurait avantage à revoir sa stratégie d'approvisionnement, à l'adapter au nouveau contexte et à se munir de nouveaux outils nécessaires à l'équilibrage de ses approvisionnements, au bénéfice des consommateurs.

Le présent dossier n'est toutefois pas le forum approprié pour discuter des stratégies d'approvisionnement. Le Plan d'approvisionnement 2008-2017 vient d'être déposé à la Régie²⁶ et ces sujets, ainsi que la possibilité pour le Distributeur de revendre de la capacité, pourront y être examinés, s'il y a lieu.

²⁵ Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, 5 octobre 2005, page 11.

²⁶ Dossier R-3648-2007.

7. CONCLUSION

Bien que la Régie reconnaisse la difficulté d'apprécier correctement les risques inhérents à chacune des options, il apparaît évident que l'option de la revente est la plus risquée, puisque les revenus anticipés dépendent de plusieurs facteurs, notamment des ralentissements significatifs des niveaux de production des grandes entreprises dans plusieurs secteurs, de la fermeture d'autres entreprises si la situation économique se détériore, de la valeur du dollar canadien, des aléas climatiques et de la capacité disponible sur les interconnexions.

De plus, il est démontré qu'un trop grand volume offert sur le marché aurait un impact à la baisse sur les prix.

À cet égard, le fait que le Producteur ait informé le Distributeur qu'il n'avait pas l'intention de répondre à ses appels d'offres est inquiétant, puisque cela suppose qu'il sera très actif sur les marchés d'exportation.

Il faut reconnaître également que le Distributeur ne dispose pas des mêmes outils que le Producteur pour intervenir de manière rentable sur les marchés. Avec l'option de suspension du contrat, les coûts sont connus et les risques bien identifiés.

Par ailleurs, le fait que deux participants, représentant une large partie des consommateurs, favorisent l'option de la suspension du contrat de TCE et compte tenu des risques déjà discutés, il apparaît à la Régie que de contraindre le Distributeur à prendre livraison à grands frais d'électricité dont il n'a pas besoin pour tenter de la revendre à profit dans un marché compétitif, serait imprudent.

Pour ces motifs,

CONSIDÉRANT que les deux options sont semblables sur le strict plan économique;

CONSIDÉRANT la variabilité des résultats possibles selon les différentes hypothèses;

CONSIDÉRANT les avantages environnementaux de l'option de la suspension;

CONSIDÉRANT les risques de chacune des deux options;

CONSIDÉRANT qu'il est dans l'intérêt public d'approuver le Protocole et l'Entente finale;

La Régie de l'énergie :

APROUVE le Protocole et l'Entente finale;

PREND ACTE du fait que le Distributeur déposera à la Régie une demande spécifique en ce qui concerne l'option de prolongation de la suspension pour l'année 2009, exerçable par le Distributeur avant juillet 2008;

DEMANDE au Distributeur d'identifier clairement toute indemnité à verser à TCE en relation avec l'Entente finale, en particulier ses articles 25 et 26, dans les dossiers tarifaires concernés à venir et de justifier l'inclusion de ces coûts dans ses revenus requis.

Jean-Paul Théorêt
Régisseur

Représentants :

- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M. Jean-François Samray;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;
- Mme Brigitte Blais;
- 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 Environnemental STOP représenté par M. Thomas Welt;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME), représenté par M. Juste Rajaonson et M. Jean-François Lefebvre;
- Hydro-Québec Distribution représentée par M^e Yves Fréchette;
- Mme Lyse Lachance;
- Parti Vert du Québec représenté par M. Scott McKay;
- M. Jean-Claude Préfontaine et Mme Suzanne Rochon;
- Québeckyoto représenté par M. Daniel Breton;
- Regroupement des gestionnaires et copropriétaires du Québec (RGCQ) représenté par M^e Yves Papineau;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Mathieu Drolet;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler et M^e Geeta Narang;
- M. Guy Roy;
- Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) représentée par M^e Jocelyn B. Allard;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- TransCanada Energy Ltd (TCE) représenté par M^e John Hurley;
- Mme Barbara Tremblay;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.