

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

N° : R-3649-2007

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (L.R.Q., c. H-5), ayant son siège social au 75, boul. René-Lévesque Ouest, dans les cité et district de Montréal, province de Québec, H2Z 1A4,

Demanderesse

RÉPLIQUE DU DISTRIBUTEUR

La réplique du Distributeur est produite conformément à la lettre procédurale du 6 novembre 2007 dans le présent dossier.

Le Distributeur a pris connaissance des observations des intéressés apparaissant sur le site internet de la Régie en date du 22 novembre 2007.

On trouvera ci-après la réplique du Distributeur à certaines de ces observations.

1. INTRODUCTION

1.1 Justifications de la demande

Tel qu'il l'a mentionné lors de l'audience et tel qu'il appert de son *Plan d'approvisionnement 2008-2017*, le Distributeur doit faire face à des surplus exceptionnels pour l'année 2008, soit environ 5,6 TWh (scénario moyen)¹. 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 TWh². 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.

¹ R-3648-2007, HQD-1, Document 1, Tableau 5.1, page 36.

² R-3648-2007, HQD-1, Document 2, Annexe 2B, pages 74 et 75.

La contribution attendue du contrat d'approvisionnement avec TCE, pour 2008, est de 4,3 TWh. Le Protocole d'entente et l'entente finale permettent donc au Distributeur de réduire de près de 80 % les surplus énergétiques anticipés, de diminuer les risques liés à la revente des surplus et d'en fixer le prix de revente pour 2008. Ils offrent également la flexibilité dont le Distributeur a besoin pour faire face à des scénarios de demande plus faible.

Le Distributeur tient à rappeler que l'entente visant la suspension des activités de TCE en 2008 présente une valeur économique positive. De surcroît, cette valeur a été établie selon des hypothèses conservatrices, eu égard au volume important de revente qu'entraînerait le rejet de cette entente.

Dans un contexte où les aléas de la demande sont asymétriques, l'option de suspension des livraisons de TCE présente donc un avantage très appréciable par rapport à la revente des surplus sur les marchés.

De plus, le Distributeur bénéficie d'une option de prolongation pour l'année 2009, exerçable avant juillet 2008. Cette option sera évaluée à la lumière de la mise à jour de la prévision de la demande et des paramètres économiques pertinents, et en s'appuyant sur l'expérience additionnelle que le Distributeur aura acquise dans ses activités de revente en 2008. Le cas échéant, le Distributeur déposera à la Régie une demande spécifique, à l'été 2008, visant la prolongation de la suspension.

Le Protocole d'entente conclu par le Distributeur avec TCE n'a pas pour effet de prendre la Régie et les intervenants qui participent à ses audiences par surprise. Dans sa décision concernant le *Plan d'approvisionnement 2005-2014* du Distributeur, la Régie a 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. » (Décision D-2005-178, p. 11, nous soulignons). Il n'y a donc rien de surprenant dans le présent dossier d'autant plus lorsque l'on prend en considération le récent dossier R-3624-2007 (Demande d'approbation de l'entente visant la suspension des contrats en base et cyclable intervenue entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production produite en janvier 2007).

1.2 Le Protocole d'entente et l'encadrement réglementaire

Le Protocole d'entente et l'entente finale visent l'arrêt temporaire de la production d'électricité à la centrale de Bécancour pour l'année 2008 assorti d'une option de prolongation pour l'année 2009.

Les coûts reliés à la suspension de la production d'électricité à la centrale de Bécancour, estimés à 54,2, M\$, sont constitués des éléments suivants:

- les pertes économiques de TCE lesquelles sont composées des coûts supplémentaires de production de vapeur (pour desservir le client de TCE), du manque à gagner en l'absence de production d'électricité, et des coûts additionnels engendrés par la mise en veilleuse et la remise en exploitation de la centrale, tel que présenté par le Distributeur dans sa preuve;
- les coûts associés aux composantes fixes de transport et de distribution de gaz naturel;
- le coût de remplacement de la puissance.

À ces coûts, s'ajoutent, pour le Distributeur, les paiements associés à la prime de puissance, conformément au contrat d'approvisionnement.

Au-delà de ce qui précède et afin de permettre la conclusion du Protocole d'entente, le Distributeur assume également certains risques résiduels et balisés dans le temps. Ces risques sont (1) une éventuelle majoration du tarif de Gaz Métro applicable à TCE, qui découlerait de la suspension et (2) les variations du coût de production de la vapeur, associées au volume et au prix du gaz. Cette vapeur est destinée au client de TCE, lequel doit être alimenté malgré l'arrêt de la production d'électricité à la centrale de Bécancour.

Le Protocole d'entente et l'entente finale à venir constituent des ententes accessoires qui ont des impacts d'une durée déterminée à l'égard du contrat d'approvisionnement de long terme conclu entre les parties.

Le Distributeur et TCE ont choisi, par souci de simplicité et de clarté, de conclure une entente accessoire qui a des impacts temporaires sur le contrat initial plutôt que d'inclure à celui-ci un addenda ou un chapitre qui deviendraient rapidement caduques.

Considérant que le contrat initial en est un de long terme, le Distributeur et TCE ne souhaitaient pas y voir intégrer de façon permanente des éléments éphémères. Il s'agit d'une démarche similaire à celle que le Distributeur a faite dans le dossier R-3624-2007, laquelle n'avait soulevé aucune question particulière de droit, contrairement au présent dossier.

Par le passé, lorsque des modifications aux contrats d'approvisionnement ont été nécessaires, le Distributeur s'est présenté à la Régie pour obtenir une approbation, tel que le cadre réglementaire le permet³.

³ Voir la décision de la Régie D-2005-138.

Les contrats d'approvisionnement du Distributeur ne constituent pas des textes immuables qu'il est impossible de remanier ou d'adapter au contexte. Les décisions de la Régie confirment ce fait⁴. Le cadre réglementaire permet la prise en compte du contexte actuel de surplus importants. En effet, le Distributeur subit une variation importante de son bilan énergétique depuis la fermeture de l'appel d'offres A/O 2002-01 et la signature en 2003 du contrat d'approvisionnement en électricité avec TCE. Compte tenu de ce changement fondamental de circonstances, le cadre réglementaire se doit d'être flexible et adaptable, tel que la Régie l'a déclaré dans ces décisions antérieures et le Distributeur s'y conforme.

L'affirmation voulant que la modification d'un contrat d'approvisionnement approuvé par la Régie ait pour effet de nier le concept d'égalité entre les soumissionnaires ayant participé à un appel d'offres du Distributeur démontre une méconnaissance complète des processus mis en place par la Régie et le Distributeur pour l'acquisition d'électricité par appels d'offres. Il n'est pas utile ici de reprendre *in extenso* le cadre réglementaire. Qu'il suffise de mentionner que les soumissions retenues au terme du processus d'appel d'offres du Distributeur sont les plus performantes à tous égards. Après la clôture du processus et l'approbation de la Régie, si des modifications sont requises afin d'assurer une saine gestion des activités du Distributeur ou pour d'autres motifs légitimes, le Distributeur est bien fondé de se présenter à la Régie afin d'obtenir son aval quant à ces modifications ou contrats accessoires selon le cas.

Avec respect, argumenter, comme certains intéressés le font, sur le fait que le Protocole d'entente constitue ou non une modification du contrat d'approvisionnement, constitue une dissertation stérile. Ainsi, qu'il s'agisse d'une modification du contrat initial ou d'un contrat accessoire, le Distributeur s'en remet à la Régie puisqu'il est du ressort de cette dernière de déterminer si le Protocole d'entente et l'entente finale à venir constituent ou non une modification du contrat d'approvisionnement et, surtout, s'ils sont à l'avantage de la clientèle électrique québécoise. En l'espèce, le fait que la Régie accepte d'étudier la demande du Distributeur telle que formulée démontre clairement l'inutilité de ces tentatives de distinctions.

2. RÉPLIQUE DU DISTRIBUTEUR

2.1 Généralités

Le Distributeur souligne que, même si certains émettent des réserves, aucun intéressé ne s'oppose à la suspension des livraisons de TCE et que plusieurs soutiennent la proposition du Distributeur. Seules EBMI et la FCEI soutiennent

⁴ Voir les décisions de la Régie D-2007-83, D-2007-13, D-2005-203 et D-2006-27.

que la revente serait supérieure sur le plan économique, mais elles ne concluent pas leurs observations par une recommandation formelle de rejeter la demande du Distributeur.

Le Distributeur juge toutefois important de répliquer à certaines affirmations ou recommandations communes à quelques intéressés.

Des intéressés recommandent que l'entente de suspension entre en vigueur le 1^{er} avril 2008, plutôt que le 1^{er} janvier 2008. Une telle recommandation ne repose sur aucune analyse sérieuse et est contraire aux dispositions du Protocole d'entente conclu entre le Distributeur et TCE ; l'imposition d'une entente de suspension débutant le 1^{er} avril 2008 affecterait l'économie fondamentale de l'entente et impliquerait inévitablement sa révocation, ce qui priverait les consommateurs d'électricité d'un bilan offre-demande plus équilibré et ce, dès janvier 2008. Par ailleurs, il est faux de prétendre, comme le font Gaz Métro et EMBI, que le Distributeur n'a pas expliqué le choix du 1^{er} janvier 2008. En effet, comme le Distributeur l'a démontré lors de l'audience du 13 novembre 2007, la suspension des livraisons de TCE durant les mois de janvier à mars permet de réduire les surplus de près de 1 TWh⁵.

Des intéressés dénoncent la possibilité qu'aura TCE de substituer une partie de sa production par des approvisionnements en provenance de l'extérieur du Québec. Il convient de rappeler que TCE n'avait aucune obligation de suspendre ses livraisons contractuelles d'énergie. Le Distributeur était donc en position de demandeur et devait envisager des compromis et des concessions afin de parvenir à une entente avec TCE. La concession relative à la substitution d'énergie ne coûte rien à la clientèle du Distributeur et sera strictement encadrée par les termes de l'entente, de façon à ne pas pénaliser le Distributeur dans son accès aux marchés des réseaux voisins. Des intéressés prétendent que la valeur associée à la possibilité de substitution d'énergie est d'environ 10 \$/MWh, en fonction du marché PJM. Le Distributeur réitère qu'en l'absence d'une connaissance des données opérationnelles de la centrale de Bécancour, notamment quant aux plages de rendement, seule TCE est en mesure de porter un tel jugement.

Des intéressés avancent l'hypothèse que le Distributeur aurait pu convenir d'une entente en vertu de laquelle TCE se chargerait elle-même de la revente des surplus sur les marchés externes. À la lumière des chiffres que le Distributeur a déposés en preuve sur les déficits associés à la revente sur les marchés de l'électricité produite par TCE — à un coût variable largement supérieur aux anticipations de prix, sans compter les coûts de transport irrécupérables que TCE devrait envisager dans un tel scénario —, on peut facilement conclure que sur le plan économique une telle proposition est farfelue. En outre, une telle solution ne répondrait aucunement aux besoins impératifs du Distributeur :

⁵ Notes sténographiques, p. 300.

maintenir des conditions de marchés favorables pour le reste des reventes qu'il devra faire en 2008, lesquelles sont actuellement estimées à environ 1,8 TWh.

Des intéressés, dont l'Union des consommateurs, soutiennent que la suspension aura des conséquences négatives pour Gaz Métro et ses clients. Ils demandent que Gaz Métro et sa clientèle soient tenus indemnes de tout impact, en s'appuyant notamment sur la notion d'intérêt public et sur l'article 5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (LRÉ). Cette proposition nie le cadre réglementaire en vigueur au Québec.

Tout d'abord, l'article 5 LRÉ n'est pas attributif de compétence et ne confère aucun pouvoir spécifique à la Régie. Il s'agit d'une disposition qui traite de la façon dont la Régie de l'énergie doit exercer sa compétence sans plus⁶. La Cour suprême du Canada dans l'affaire *Atco Gas*⁷ a récemment décidé qu'un organisme de régulation économique (*idem* pour un intervenant ou une entreprise réglementée) ne peut inférer de la seule notion d'« intérêt public » des pouvoirs ou compétences qui ne lui sont pas attribués par sa loi constitutive.

La LRÉ crée des distinctions nettes quant aux cadres réglementaires applicables au gaz naturel et à l'électricité⁸. Il n'y a aucune disposition de la LRÉ qui assure une correspondance d'effet direct entre le cadre réglementaire du gaz naturel et celui applicable à l'électricité, par exemple la fixation des tarifs de SCGM et la fixation des tarifs du Distributeur sont mutuellement exclusives. La seule fonction établissant un lien indirect entre la fourniture d'électricité et de gaz naturel est décrite au paragraphe 49 6) LRÉ qui mentionne que la Régie tient compte, dans sa détermination du coût de service lorsqu'elle fixe un tarif de gaz naturel, de la concurrence entre les formes d'énergie.

Le Distributeur rappelle que la LRÉ ne prévoit pas que la Régie doive tenir compte de l'effet qu'une décision relative à un distributeur d'énergie puisse avoir sur un autre distributeur d'énergie. Le Distributeur ne connaît aucun précédent où le concept d'intérêt public a permis d'intégrer, tel que Gaz Métro le suggère, les impacts qu'une décision peut avoir sur les fournisseurs ou les concurrents d'une entité réglementée.

Avec égards, à la lumière des arguments de Gaz Métro, les intérêts dont il semble s'agir apparaissent comme étant prioritairement ceux de ses actionnaires qui acceptent, par leurs participations au capital de l'entreprise, les risques d'affaires associés à leurs investissements.

Or, dans son argumentaire, Gaz Métro omet de mentionner que ce risque d'affaires, inhérent à tout distributeur d'énergie, est rémunéré. Il fait aussi

⁶ Voir à cet effet l'Avis de la Régie de l'énergie sur la distribution d'électricité aux grands consommateurs industriels, A-2005-01, p. 33 et ss. et la décision D-2005-216, p. 6 et ss.

⁷ *ATCO Gas & Pipelines Ltd. c. Alberta (Energy and Utilities Board)*, 2006 C.S.C., 4.

⁸ Dans ce dernier cas, les fonctions transport et distribution font en plus l'objet de traitements distincts.

abstraction des bénéfiques que le contrat d'approvisionnement conclu entre TCE et le Distributeur a procurés et procurera à sa clientèle. À cet égard, le Distributeur juge important de reprendre les affirmations que faisait Gaz Métro elle-même dans le dossier R-3542-2004, relatif à la desserte de la centrale de TCE :

[L]a preuve déposée au soutien de la demande d'autorisation démontre clairement que le projet aura un effet à la baisse sur les tarifs de la demanderesse de 25 474 508,00 \$ sur une période de quarante (40) ans tel qu'il appert de la pièce SCGM 1, Document 6 et ce, au bénéfice de l'ensemble de sa clientèle. (Réplique, 13 août 2004, p. 3) (Nous soulignons)

En acceptant l'argumentaire de Gaz Métro (sans admission), on peut affirmer que cette baisse des tarifs, au bénéfice des clients du gaz, est en réalité assumée par les clients du Distributeur, à même leurs tarifs d'électricité, lesquels intègrent les coûts de l'électricité produite à la centrale de TCE. À notre connaissance, Gaz Métro n'a pas évoqué son concept élargi d'intérêt public pour que ces gains soient partagés avec le Distributeur et ses clients du service électrique.

En outre, le Distributeur rappelle que, d'une part, seule la Régie de l'énergie peut se prononcer sur l'impact tarifaire, pour les clients de Gaz Métro, de la suspension des livraisons de TCE et, d'autre part, Gaz Métro devra faire la démonstration de cet impact et du bien-fondé d'une éventuelle hausse de tarifs. Avec égard, il serait surprenant que la mise en veilleuse de la centrale de Bécancour pendant une ou deux années viennent annihiler cette baisse des tarifs gaziers. Le Distributeur a d'ailleurs convenu que TCE respectera ses engagements fermes envers Gaz Métro et continuera de consommer du gaz pour la production de vapeur.

Il est erroné d'avancer, comme le font certains intéressés, que le Distributeur tente de court-circuiter le processus réglementaire par une demande tardive. Au contraire, le Distributeur a amorcé des négociations avec TCE dès qu'il a pris connaissance de la nouvelle prévision de la demande en mai 2007, laquelle annonçait des excédents exceptionnels de l'offre d'électricité. Il a intensifié ces négociations au fur et à mesure qu'il a eu confirmation de l'importance des surplus prévus pour 2008. Le Protocole d'entente fut signé le 30 octobre 2007 et le Distributeur a déposé sa demande auprès de la Régie dès le 2 novembre. Le Distributeur a clairement fait diligence dans les circonstances.

2.2 Commentaires spécifiques additionnels

AIEQ

Le Distributeur prend acte du fait que l'intéressé appuie la position du Distributeur.

AQCIE/CIFQ

Le Distributeur prend acte que l'intéressé, qui représente les grands consommateurs d'électricité, appuie sa demande au motif que la suspension présente des risques de hausses tarifaires moins grands que la revente.

EBMI

Le Distributeur a reçu les observations d'EBMI avec un retard de plus de 48 heures par rapport aux délais que la Régie a fixés. Il commente néanmoins succinctement ces observations.

Les observations d'EBMI doivent être appréciées en prenant en compte que l'intéressé est un participant du marché de l'électricité dont les intérêts commerciaux peuvent entrer en conflit avec ceux du Distributeur.

Le Distributeur ne peut procéder à la revente de capacité sur les réseaux voisins, compte tenu des principes de base de l'entente-cadre. L'entente-cadre n'a pas été mise en place dans un tel contexte et le Distributeur réitère que la vente de puissance serait assurée en grande partie par de l'électricité patrimoniale. Une utilisation différente de l'entente, notamment en dehors de la période des 300 heures de forte consommation, contreviendrait à l'esprit de l'entente actuelle et mènerait nécessairement à une renégociation de celle-ci. Cela entraînerait des coûts additionnels pour la clientèle du Distributeur, bien supérieurs aux bénéfices potentiels générés par la vente de puissance.

L'intéressé prétend que : « *Le Distributeur explique... que la Zone M, au niveau des prix, à cette époque, était en net recul (plus ou moins 12\$).* » (page 10). Il affirme que le tableau de la page 10 démontre, pour la période de mars à octobre 2007, tout à fait le contraire. En fait, les chiffres avancés par EBMI montrent une baisse de 4,03 \$US/MWh. Or, il appert que les informations contenues au tableau de l'intervenant sont en dollars américains alors que la baisse à laquelle réfère monsieur Richard est en dollars canadiens. En fait le détail du calcul auquel fait référence monsieur Richard a été déposé à la Régie dans le cadre du dossier R-3644-2007, à la pièce HQD-15, Document 1, page 35. La Régie constatera que le Distributeur évalue cette diminution à 4,5\$US/MWh. Les

données de l'intéressé confirment les évaluations du Distributeur que cette baisse, en dollars canadiens, est de l'ordre de 11 \$CA/MWh.

L'intéressé laisse entendre (page 15) que le Distributeur a omis de prendre en compte le coût des achats d'énergie additionnels dans son analyse comparative des scénarios de revente et de suspension. Cette affirmation est totalement fautive. Le Distributeur a démontré dans l'engagement 5 déposé après l'audience du 13 novembre (HQD-3, doc, 3.5) que les achats additionnels d'énergie ainsi que leurs coûts sont pris en compte dans le montant de 240 M\$ présenté en preuve (HQD-2, doc. 1, tableau 2). Comme le Distributeur l'a expliqué dans l'engagement 5, ce montant représente l'écart net des activités d'achat et de revente d'énergie entre les deux scénarios. Ainsi, l'analyse d'EBMI présentée à l'item 7 (p.15) comporte un double comptage à cet égard, étant donné que les coûts d'achat d'énergie additionnels de 39 M\$ sont déjà pris en considération dans les écarts de coûts présentés au tableau 1 inclus dans la preuve du Distributeur. Par ailleurs, l'intéressé présente les différents risques résiduels (item 6, 7 et 8) comme étant des montants non connus et qui pourraient faire augmenter le coût du scénario de suspension. D'abord, deux de ces éléments pourraient aussi bien évoluer dans les deux sens. En plus, ces impacts potentiels demeurent négligeables lorsqu'ils sont comparés aux bénéfices qu'apporte l'Entente, notamment en fixant le prix de revente de près de 80 % des surplus anticipés pour 2008. Finalement, le montant de 12,5 M\$ considéré par l'intéressé pour la revente de la puissance représente une hypothèse hautement improbable sur la valeur que le Distributeur obtiendrait pour de la puissance sur une période de 10 mois, notamment parce que les principales contreparties du Distributeur n'ont pas d'intérêt pour ce produit. Même si c'était le cas, le Distributeur est d'avis qu'il en paierait le prix dans les prochaines négociations de l'entente-cadre avec le Producteur et qu'il n'en tirerait plus aucun bénéfice.

Dans sa tentative de remettre en cause l'économie de la suspension des livraisons, l'intéressé tente de reconstituer le prix de l'énergie au contrat en posant des hypothèses quant aux éléments de la formule de prix (page 16 et ss.). En utilisant le prix de gaz naturel proposé par l'intéressé, le Distributeur confirme que le prix de l'énergie du contrat serait nettement supérieur à la valeur de 63 \$/MWh avancée par l'intéressé. La Régie est à même de vérifier cette réalité.

Comme le Distributeur l'a mentionné en audience, les frais de courtage et de réservation ont toujours été considérés dans ses analyses pour produire une estimation des revenus de revente espérés (page 17). Ainsi, si le Distributeur n'avait pas retenu ses frais dans ses analyses, l'écart entre les offres retenues et les prix à terme affichés aurait augmenté de 0,91 \$/MWh, ce qui aurait mené le Distributeur à retenir un écart de 6 \$/MWh (au lieu de 5 \$) par rapport aux prix à terme affichés dans ses analyses prospectives.

Par ailleurs, l'intéressé tente de jeter de la confusion en contredisant le Distributeur qui, dans son témoignage, affirmait n'avoir jamais reçu d'offres de la Nouvelle-Angleterre, depuis le début de ses appels d'offres en 2004. Le Distributeur maintient son affirmation — qui se lit comme suit: « *...il n'y a eu aucune offre gagnante depuis deux mille quatre (2004) dans ce marché-là.* » —, en y apportant les précisions suivantes : EBMI avait effectivement remporté un bloc pour l'achat d'énergie par le Distributeur, dans le cadre de l'appel d'offres 2005-04, non pas sur l'interconnexion NE-HQT, mais sur l'interconnexion HIGH-HQT laquelle fait aussi partie de la Nouvelle-Angleterre, ce qui illustre que les prix de ce marché peuvent être parfois inférieurs à ce qu'on trouve ailleurs. Mais en raison de son incapacité à honorer ses engagements de livrer l'énergie à partir de ce marché, le Distributeur avait accepté de rediriger ce contrat vers un autre point de livraison. Tel que le Distributeur l'a indiqué dans son complément de preuve, une contrepartie avait opté pour le point de livraison HQT-NE dans le cadre de l'appel d'offres 2007-01 pour la revente des surplus du Distributeur mais avait été contrainte de rediriger vers d'autres marchés près de 75% des quantités achetées.

En ce qui concerne l'affirmation d'EBMI que les prix offerts seraient de l'ordre de [M-1,50 \$]/MWh (en excluant, comme l'a fait le Distributeur, les frais de courtage), le Distributeur espère pouvoir éventuellement en bénéficier dans le cadre de la revente des 1,8 TWh résiduels en 2008.

Le Distributeur, en réponse à l'engagement 2 (HQD-3, document 3.2) a mentionné ne pas être en mesure de divulguer des informations qui ne lui appartiennent pas et qui ne sont pas de nature publique. Or, on peut constater que certaines de ces informations, qui sont propres aux participants du marché de l'interconnexion visée, ont été rendues disponibles par EBMI à la page 13 de ses observations du 22 novembre 2007. Le Distributeur n'entend pas commenter ces informations qu'il juge toujours confidentielles.

FCEI

Le Distributeur déplore que, outre le fait que ses prémisses sont souvent erronées ou spéculatives, l'intéressé néglige complètement, d'une part, d'analyser l'impact d'écouler de très grandes quantités d'électricité sur les marchés et, d'autre part, de tenir compte de la position de vulnérabilité du Distributeur.

Entre autres erreurs, l'intéressé en fait une de logique importante puisqu'il confond la cause et l'effet :

Si nous analysons cette situation du point de vue du consommateur, nous voyons que même si l'option ne fait que tenir TCE neutre, et qu'il n'y a aucun manque à gagner, il n'en reste pas moins qu'HQD ne prend pas livraison du volume d'énergie ni de la capacité. En d'autres termes, les coûts pour HQD sont

constants, les profits de TCE sont constants mais le volume consommé d'énergie par la charge locale change. (page 7)

[C]e qui ressort de l'analyse est le fait que si les coûts d'approvisionnement pour HQD restent constants et les profits pour TCE restent constants; du côté du consommateur, on se voit exposé à une augmentation des tarifs, le coût moyen étant conséquent du volume des ventes d'énergie. (page 10)

En effet, la diminution du volume de consommation de la charge locale n'est pas la conséquence de la suspension des livraisons, elle en est la cause. De ce fait, les deux options analysées impliquent les mêmes impacts tarifaires puisqu'elles sont équivalentes sur le plan économique.

En ce qui concerne son analyse de la valeur économique, elle repose sur des hypothèses non étayées et hautement spéculatives, par exemple :

- que des participants aux éventuels prochains appels d'offres du Distributeur ont acquis des droits de transport en Nouvelle-Angleterre, en prévision des activités de revente du Distributeur, sans même avoir l'assurance que de telles activités auraient lieu ou que leurs soumissions seraient retenues ;
- que le prix sur le marché de NEPOOL offre un avantage avant frais de transport de 15 \$/MWh, sur la foi d'une mesure ponctuelle et en faisant abstraction du fait que cet avantage diminue de façon importante quand on tient compte des frais de transport. Il fait également abstraction du fait que le Distributeur n'a retenu qu'une seule soumission en provenance de ce marché depuis qu'il fait des reventes, et que la grande majorité des livraisons ont dû être redirigées vers d'autres marchés ;
- que les marges exigées par les revendeurs « *pourraient* » revenir à leur niveau historique.

Cela dit, si ces hypothèses optimistes s'avèrent, le Distributeur pourra en profiter puisqu'il devra encore revendre 1,8 TWh, malgré la suspension.

Gaz Métro

Malheureusement, l'intéressé fait totalement abstraction (1) des besoins du Distributeur de réduire ses surplus, et (2) des témoignages des représentants du Distributeur quant aux risques que pose la revente de ces surplus. Sur ces aspects, le Distributeur s'en tient à ce qu'il énonce ailleurs et déplore que l'intéressé n'ait pas de solution alternative viable au Protocole d'entente ici produit pour approbation

L'affirmation de Gaz Métro (paragraphe 55 à 58) voulant que la mise en veilleuse de la centrale de TCE constitue « *une modification [...] fondamentale de l'environnement d'affaires pour Gaz Métro* », n'ayant « *rien à voir avec le risque d'affaires de Gaz Métro dans le cours normal de ses opérations* » outre qu'elle est trompeuse et contraire aux principes réglementaires applicables, elle est également en contradiction avec les affirmations que Gaz Métro elle-même a faites dans le cadre de l'étude de son dernier dossier tarifaire :

[ARGUMENTATION DE GAZ MÉTRO] :

Court commentaire maintenant sur les propos de l'ACIG à l'effet que la présence de TCE parmi la clientèle de Gaz Métro vient réduire le risque de Gaz Métro. D'abord, il faut évidemment distinguer le pourcentage que TCE représente dans les volumes totaux livrés et celui qu'il représente en termes de revenus.

Ça fait toujours un gros chiffre en termes de volume, mais il faut mettre les choses en perspective. De plus, comme la Régie peut le constater, au contrat entre TCE et Gaz Métro, qui a été produit pour les fins du présent dossier, la seule garantie que TCE apporte est de payer des obligations minimales, et ce comme tout autre client industriel.

Quant à son besoin de gaz en raison de son contrat avec Hydro-Québec Distribution, nous apprécierions certainement si l'ACIG pouvait garantir à tous qu'Hydro-Québec Distribution aura besoin pour les vingt prochaines années en tout temps d'au moins la même quantité d'électricité achetée auprès de TCE. Je vous soumettrai que bien qu'il soit souhaitable que Gaz Métro bénéficie d'une telle garantie, force est de constater qu'aujourd'hui, cette garantie n'existe tout simplement pas. (R-3630-2007, notes sténographiques, vol. 5, p. 59) (Nous soulignons)

Cette plaidoirie du procureur de Gaz Métro faisait écho aux propos tenus en audience par son témoin principal Monsieur Pierre Despars, vice-président Finances et chef de la Direction financière, et par son expert au fins de l'établissement de la prime de risque, Monsieur Paul Carpenter.

Gaz Métro avait donc déjà identifié la possibilité d'une réduction des livraisons d'électricité par TCE (et donc de sa consommation de gaz), mais en plus elle invoquait cette possibilité pour justifier un taux de rendement plus élevé. Elle a donc admis que les conséquences financières d'une telle éventualité faisaient partie de son risque d'affaires, ce que la Régie a considéré quand elle a fixé son taux de rendement.

En fait, la situation de Gaz Métro à l'égard de TCE n'est pas différente de toute réduction de consommation de gaz par un autre grand consommateur, en raison, par exemple du ralentissement économique, d'une grève ou d'une fermeture d'usine. Gaz Métro était donc tout à fait justifiée de prétendre que son risque d'affaires n'était pas atténué du fait de ce contrat de 20 ans.

Au paragraphe 48 de ses observations, Gaz Métro reprend un commentaire fait par son procureur lors de l'audience du 13 novembre dernier. Ainsi, Gaz Métro souhaiterait que la Régie et le Distributeur explorent l'option consistant pour le Distributeur à se mettre en défaut de prendre livraison de l'électricité contractuelle, de façon systématique, pour une période d'une année, voire de deux années (voir notamment les sections 8 et 32 du contrat entre TCE et le Distributeur ; R-3515-2003, HQD-1, Document 3). Selon Gaz Métro, la Régie « *n'a donc pas au dossier la quantification de ce que ce troisième scénario aurait pu vouloir dire pour les clients du distributeur électrique et surtout comment cette voie se serait comparée avec l'option de suspension proposée par Hydro-Québec en l'instance et ses coûts d'au moins 54 M\$ qui seraient payés à TCE sans que cette dernière encoure de risque.* »

Le Distributeur est en désaccord avec cet argument de Gaz Métro. Aucun article du contrat ne prévoit la possibilité pour le Distributeur de refuser de prendre livraison d'une quantité d'énergie pour une longue période. Les clauses et les dommages prévus au Contrat se rapportent à un refus ou à un défaut de prendre livraison qui s'échelonne sur une courte période ou sur une base ponctuelle et non pour couvrir un refus planifié et prolongé du Distributeur de prendre livraison, tel que l'envisage Gaz Métro. Accepter l'interprétation mise de l'avant par Gaz Métro pourrait exposer le Distributeur à des recours judiciaires.

OC

Le Distributeur prend acte du fait que l'intéressé appuie la position du Distributeur.

RCGQ

L'affirmation de l'intéressé quant à la prétendue mauvaise prévision que le Distributeur aurait faite de la demande en électricité traduit une méconnaissance des dossiers que le Distributeur a présentés devant la Régie depuis 2001. Ainsi, dans le cadre de son premier plan d'approvisionnement, déposé en novembre 2001, le Distributeur évaluait à 16,8 TWh, l'écart entre, d'une part, un scénario fort ou faible de la demande et, d'autre part, un scénario moyen, à l'horizon 2008⁹.

Quant aux autres commentaires et recommandations de l'intéressé, le Distributeur s'en tient à ce qu'il énonce ailleurs.

⁹ R-3470-2001, HQD-2, Document 3, p. 8.

RNCREQ

De façon générale, quant aux commentaires et recommandations de l'intéressé, le Distributeur s'en tient à ce qu'il énonce ailleurs.

Le Distributeur s'étonne toutefois que l'intéressé avance « *qu'en raison des délais et de conflits d'horaires, il n'a pu compléter l'ensemble des analyses qui lui auraient été nécessaires pour prendre une position éclairée. Ainsi, à ce stade-ci, il lui est impossible de décider lequel des deux scénarios devrait être retenu par la Régie.* » En effet, dans le cadre du dossier R-3624-2007 l'intéressé affirmait pourtant 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.* »

Le Distributeur s'oppose vigoureusement à la suggestion de l'intéressé « *que la Régie indique clairement à HQD qu'elle ne recevra plus, à l'avenir, de demande lorsque les délais d'étude ne seront pas suffisants pour permettre un examen rigoureux de sa part et de celle des intéressés* ». Comme le Distributeur le démontre plus haut, il a agi, dans ce dossier comme dans tous les autres, avec diligence, et les délais associés à la conclusion d'une entente telle celle en l'espèce reflètent la réalité commerciale. Le délai imparti pour l'étude du présent dossier ne constitue pas une excuse valable pour le manque de continuité de la position de l'intéressé dans deux dossiers similaires, soumis à neuf mois d'intervalle.

ROÉÉ

Le Distributeur prend acte que l'intéressé est d'avis que « *l'option de suspension de la production d'électricité à l'usine de TCE Bécancour est plus avantageuse que la revente des surplus, tant sur le plan environnemental qu'économique.* »

SÉ-AQLPA

Le Distributeur prend acte que l'intéressé appuie sa demande.

Il s'oppose toutefois à la suggestion de l'intéressé de se réserver un droit de regard sur l'entente finale avant que la Régie ne rende sa décision. Le Distributeur réitère que l'approbation demandée relève de la compétence de la Régie et qu'il n'y a, avec égard, aucune place pour des approbations parcellaires dans le cadre du Protocole d'entente ni dans les conclusions de la demande du Distributeur. Il estime en outre que la preuve au dossier est suffisamment étayée et concluante pour que la Régie puisse rendre une décision.

UC

Le Distributeur observe que les solutions que l'intéressé propose sont inexistantes et il est étonné de constater que l'intéressé semble se préoccuper davantage des clients du gaz que de ceux du Distributeur. À ce sujet, le Distributeur réfère l'intéressé aux arguments ci-haut décrits, quant aux bénéfices, exclusifs à Gaz Métro et à sa clientèle, du contrat conclu entre TCE et le Distributeur.

UMQ

Le Distributeur rejette les suggestions de l'intéressé, pour les motifs exprimés plus haut.

3.- CONCLUSION

La nécessité de tendre vers un équilibre offre-demande constitue la justification principale de la suspension des livraisons de TCE. Il s'avère en outre que la suspension apporte des bénéfices sur le plan économique.

Le Protocole d'entente (y incluant l'entente finale) ne règle pas totalement la problématique des surplus d'électricité et le Distributeur devra donc continuer d'effectuer une gestion dynamique et évolutive de ses approvisionnements sous contrat et de ses divers moyens afin de répondre aux besoins de la clientèle québécoise au meilleur coût et de maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale.

Un refus d'approbation du Protocole d'entente est susceptible de créer des conséquences négatives très importantes pour le Distributeur dans l'éventualité où un scénario faible de la demande se réalise. Ainsi, le Distributeur devrait alors procéder à la revente de quantités importantes d'électricité sur les marchés, de s'assurer de combler la demande de sa clientèle avec les produits appropriés tout en essayant de maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale.

Les résultats obtenus des activités de revente pour l'année 2007 démontrent bien qu'il peut être périlleux de fonder une décision sur le seul mirage de gains théoriques importants dans les marchés, car advenant des résultats négatifs, la clientèle du Distributeur en subira seule les contrecoups alors que certains acteurs présents dans les marchés pourraient chercher à profiter d'aubaines qui sont reliées à la disposition à rabais des surplus. En 2007, le Distributeur a pu compter sur Hydro-Québec Production et Énergie Nouveau-Brunswick afin de minimiser une telle situation mais cela ne se répètera pas en 2008, selon la preuve.

De tout ce qui précède, de ce qui fut présenté à l'audience et de la preuve produite au dossier, il appert clairement que le Protocole d'entente et l'entente finale produits pour approbation à la Régie par le Distributeur sont valables et à l'entier avantage de la clientèle québécoise.

Montréal, le 23 novembre 2007

(S)Affaires juridiques Hydro-Québec

Affaires juridiques Hydro-Québec
(Me Yves Fréchette)