

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

HYDRO-QUÉBEC Distribution
(« Distributeur »)

Demanderesse

NO : R-3775-2011

-Et-

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3775-2011
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 2 DÉCEMBRE 2011
Pièces n°: NON

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3775-2011
PIÈCE NO: C-RNCREQ-0008
Date: 2 DÉCEMBRE 2011

REGROUPEMENT NATIONAL DES
CONSEILS RÉGIONAUX DE
L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC
(« RNCREQ »)

Et al.

Intervenants

Demande d'approbation de l'entente globale de modulation

PLAN DE PLAIDOIRIE

1. Introduction

Dans ce dossier, le RNCREQ a présenté en preuve, un mémoire d'organisme rédigé par M. Paul Paquin (analyste externe pour le compte de l'intervenant), preuve qui a analysé la portée, les prix et les gains monétaires de l'Entente globale de modulation présentée pour autorisation par le Distributeur.

Dans la poursuite des intérêts des membres qu'il représente, la preuve du RNCREQ s'inscrit dans une perspective d'atteinte et de respect des principes du développement durable, tels qu'énoncés dans la *Loi sur le développement durable*.

Le RNCREQ réitère, dès à présent, les recommandations qu'il avait faites dans sa preuve.

1 Contexte et portée de l'Entente

Pour le RNCREQ, les termes des décrets imposent au Distributeur de convenir d'une entente d'intégration assortie d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire. Cette entente peut être souscrite auprès du Producteur ou d'un autre fournisseur d'électricité québécois.

La preuve du Distributeur est à l'effet que, pour ce dernier, le Producteur est le seul à pouvoir fournir le service mentionné aux décrets. Ainsi, le Distributeur se s'est trouvé en position de devoir négocier une entente avec une partie qui est en situation de monopole. Avec pour conséquence que les valeurs incluses dans l'entente sont le résultat d'une négociation où les deux parties ne sont pas sur un pied d'égalité et non le reflet de prix de marché.

Pour le RNCREQ, il en résulte une asymétrie des gains que chaque partie retire de l'entente, donc une iniquité.

Or, selon le RNCREQ, les divers décrets gouvernementaux, imposant qu'il y ait une entente d'intégration, créent une obligation aux **deux parties** de s'entendre. **Cette obligation devrait amener les deux parties à un partage équitable des gains réciproques, ce qui, selon le RNCREQ n'est pas le cas actuellement.**

Par ailleurs, le Distributeur mentionne qu'il a voulu remplacer l'actuelle entente d'intégration éolienne par une entente plus large qui lui apportera plus de flexibilité. Selon lui, l'Entente permettra d'optimiser les livraisons des contrats assujettis en favorisant une meilleure adéquation entre les besoins à approvisionner et les moyens dont il dispose et, de ce fait, réduira le recours aux transactions de court terme. Il se dote ainsi d'un nouveau moyen de gestion opérationnelle qui accroît grandement la flexibilité de son portefeuille d'approvisionnement.

L'Entente comporte un service de modulation et une composante puissance complémentaire¹.

Elle inclut également la fourniture des services complémentaires requis découlant des impacts de la production variable, et plus particulièrement de la production éolienne. À cet effet, l'Entente distingue les services suivants :

¹ HQD-1, document 1, pages 7 et 8

- les services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation ;
- le service de réglage de production (suivi de la charge) ;
- le service de provisions pour aléas.²

Le RNCREQ considère que le service de modulation et la composante puissance complémentaire couvrent l'obligation résultant du décret gouvernemental et l'orientation exprimée par la Régie quant à la fourniture d'une capacité variable, mais que la fourniture des services complémentaires n'est pas un service qui doit nécessairement faire partie de l'Entente.

En conséquence, le RNCREQ recommande à la Régie que la nouvelle Entente conclue par le Distributeur ne comporte pas les articles qui traitent de la fourniture des services complémentaires. Le Distributeur devra examiner avec le Transporteur et des fournisseurs potentiels la possibilité et les conditions qui permettraient à ceux-ci d'offrir les services complémentaires mentionnés à l'Entente.

2 Prix de l'Entente

Plusieurs articles de l'Entente précisent le prix qui est attribué à un service. En situation de libre concurrence, ce prix serait défini par le marché, mais cela n'est pas le cas de la situation actuelle où plusieurs prix sont le résultat d'une négociation entre le Distributeur et Hydro-Québec sans ses activités de production (le Producteur).

2.1 Prix de l'énergie d'un solde positif

À l'article 3.1.2 (ii) a) et b) de l'Entente, il est indiqué notamment que « *Dans le cas où le solde de fin d'année du compte de modulation est positif, le Producteur achète du Distributeur la totalité de l'énergie accumulée selon* » une formule de prix relié à un prix de marché publié par NYISO.

Le RNCREQ est d'accord avec l'application d'un prix de marché pour la vente du surplus du solde du compte de modulation.

Au même article, il est mentionné que le prix de marché est réduit de 5\$US/MWh. Pour justifier cette réduction, le Distributeur « *rappelle que*

² HQD-1, document 1, page 11

l'injection de volumes importants sur le marché de l'énergie entraîne une baisse d'environ 5 \$/MWh du prix de revente. ». Il mentionne également un exemple de 2010 démontrant à son avis cette réduction.

Le RNCREQ constate que l'exemple donné par le Distributeur réfère à la période d'avril à octobre 2010. Étant donné que le marché de l'énergie a évolué depuis cette période, le RNCREQ s'interroge sur l'application de l'écart constaté en 2010 pour toute la durée de l'Entente. **Le RNCREQ recommande que la valeur soit plutôt réévaluée annuellement.**

2.2 Prix de la puissance

Le RNCREQ est d'accord pour l'utilisation d'un prix de marché pour le prix de puissance complémentaire, cependant il s'interroge sur la fixation d'un prix minimum de 2\$US. Le RNCREQ constate qu'en 2006 et 2011, le prix payé par le Distributeur a été inférieur à 2\$US.

Selon le RNCREQ, les résultats de la négociation ayant abouti à la fixation d'un prix minimum de 2\$US pour la puissance complémentaire ne sont pas appuyés par les faits. En conséquence, le RNCREQ considère qu'il n'est pas justifié que l'Entente comprenne un prix minimum pour la puissance complémentaire et surtout que ce minimum soit fixé à 2\$US pour les trois ans de l'Entente.

Le RNCREQ recommande donc que le prix de la puissance complémentaire de l'Entente ne comprenne pas de prix minimum.

2.3 Prix du service de modulation

À l'article 3.1.5 (ii) de l'Entente, il est indiqué que le prix du service de modulation est de 7\$CAN/MWh d'énergie modulé.

Le RNCREQ constate que le prix du service de modulation est le résultat d'une négociation, qu'il n'est pas appuyé sur des valeurs concrètes en provenance du marché de l'électricité ou sur le coût marginal que devra encourir le Producteur pour fournir ce service. **La situation de monopole du Producteur lui permet d'exiger un prix plus élevé que son coût, tout en maintenant un prix qui soit, dans une certaine mesure, avantageux pour le Distributeur. Ce faisant, celui qui est en position de monopole négocie en vue de maximiser son gain et**

non en recherchant un partage des gains entre les deux parties. Selon le RNCREQ, c'est la situation inéquitable qui se présente actuellement.

2.4 Prix d'un solde négatif

Le RNCREQ comprend que le prix d'un solde négatif est justifié par le prix qui a été approuvé par la Régie dans le dossier R-3689. Or la décision de la Régie concernant ce prix se formule comme suit :

« [52] De même, après avoir comparé le prix prévu à l'Entente cadre avec les prix du marché et le prix moyen des achats de court terme du Distributeur, et après avoir analysé le coût d'opportunité du Producteur, la Régie conclut que le prix prévu de 8,5 ¢/kWh, indexé annuellement à 2,5 %, est raisonnable. »³

On peut constater que la décision de la Régie d'accepter le prix de 8,5 cents/kWh indexé annuellement à 2,5% est motivé par une comparaison avec les prix de marché et le prix des achats de court terme du Distributeur, et à une analyse du coût d'opportunité du Producteur. Donc, le prix de l'entente globale cadre reflète les conditions de marché qui existaient au moment de la décision, en 2009.

De la même façon, selon le RNCREQ, le prix de l'Entente actuelle devrait refléter les conditions du marché de l'électricité prévalant actuellement et celles prévisibles durant la durée de l'Entente. À tout le moins, le Distributeur devrait démontrer que les conditions du marché de l'électricité sont semblables à celles qui prévalaient en 2009, au moment où la décision a été rendue.

2.5 Prix du service de réglage de la production (suivi de charge)

À l'article 3.3.2 (ii (a)) de l'Entente, il est indiqué que le prix du service de réglage de production est établi en majorant de 50% le prix applicable à la fourniture de service de réglage de fréquence. Le Distributeur justifie un prix supérieur en mentionnant que ce service requiert des ressources plus coûteuses par rapport au service de réglage de fréquence.

Selon le RNCREQ, les explications du Distributeur sont de nature qualitative et ne permettent pas de justifier de fixer le prix du service de réglage de production à 150% du prix du service de réglage de fréquence. Ce prix « constitue la valeur

³ D-2009-107, page 19 (réglage fréquence-puissance)

représentative des services sur laquelle le Distributeur et le Producteur se sont entendus ».

3 Gains monétaires de l'Entente

L'analyse économique présentée par le Distributeur démontre que l'Entente permet de dégager des gains monétaires dans toutes les hypothèses.

Par contre, l'analyse du Distributeur n'a pas pris en considération l'incertitude des prévisions de la production éolienne et indique que dans le scénario avec Entente, cette incertitude est transférée au Producteur alors que dans un scénario sans Entente, il estime que 50% des reventes constitueraient de l'électricité patrimoniale inutilisée

Par ailleurs, le RNCREQ s'est interrogé sur l'inclusion d'un tarif de transport de point à point lorsque le Distributeur réalise des transactions de revente sur les marchés de court terme sans prendre en considération un crédit que le Distributeur recevrait suite à ces transactions. En effet, selon les modalités de la détermination du tarif de transport et de la contribution du Distributeur pour l'utilisation du réseau de transport dans l'alimentation de la charge locale, le Distributeur devrait recevoir un rabais pour sa contribution lorsqu'il réalise des transactions de ventes sur les marchés de court terme.

Considérant qu'il y a une possibilité que le Distributeur puisse réaliser des réservations de transport de point à point, le RNCREQ a réalisé une évaluation de ce scénario en vue de déterminer l'impact de ce coût de transport.

Le RNCREQ s'est aussi questionné sur l'application de l'ajustement de 5 \$US/MWh lorsque le Distributeur réalise des transactions de reventes sur les marchés de court terme.

Considérant que les motivations du Distributeur pour fixer cet ajustement reflètent une situation ponctuelle, le RNCREQ a évalué l'impact de cet ajustement en analysant un scénario où cet ajustement serait de 2,5\$ au lieu de 5\$ pour la revente de l'énergie sur les marchés de court terme. Je vous réfère au tableau à la p. 20 de la preuve du RNCREQ ((C-RNCREQ-0005)

Ces résultats permettent de conclure que, selon les hypothèses retenues, l'application de l'Entente permet au Distributeur de réaliser des gains monétaires sur la période couverte par l'Entente.

Ces gains du Distributeur ne doivent cependant pas occulter le fait que l'Entente a été conclue dans un contexte où le Distributeur doit négocier avec une partie qui est en situation de monopole pour les services désirés. Comme cela a été mentionné plus haut, plusieurs prix ne correspondent pas à un prix de marché, mais à un prix négocié.

Ainsi, il y a lieu de se demander si le coût marginal encouru par le Producteur pour fournir les services prévus à l'Entente correspond au montant estimé à 104 M\$⁴ qu'il recevra du seul service de modulation sur la période de l'Entente. Il y a lieu de se demander si le prix de 7 \$/MWh que recevra le Producteur pour chaque ajout et retrait net horaire est un prix adéquat.

Selon le RNCREQ, le coût marginal encouru par le Producteur pour fournir le service de modulation est très bas, sinon nul. En effet, ce service consiste essentiellement pour le Producteur à utiliser ses réservoirs pour déplacer dans le temps la production des fournisseurs du Distributeur, et les quantités d'énergie déplacées sont faibles par rapport à la production totale du Producteur.

En situation de concurrence, on devrait s'attendre à ce que les deux parties à une entente retirent des gains semblables. Dans le cas actuel, le gain attendu du Producteur pour la durée de l'Entente est de 104 M\$ alors que le gain estimé du Distributeur est de 33,8 M\$ selon le scénario de base. Selon le RNCREQ, l'écart entre le gain des deux parties s'explique par le fait que le Producteur profite de sa situation de monopole.

Le RNCREQ estime qu'un prix de 4,7 \$/MWh au lieu du prix de 7 \$/MWh pour le service de modulation permettrait à chacune des parties de retirer des gains semblables sur la période de l'Entente.

Selon le RNCREQ, un tel partage des gains serait plus équitable que le partage selon l'Entente actuelle.

Le RNCREQ réitère donc qu'il recommande à la Régie de ne pas autoriser l'Entente actuelle.

L'intervenant demande à la Régie d'exiger que le Distributeur renégocie l'Entente de façon à ce que les gains soient mieux partagés entre le

⁴ HQD-1, document 1, pages 17, 18, 1t 19

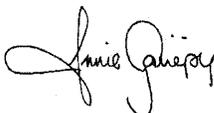
Distributeur et le Producteur. Les gains évalués à 3,8 M\$ pour l'année 2012 pourront être récupérés en ayant une nouvelle entente qui serait plus équitable.

4 Conclusions

Considérant que la demande d'autorisation du Distributeur dans le présent dossier s'inscrit dans le cadre d'une demande en vertu de l'article 74.2LRE, et considérant les réserves énoncées par le RNCREQ sur différentes clauses de l'Entente globale de modulation dans sa forme actuelle, notamment quant à l'iniquité significative des gains monétaires que dégagent les deux parties, celui-ci ne peut que recommander à la Régie de ne pas autoriser l'EGM, dans sa forme actuelle.

Advenant le cas où la Régie statuerait sur l'autorisation partielle de l'entente, nonobstant les représentations du Distributeur à l'effet que l'entente est un tout qui ne peut être fragmenté, le RNCREQ réitère chacune de ses recommandations à la pièce, sans pour autant se prononcer sur une recommandation de rejet complet de l'Entente.

Le tout respectueusement soumis, ce 2 décembre 2011



Annie Gariépy
Procureure du RNCREQ