

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

HYDRO-QUÉBEC
dans ses activités
de Distributeur

Demanderesse

DOSSIER R-3775-2011

et

ACEF de Québec

Intervenante

DEMANDE D'APPROBATION D'UNE ENTENTE GLOBALE DE MODULATION

[Article 74.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (L.R.Q., c. R-6.01)]

ARGUMENTATION DE L'ACEF de Québec

Préambule

La Régie doit assurer un juste équilibre entre les intérêts du Distributeur et ceux de la société québécoise, plus particulièrement ceux des clientèles desservies par celui-ci (art. 5 LRÉ). C'est avec ce principe que nous avons étudié l'entente de modulation afin de s'assurer que les intérêts des clientèles résidentielles que nous représentons sont protégés dans le cadre de cette entente entre le Distributeur et le Producteur. Deux parties à l'entente qui demeurent, ne l'oublions pas, deux divisions d'Hydro-Québec qui concourent toutes deux aussi à maximiser les profits de la maison mère.

Nature de l'entente et exigences réglementaires

1- Le demanderesse soumet pour approbation par la Régie l'entente de modulation ci-après nommée « EDM » conclue le 14 juillet 2011 entre le Distributeur ci-après nommé « HQD » et le Producteur ci-après nommé « HQP », sans avoir à recourir à une audience publique. La demande n'étant pas visée par l'A. 25 de la LRÉ selon son analyse;

2- Cette demande étant introduite par le truchement de l'article 74.2 confirme que cette entente est un contrat d'approvisionnement. Reste à savoir si nous sommes en présence d'un nouveau contrat d'approvisionnement soumis à un appel d'offre et sous quelles conditions pourrait-il être accepté par la Régie ;

3- La Régie a déjà déterminé qu'un service d'équilibrage constitue un contrat d'approvisionnement puisqu'il a pour objet de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois (D-2005-76, 28/04/2005 p. 5 à 7) ;

4- Étant donné que l'EDM vise à remplacer l'entente d'intégration éolienne permettant de compenser la variabilité de la production éolienne en énergie et puissance et l'étendant à la production par biomasse et à la petite production hydraulique, cette EDM constitue un contrat un nouveau contrat d'approvisionnement de part ses caractéristiques nouvelles et sa portée plus large ;

5- Comme HQP reçoit la production des contrats assujettis à HQD et la transfère en partie directement à HQD ou la stocke dans le compte de modulation pour la retourner ultérieurement à HQD à partir de ses propres centrales de production d'électricité est un indice qu'il s'agit d'un nouveau contrat d'approvisionnement ;

6- La Régie peut dispenser HQD de recourir à un appel d'offre pour ce nouveau contrat d'approvisionnement si ce dernier lui prouve que seul HQP peut fournir ce nouvel approvisionnement ;

7- De plus, l'EDM ne constitue pas une entente cadre (art. 3 du règlement) à proprement parler (HQD-2 doc 2. rép. 3.d) ce qui la dispenserait automatiquement de la procédure d'appels d'offre ;

8- HQD affirme que l'EDM doit être acceptée ou rejetée en bloc. Aucune modification ou renégociation ne peut être envisageable (N.S. Du 17 octobre 2011, page 89) ;

9- L'EDM comprend une condition suspensive (article 10) de sorte que « le contrat n'engagera pas formellement les parties tant que la Régie ne l'aura pas approuvé (Notes sténo du 17 octobre 2011, pages 14 à 17) ;

10- Nous ne pouvons partager l'interprétation rigide de l'article 74.2 soutenue par le Distributeur ;

11- En effet, la conclusion d'un contrat d'approvisionnement ne peut être faite sans obtenir l'approbation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement tel que mentionné à l'article 74.2;

12- La Régie peut, selon nous, imposer des modifications ou autres dispositions conditionnelles à l'approbation du contrat qui lui est soumis ;

13- Une interprétation rigide du style « tout ou rien » telle que préconisée par la demanderesse risque d'indisposer la Régie puisque c'est elle qui sera directement liée au sort et aux conséquences de l'acceptation ou non du contrat ;

14- De plus, cette interprétation rigide restreint la capacité des intervenants à contribuer au débat qui est soumis devant ce tribunal. Effet, une approche « tout ou rien » ne permet aucunement toute proposition de bonification ;

Le contenu de l'entente

15- Toute la production des contrats assujettis (contrats éoliens, de biomasse et des petites centrales hydroliques) doit être placée dans le compte de modulation (A. 3.1.2 i de l'EDM) ;

16- Cette obligation de recourir au compte de modulation ne laisse aucune place à la revente directe sur les marchés d'une partie de la production des centrales assujetties : la revente des surplus se limitera aux contrats postpatrimoniaux non assujettis à l'EDM (voir rép. à UC, HQD-2 doc. 8 rép. 8.1, 9.4 et 8.3) ;

17- De plus, les restrictions imposées sur la revente par les conventions d'énergie différées limitent celles-ci. Selon HQD dans un scénario avec EDM la revente sera limitée à moins de 100 GWh sur les 3 ans de l'entente, alors que sans entente les reventes s'élèveraient à près de 4 TWh (HQD-2 doc. 8, rép. 8.4) ;

18- L'énergie placée dans le compte de modulation ne peut être que retirée pour répondre aux besoins d'HQD ou rachetée par HQP en fin d'année aux conditions de prix déterminées dans l'entente. Ainsi les retraits du compte ne peuvent être exportés tel que confirmé par HQD (rép. à la Régie, HQD-2 doc. 1, rép. 13.1) ;

19- On peut se questionner pourquoi HQP et HQD emprunte de l'entente cadre le prix intermédiaire de l'énergie fournit en excédent du volume patrimonial. Selon HQD, l'entente cadre comme l'EDM serait un outil de gestion opérationnelle mais l'entente cadre constitue en plus un outil de dernier recours alors que l'EDM permet de faire face à un vaste éventail de cas d'offre et de demande et constitue un atout pour la gestion de l'équilibre énergétique et pour la gestion des risques climatiques affectant les besoins et la production variable (HQD-2 doc. 2, rép. 3.d).

En cela l'EGM contribue à minimiser les coûts d'approvisionnement . L'entente cadre est un outil pour garantir la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement patrimonial alors qu l'EDM vise à assurer l'équilibre offre-demande. Il nous semble ainsi que ces deux finalités devraient référer à une structure de coûts différente tout comme selon HQD cela requiert un traitement réglementaire différent (l'EDM n'étant pas soumis à l'A. 3 du Règlement R-6.01, selon HQD-2 doc. 2, rép. 3.e) ;

20- HQD indique que l'écart type de sa prévision de production éolienne 34 heures à l'avance était de 58 MW de septembre 2010 à septembre 2011 sur une puissance installée de 447 MW et une production moyenne de 160 MW (donc écart type = 36,25% de la moyenne ce qui nous apparaît important comme écart prévisionnel ;

21- Cette condition nous apparaît très exigeante, car les prévisions de la veille peuvent comporter des écarts plus ou moins importants selon les variations des conditions météorologiques (voir l'écart type de la production éolienne selon HQD en HQD-2 doc. 3, rép. 26.1). De même, les prévisions de retraits devraient normalement différer des besoins réels, les écarts étant hors du contrôle direct d'HQD. Il n'est pas clair que HQD peut corriger dans l'heure qui précède les retraits à faire du solde, si c'est possible il pourra donc y avoir une certaine quantité d'énergie de perdue si HQD peut réduire les retraits en fonction des besoins véritables. Si HQD ne peut pas modifier en temps réel (ou à une heure d'avance) les retraits alors HQD devra disposer de moyens de s'ajuster plus finement aux écarts entre les prévisions de retrait de la veille et les besoins réels de chaque heure. Par conséquent, Il faudrait connaître la marge d'erreur prévisionnelle à un jour et évaluer ce que cela implique comme moyen correctif ;

22- Concernant les ajouts au compte de modulation pouvant être limités ou non, nous sommes d'avis qu'il n'est pas indiqué clairement dans le règlement si les ajouts sont les prévisions horaires finales fournies par HQD ou s'il s'agit des ajouts réels des centrales assujetties. La formulation des articles 3.1.5 et A. 3.1.4 (ii) laisse à penser que ce sont les prévisions de production qui déterminent les ajouts utilisés dans la formule pour calculer le coût du service de modulation. La formulation devrait être précisée et nous proposons d'utiliser les valeurs réelles d'ajouts horaires pour le calcul du montant payable pour le service de modulation, tel que le laisse entendre d'ailleurs HQD ;

23- L'article 5 de l'EDM prévoit la possibilité de résilier le contrat (i) au cas où les conditions de marché de l'électricité sont substantiellement modifiées ou (ii) au cas où un impact significatif non anticipé sur le parc de production survient. Il n'y a pas de compensations indiquées en cas de résiliation comme dans le contrat de base ou le contrat cyclable ;

24- Étant donné que cette entente intervient entre deux composantes de Hydro-Québec, la résiliation devrait être approuvée par la Régie tout comme l'a été la formation du contrat, ceci afin d'assurer un juste équilibre entre l'intérêt des parties et ceux des consommateurs ;

25- Cette approbation de la résiliation du contrat serait aussi nécessaire dans le cas où il pourrait y avoir résiliation dès septembre de chaque année, ce qui pourrait affecter la capacité de prendre en compte la puissance offerte par l'EDM dans le bilan en puissance de long terme ;

Justification de l'entente

26- L'entente de modulation nous apparaît mieux adaptée à la situation du marché de l'électricité de 2012 que ne l'est l'actuelle entente d'intégration éolienne. Nous notons qu'il n'y a pas de frais en puissance pour les quantités dépassant le plafond horaire permis, seulement pour la puissance garantie d'hiver (HQD-1 doc. 1, p. 5) ;

27- Même si l'EDM peut s'avérer préférable à l'entente d'intégration éolienne, la question demeure à savoir si les niveaux et les prix des services offerts dans le cadre de l'entente de modulation sont justes et raisonnables considérant le pouvoir de négociation d'HQP, réputé le seul fournisseur possible des services prévus à l'EDM et considérant qu'HQD et HQP sont des divisions d'H.Q., ce qui les placent face à un conflit d'intérêt potentiel, au détriment des clientèles desservies par HQD ;

28- Il nous faut rester prudent quant à la conclusion de la rentabilité de l'EDM et à son caractère optimal. L'analyse de rentabilité fournie par HQD (HQD-1 doc. 1, pages 15 à 24) apparaît correcte, mais incomplète : les conclusions de cette analyse et des analyses de sensibilité sont dépendantes des hypothèses retenues par HQD (choix des cas climatiques basés sur l'historique de 1971 à 2006, prix de référence sur les marchés, quantités produites par les centrales assujetties, non remboursement à HQD d'une partie des coûts de transport d'électricité au Québec, non considération des aléas économiques...). Nous notons que certains cas climatiques (les cas les plus froids) et certaines analyses de sensibilité indiquent une non rentabilité de l'EDM pour 2012 et plus rarement pour 2013 et 2014 (HQD-2 doc. 1, rép. R-7.2, R-4.5 a, HQD-2 doc. 1, p. 18, HQD-2 doc. 2, rép. 11.b, scénario de croissance plus faible), alors qu'HQD n'a pas effectué de cas d'analyse de sensibilités conjointes (HQD-2 doc. 2, D.12.d) ;

Propositions de modification de l'entente

29- L'option d'intégrer la production de la centrale de TCE devrait être mieux évaluée pour l'avenir si l'EDM permet de réduire les coûts de disposition des surplus énergétiques ;

30- Il faudrait définir clairement ce qu'on entend par « puissance installée » dans l'EDM. Selon HQD-2 doc. 1, rép. 2.1, la puissance installée correspond à la somme des puissances contractuelles et non aux puissances nominales des équipements de production associés. Nous doutons de la réponse d'HQD : le calcul de la VHG (A. 3.1.3 (i) de l'entente) tient compte de la puissance installée des contrats, terme qui n'est pas défini au règlement. Dans la mesure où la puissance nominale peut être inférieure s'il y a des retards d'implantation ou supérieure si l'équipement de production s'avère plus performant après coup dépendamment de ce qui est prévu au contrat d'approvisionnement entre HQD et son fournisseur, la puissance installée devrait normalement correspondre à la puissance effective en place ;

31- La contribution énergétique annuelle moyenne des parcs éoliens est de 36% (étude d'Hélimax), celle des petites centrales hydro. de 53% et celle des centrales de biomasse de 90% (HQD-2 doc. 1, rép. 2.2). Le FU en période d'hiver s'avère, pour le projet à la biomasse de PCCB, plus élevé que 90% (HQD-2 doc. 6, D. 2). Pourtant la contribution en puissance dans l'EDM sont de 30 %, 40 % et 90 % pour les parcs éoliens, les petites centrales hydroélectriques et les centrales de biomasse respectivement. Il y a donc une marge de capacité excédentaire relativement aux contributions en puissance qui sert à justifier la puissance complémentaire d'hiver. Il pourrait être utile dans l'avenir d'accroître la contribution en puissance des divers types de centrales (pour l'éolien la contribution en puissance est de 35% dans l'actuelle entente d'intégration alors que l'énergie excédentaire fournie par HQP à HQD dans le cadre de l'entente d'intégration est explicitement permise et tarifée à un prix moins élevé que dans l'EDM ;

32- La capacité des contrats biomasses et hydroélectriques assujettis à l'EDM n'est pas prise en compte pour établir le niveau de puissance complémentaire accessible en période d'hiver. Nous croyons que la puissance complémentaire d'hiver devrait tenir compte dans le futur de la capacité de ces contrats afin de garantir une puissance accrue pour la période d'hiver ;

33- Contrairement au U-CAP qui est modulable selon les mois d'hiver, toute la puissance complémentaire doit être payée intégralement par HQD pour les quatre mois d'hiver. Il serait d'intérêt de pouvoir faire varier le niveau de puissance complémentaire selon les mois d'hiver afin de mieux couvrir les besoins en puissance et énergie qui varient selon les mois d'hiver ;

Conclusion

L'EDM apparaît préférable à l'actuelle entente d'intégration éolienne qui ne permet pas de moduler les retours d'énergie par HQP en fonction des besoins d'HQD;

Selon notre analyse de la proposition d'HQD, il y a un faible risque que l'entente ne s'avère pas avantageuse pour les clientèles d'HQD;

Nous proposons donc l'acceptation de l'EDM si la Régie conclut que la procédure d'appel d'offre n'est pas requise et que des modifications conditionnelles à son acceptation peuvent être incluses;

Autres recommandations

Dans sa preuve l'expert de l'UMQ fait certaines recommandations que nous appuyons :

(p. 17) Qu'HQD fasse une étude pour déterminer la date de disposition optimale du compte de modulation et qu'un certain niveau de solde négatif puisse être reporté à l'année suivante.

(p. 18) la disposition du solde positif de fin d'année devrait être calculée en tenant compte des meilleurs prix que le Producteur aurait obtenus à la marge sur les divers marchés au cours de l'année pour disposer de la quantité visée par le solde.

(p. 20) la clause d'indisponibilité fortuite de plus de 30 jours de l'EGM est difficile d'application et devrait être clarifiée.

(p. 22) L'EGM devrait définir le calcul de la réduction de la quantité maximale de besoins réguliers du Distributeur dans le cas où il y a présence d'une contrainte de transport (article 3.1.3 (iii) (b)).

(p. 24) Pour éviter des pertes au Producteur et au Distributeur, l'EGM devrait permettre au Distributeur, lors de la mise à jour du programme d'ajouts à toutes les heures, de modifier aussi le retrait à l'intérieur de certaines balises à définir.

(p. 24) que l'EGM ne considère que les retraits nets horaires et non les ajouts nets horaires dans le calcul de l'énergie modulée, quitte à modifier au besoin le montant unitaire payable pour le service de modulation.

(p. 33) La justification économique de l'EGM devrait être réalisée en couplant la simulation des scénarios (mode prévisionnel) avec le modèle de gestion opérationnelle du Distributeur pour déterminer les décisions à prendre à chaque heure. La justification économique de l'EGM doit présenter une homogénéité entre les scénarios avec et sans modulation.

(p. 34) Pour les scénario sans modulation et le scénario de l'EIE, la valeur de puissance complémentaire dans les tableaux devrait être réduite pour tenir compte qu'elle n'est pas requise tous les mois d'hiver.

(p. 35) La justification économique doit être faite en faisant varier de façon optimale les quantités d'énergie rappelées et différées tout en respectant leurs contraintes intrinsèques.

(p. 36) La justification économique devrait tenir compte de l'incertitude de la prévision à court terme des productions éoliennes et prendre en compte l'aléa sur la prévision de la demande.

Le tout respectueusement soumis,

Montréal, ce 2 décembre 2011

Denis Falardeau
Avocat
ACEF de Québec