

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL
N^o: R-3775-2011

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Demanderesse

ET

FÉDÉRATION CANADIENNE DE
L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE
(section Québec)

Intervenante

Argumentation de la FCEI portant sur la Demande d'approbation de l'entente globale de modulation

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3775-2011
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 2 DEC. 2011
Pièces n ^o : NON COTÉE

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3775-2011
PIÈCE NO: C-FCEI-0012
Date: 2 DEC. 2011

Le 2 décembre 2011

I. REMARQUES PRÉLIMINAIRES

1. Ce document constitue l'argumentation de la Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (« FCEI ») dans le cadre de la demande relative à l'approbation de l'entente globale de modulation (« EGM »).
2. La FCEI est composée de petites et moyennes entreprises (« PME ») assujetties aux tarifs du Distributeur.
3. La FCEI est l'association patronale qui défend les petites et moyennes entreprises d'ici et qui, par ses représentations auprès des pouvoirs et organismes publics, leur permet de prospérer économiquement au bénéfice de l'ensemble des citoyens et citoyennes du Québec.
4. La FCEI regroupe plus de 24 000 PME québécoises œuvrant dans tous les secteurs d'activités économiques et dans toutes les régions du Québec.
5. La FCEI possède un intérêt né et actuel à ce que les coûts d'approvisionnement en électricité soient les plus bas et à ce que la gestion des approvisionnements d'HQD place l'intérêt des consommateurs d'électricité au premier rang de ses priorités.

II. ALÉA PRÉVISIONNEL SUR LA DEMANDE

6. Le Distributeur indique que l'aléa prévisionnel sur la demande n'a pas été pris en compte aux fins d'évaluation de la rentabilité de l'EGM :

Référence : HQD-2, document 9, p.20 de 29

« [...] Pour les mêmes raisons, l'aléa prévisionnel sur la demande prévue n'a pas été pris en compte aux fins d'évaluation de la rentabilité de l'Entente. Cette dernière ainsi que tous les autres moyens du Distributeur, notamment les Conventions d'énergie différée, le contrat de base, le contrat cyclable et l'option de suspension de la centrale TCE, procureront suffisamment de flexibilité pour permettre au Distributeur de réduire les risques associés à l'aléa prévisionnel sur la demande. »

[Nous soulignons]

7. Par ailleurs, le Distributeur reconnaît que l'aléa prévisionnel sur la demande à court terme a un impact sur l'utilisation des outils d'approvisionnement qu'il possède :

Référence : R-3775-2011, N.S., audience du 30 novembre 2011, p. 217

« Q. [242] Donc l'aléa de la prévision de la demande et de l'offre a certainement un impact sur la quantité d'énergie inutilisée?

R. Oui, sur tous les moyens, incluant le cyclable, les retraits au compte de modulation, l'utilisation des moyens de court terme, l'utilisation de la puissance pour, nos contrats de puissance qu'on pourrait appeler pour satisfaire les besoins de pointe. Donc c'est tous les moyens qui sont impactés autant en froid, en climatique chaud, en climatique froid. »

[Nous soulignons]

8. Cependant, le Distributeur prétend que l'écart-type de la prévision de la demande affecte de manière équivalente les cas avec et sans l'EGM. Le Distributeur n'apporte toutefois aucune preuve de ce qu'il avance :

Référence : HQD-3, document 2, p. 3

« Le Distributeur rappelle que l'écart-type de la prévision de la demande affecte de manière équivalente les cas avec et sans l'Entente globale de modulation. Par contre, l'impact de l'erreur de prévision éolienne est entièrement pris en charge par le Producteur en présence de l'Entente. »

[Nous soulignons]

9. La FCEI estime que cette prétention est non fondée.
10. Premièrement, les scénarios avec et sans EGM viennent chacun avec des outils d'approvisionnement qui leur sont propres et qui sont différents entre eux.
11. Chacun de ces outils d'approvisionnement a un coût et des modalités qui lui sont propres.
12. Tel que l'indique le Distributeur, la prise en compte de l'aléa de prévision de la demande affecterait l'utilisation de tous les outils d'approvisionnement.
13. Puisque les outils d'approvisionnement sont distincts dans les deux scénarios, ceux-ci ne seraient pas affectés de la même façon. Pour que la prétention du Distributeur soit exacte, il faudrait que la somme des variations des outils dans le scénario sans modulation multiplié par le prix respectif de chacun de ces outils corresponde très exactement à la somme des variations des outils dans le scénario avec entente de modulation multiplié par le prix respectif des outils de ce scénario, et ce, pour chaque heure de l'année. Cela paraît invraisemblable.

14. Même sur une base moyenne, rien ne permet de conclure que les variations dans les deux scénarios se compenseraient.
15. Deuxièmement, les aléas auxquels doit faire face le Distributeur ne sont pas les mêmes dans les deux scénarios.
16. Par définition, un aléa de prévision est rattaché à une prévision. Il existe donc autant d'aléa de prévision qu'il existe de prévision. Comme l'EGM modifie les moments de prise de décision, elle modifie également l'ampleur des aléas de prévision.
17. Pour bien comprendre, revoyons la chronologie décisionnelle décrite par le Distributeur :

Référence : R-3775-2011, N.S., audience du 30 novembre 2011, p. 221-223

- Chronologie décisionnelle d'utilisation des outils d'approvisionnement (scénario sans modulation) :
 - Contrat de base (permanent)
 - Contrat de base et conventions d'énergie différée (quelques mois avant l'heure visée);
 - Achat/revente: fixé sur une base hebdomadaire (une semaine avant l'heure visée);
 - Contrat cyclable: fixé sur une base quotidienne (une journée avant l'heure visée) (à partir de ce point, la consommation patrimoniale est sujette à l'incertitude sur la demande et les approvisionnements assujettis);
 - Approvisionnements assujettis à l'EGM: (au moment de la production);
 - Électricité patrimoniale+Entente cadre (résultante).
- Chronologie décisionnelle d'utilisation des outils d'approvisionnement (scénario avec modulation) :
 - Contrat de base (permanent);
 - Conventions d'énergie différée (quelques mois avant l'heure visée);
 - Achat/revente: fixé sur une base hebdomadaire (une semaine avant l'heure visée);
 - EGM: (avant veille de l'heure visée) (à partir de ce point l'énergie modulée est sujette à l'incertitude sur les approvisionnements assujettis à l'EGM. De plus, l'aléa prévisionnel sur la demande affecte la programmation des retraits);

- Contrat cyclable: fixé sur une base quotidienne (une journée avant l'heure visée) (à partir de ce point la consommation patrimoniale est sujette à l'incertitude sur demande seulement);
 - Électricité patrimoniale+Entente cadre (résultante).
18. Dans le scénario sans modulation, l'aléa sur la prévision de la demande à l'horizon UN jour implique une incertitude sur l'utilisation de l'énergie patrimoniale/entente cadre à partir du moment où la puissance du contrat cyclable est fixée (soit le jour précédent).
 19. Dans le scénario avec modulation, l'aléa sur la prévision de la demande à l'horizon UN jour implique une incertitude sur l'utilisation de l'énergie patrimoniale/entente cadre à partir du moment où la puissance du contrat cyclable est fixée (soit le jour précédent).
 20. Les deux scénarios sont donc comparables à ce niveau.
 21. Cependant, le scénario avec modulation est également affecté par un autre aléa, soit l'aléa sur la prévision de la demande à l'horizon DEUX jours.
 22. Cet autre aléa est important puisqu'il affecte le choix de programmation des retraits et implique donc une incertitude additionnelle sur la quantité d'énergie modulée.
 23. Comme la FCEI l'a démontré dans sa preuve (non contredite), l'omission de prendre en compte l'aléa sur la prévision de la demande à l'horizon de deux jours entraîne une sous-estimation systématique du coût de l'EGM.
 24. Cet aléa n'existe pas dans le scénario sans modulation étant donné que celui-ci n'implique aucune action à l'horizon DEUX jours.
 25. Ainsi, l'aléa sur la prévision de la demande sur l'horizon DEUX jours a un impact défavorable sur le scénario avec modulation, mais n'en a aucun sur le scénario sans modulation.
 26. Par conséquent, les deux scénarios sont exposés à des aléas différents.
 27. En somme, les deux scénarios reposent sur des outils d'approvisionnements différents, ayant des coûts différents et sont soumis à des aléas différents. Dans ce contexte, rien ne permet de conclure que si l'aléa prévisionnel avait été pris en compte, les conclusions de l'analyse économique auraient été les mêmes.
 28. Bien au contraire, la FCEI estime que l'omission de prendre en compte l'aléa prévisionnel sur la demande à court terme désavantage le scénario sans modulation puisque sa prise en

compte aurait fait augmenter les coûts du scénario avec EGM, mais n'aurait pas affecté les coûts du scénario sans EGM.

29. Selon la FCEI, la sous-estimation des coûts du scénario avec modulation est potentiellement importante puisque la preuve indique un écart-type de l'aléa de prévision de la demande sur un horizon de 48 heures dont l'ampleur excède sensiblement la valeur horaire garantie découlant de l'éolien dans l'EGM.
30. En effet, l'écart-type de l'aléa de prévision de la demande sur un horizon de 48 heures varie de 300 à 1000 MW selon les mois de l'année. (**Référence : HDQ-3, document 3, p. 3**)
31. En comparaison, la valeur horaire garantie découlant de l'éolien dans l'EGM pour 2012 est de 390 MW. (**Référence : HDQ-2, document 1, p. 13**)
32. L'aléa de la prévision de la demande est donc suffisamment important pour faire changer du tout au tout l'évaluation des retraits optimaux entre le moment d'établir le programme de retrait et l'heure visée par la prévision.
33. Autrement dit, le programme de retrait serait beaucoup moins optimal dans la réalité qu'il ne l'est dans la simulation.

III. LA PROCÉDURE D'APPEL D'OFFRES

34. Dans le cadre du dossier R-3748-2010 concernant la demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur, la FCEI a plaidé que le service de puissance complémentaire offert dans l'EGM devrait faire l'objet d'une procédure d'appel d'offres (voir la plaidoirie finale de la FCEI – **pièce C-FCEI-0013**, paragraphe 38 (2)).
35. La même position avait été prise dans le même dossier en ce qui concerne le service de modulation offert dans l'EGM, c'est-à-dire que ce service devrait faire l'objet d'une procédure d'appel d'offres (voir la plaidoirie finale de la FCEI – **pièce C-FCEI-0013**, paragraphe 38 (3)).
36. Finalement, la même position avait été prise en ce qui concerne le service de gestion du solde annuel offert dans l'EGM (voir la plaidoirie finale de la FCEI – **pièce C-FCEI-0013**, paragraphe 38 (4)).
37. Dans la décision D-2011-162 rendue dans le dossier R-3748-2010, la Régie de l'énergie retient que le service de puissance complémentaire constitue un approvisionnement

postpatrimonial en puissance et que celui-ci est visé par la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

38. De plus, dans le cadre du présent dossier, l'intervenante Énergie Brookfield Marketing (« **EBM** »), via la réponse à son engagement no. 1, a démontré sa capacité actuelle à offrir un service de modulation.
39. Dans les circonstances, la FCEI réitère dans le présent dossier les positions prises dans le dossier R-3748-2010, à savoir que les services de puissance complémentaire, de modulation et de gestion du solde annuel devront faire l'objet de la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

IV. ARTICLE 7 DE L'EGM – RÈGLEMENT DES DIFFÉRENDS

40. L'article 7 de l'EGM prévoit que tout conflit ou toute dispute en rapport avec l'EGM qui ne peut être résolu par les représentants de chacune des Parties devra faire l'objet d'une rencontre entre le président de chacune des Parties.
41. Dans le cadre des demandes de renseignements dans le présent dossier, la FCEI a demandé à HQD si elle était prête à assurer un suivi détaillé du nombre, de l'objet et de l'issue de chacun des différends dont il est fait mention à cet article.
42. En réponse à cette demande, le Distributeur a indiqué que le règlement des différends ne faisait pas partie des éléments de suivi pertinents (**Référence : HQD-2, document 4, p.9**).
43. Dans la mesure où le règlement des différends pourrait avoir des répercussions financières sur la clientèle, la FCEI estime que le suivi sur l'objet et l'issue de chacun des différends est pertinent et devrait être effectué par HQD.

V. CONCLUSION

44. La FCEI estime que l'omission de prendre en compte l'aléa prévisionnel sur la demande affecte la comparaison des scénarios et l'analyse de rentabilité de l'EGM, le tout en défaveur du scénario sans modulation.
45. L'EGM doit être rejetée jusqu'à ce qu'une analyse économique adéquate ait été réalisée.

Le tout, respectueusement soumis.

Montréal, ce 2 décembre 2011.

(s) *Fasken Martineau DuMoulin*

FASKEN MARTINEAU DuMOULIN s.r.l.

Procureurs de l'intervenante FCEI

Copie conforme