

**DEMANDE D'APPROBATION DE
L'ENTENTE GLOBALE DE MODULATION**

DOSSIER : R-3775-2011

**MÉMOIRE DE
ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING INC.
(EBMI)**

**PRÉSENTÉ À LA
RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU QUÉBEC**

LE 21 NOVEMBRE 2011

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION.....	3
2.	LE CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE APPLICABLE À L'ENTENTE	3
2.1	Cadre législatif et réglementaire du dossier	3
2.2	L'obligation de procéder par appel d'offres.....	5
3.	CRITIQUE DE L'ENTENTE	13
3.1	Description générale de l'entente	13
3.2	Les autres outils disponibles	13
3.3	Le service de modulation.....	15
3.4	La puissance complémentaire	17
3.5	Les services complémentaires.....	21
3.6	Analyse économique de l'entente.....	21
3.7	Les termes et conditions de l'entente	27
4.	RECOMMANDATIONS	30
5.	CONCLUSION	30
	ANNEXE.....	31

1. INTRODUCTION

Par la présente, nous vous soumettons la preuve d'Énergie Brookfield Marketing, s.e.c. (ci-après « EBM ») dans le cadre du présent dossier. La preuve soumise tend à démontrer que l'entente globale de modulation proposée par le Distributeur devrait être refusée par la Régie puisque celle-ci va à l'encontre des dispositions législatives et réglementaires et puisque le Distributeur n'a pas fait la démonstration que l'entente proposée était économiquement favorable aux consommateurs.

2. LE CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE APPLICABLE À L'ENTENTE

Nous aborderons ici le fondement juridique de la demande d'approbation du point de vue législatif et réglementaire afin de bien cerner les éléments que le Distributeur doit démontrer à la Régie. Nous retiendrons que le Distributeur doit faire la démonstration que les prix proposés sont les plus bas, qu'ils sont comparables aux produits disponibles ailleurs dans les marchés du nord-est de l'Amérique et que les caractéristiques du plan d'approvisionnement doivent être respectées.

Nous traiterons aussi de l'obligation qu'a le Distributeur de procéder par appel d'offres pour l'octroi des différents services considérés et des conséquences de ses choix quant à la légalité de l'entente proposée.

2.1 Cadre législatif et réglementaire du dossier

La présente demande d'approbation de l'entente globale de modulation (ci-après « l'entente ») à la Régie est effectuée en vertu de l'article 74.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01. L'article 74.2 prévoit :

« **74.2.** La Régie surveille l'application de la procédure d'appel d'offres et d'octroi ainsi que du code d'éthique, prévus à l'article 74.1, et examine si ceux-ci ont été respectés. À cette fin, elle peut exiger tout document ou renseignement utile. La Régie fait rapport de ses constatations au distributeur d'électricité et au fournisseur choisi.

Le distributeur d'électricité ne peut conclure un contrat d'approvisionnement en électricité sans obtenir l'approbation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement. »

(Nos soulignés)

Par la présentation de sa demande, le Distributeur reconnaît qu'il s'agit, de fait, d'un contrat d'approvisionnement.

Il est à noter qu'en vertu de cet article, la Régie d'une part surveille l'application de la procédure d'appel d'offres et d'autre part, a le pouvoir d'approuver ou de refuser l'entente.

Le pouvoir d'approbation de la Régie, en vertu de l'article 74.2 de la Loi, fait partie de son pouvoir exclusif en vertu de l'article 31 de la Loi dont plus spécifiquement l'alinéa 2.1. L'article 31 de la Loi stipule :

« **31.** La Régie a compétence exclusive pour:

(...)

2.1° surveiller les opérations du transporteur d'électricité, du distributeur d'électricité ainsi que celles des distributeurs de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif; »

(Nos soulignés)

La Régie indiquait ce qui suit dans la décision portant sur l'approbation de l'entente d'intégration éolienne, D-2006-27 (R-3573-2005), à la page 6 au niveau de sa compétence en vertu de l'article 74.2 de la Loi:

« Il convient ici de rappeler que le pouvoir d'approbation conféré à la Régie par l'article 74.2 de la Loi s'inscrit, à l'instar d'autres pouvoirs (tels que, par exemple, celui d'approuver le plan d'approvisionnement ou celui d'autoriser des projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs), dans le contexte plus général de sa compétence exclusive de surveiller les opérations du Distributeur pour s'assurer en particulier que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants et paient selon un juste tarif. »

Le *Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie*, R.R.Q., c. R-6.01, r.1 (ci-après le « Règlement ») stipule ce qui suit à l'article 1 :

« 1. Le distributeur d'électricité doit obtenir l'approbation de la Régie de l'énergie avant de conclure tout contrat d'approvisionnement en électricité dont la durée des approvisionnements, mesurée du début prévu des livraisons à la fin des livraisons, est supérieure à 1 an.

(...)

4° la démonstration que le contrat ou la combinaison des contrats comporte le prix le plus bas, pour la quantité d'électricité et les conditions demandées, en tenant compte du coût de transport applicable et, dans le cas d'un appel d'offres prévoyant que la totalité ou une partie des besoins des marchés québécois devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement, la démonstration que le prix le plus bas ne dépasse pas le prix maximal tel qu'établi par règlement du gouvernement, sous réserve que le gouvernement décide d'établir un tel prix maximal;

5° un rapport comparant les prix du contrat, de la combinaison des contrats ou de chaque contrat inclus dans la combinaison des contrats d'approvisionnement en électricité avec les prix des principaux produits disponibles dans les marchés du nord-est de l'Amérique et les coûts de transport applicables;

6° la démonstration que les caractéristiques des contrats approuvées dans le plan d'approvisionnement sont respectées;

(...) »

(Nos soulignés)

En vertu du 4^{ième} alinéa, on note que le Distributeur doit faire la démonstration que le contrat comporte le prix le plus bas. À l'alinéa 5, il est mentionné que le Distributeur doit également faire la démonstration que les prix du contrat sont comparables aux prix des principaux produits disponibles dans les marchés du nord-est de l'Amérique. Finalement, l'alinéa 6 prévoit que le

Distributeur doit faire la démonstration que les caractéristiques des contrats approuvés dans le plan d'approvisionnement sont respectées.

En plus de s'assurer du respect de la Loi et de la réglementation applicable (soit l'obligation de procéder par appel d'offres), l'entente doit être considérée en fonction de la démonstration par le Distributeur que les prix proposés sont les plus bas, puisque c'est ce dernier qui a le fardeau de la preuve. Ainsi, dans l'analyse et l'évaluation de l'entente, il y a lieu de se questionner quant au respect de chacune des conditions énoncées au Règlement précité et ce, pour chacun des services offerts. A ce sujet, il y a lieu de rappeler les propos de la Régie dans le dossier de la demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur (ci-après le « plan d'approvisionnement ») R-3748-2010 et la décision D-2011-162 :

« [250] La Régie estime que l'EGM envisagée doit être avantageuse économiquement pour le Distributeur et sa clientèle, en permettant de réduire les coûts associés aux moyens autrement utilisés pour équilibrer ses bilans. Elle juge importante la référence aux prix de marché afin de favoriser un prix raisonnable pour les consommateurs. La Régie prend acte de l'engagement du Distributeur de faire la démonstration que cette entente sera avantageuse en comparaison avec les moyens actuellement utilisés, notamment le recours aux marchés de court terme et une utilisation non optimale de l'énergie patrimoniale. »

(Nos soulignés)

Ici nous comprenons que la Régie anticipe que le Distributeur optimise non seulement son contrat d'énergie patrimoniale, mais aussi l'ensemble des outils de gestion qu'il a en sa possession.

2.2 L'obligation de procéder par appel d'offres

Nous sommes d'avis que l'entente avec ses différents services proposés constituent de nouveaux approvisionnements qui auraient dû faire l'objet d'appels d'offres, tel que l'a déjà décidé la Régie en ce qui a trait à la puissance complémentaire dans le dossier du plan d'approvisionnement (D-2011-162).

Les extraits pertinents de cette décision D-2011-162 sont repris ci-après :

« [251] La Régie prend note de la position d'EBM et de la FCEI selon laquelle l'acquisition de puissance complémentaire de 15 % de la puissance installée des parcs éoliens, au-delà de la contribution en puissance de 30 % des contrats éoliens, doit, en vertu de la Loi, faire l'objet d'un appel d'offres.

[252] Elle note la position du Distributeur selon laquelle l'EGM ne constitue pas un nouvel approvisionnement et n'est donc pas assujéti à la procédure d'appel d'offres prévu à l'article 74.1 de la Loi. Il soumet qu'il s'agit d'un moyen de gestion opérationnelle pour accroître la flexibilité de son portefeuille et que ce moyen permettrait d'optimiser les approvisionnements postpatrimoniaux. Le Distributeur invoque également le fait que les contraintes d'équilibrage sont les mêmes que celles visées par l'entente d'intégration éolienne et que seul le Producteur peut agir comme fournisseur d'un tel service de modulation. Par ailleurs, le service de puissance complémentaire servirait à raffermir les livraisons d'énergie éolienne en période d'hiver, lesquelles peuvent provenir de n'importe quel autre mois de l'année. Le Distributeur mentionne qu'en ce sens, il est donc étroitement lié au service de modulation.

[253] Lors de l'audience, le Distributeur a confirmé que la puissance complémentaire serait fournie par le Producteur. Il soutient que celle-ci ne constitue pas un nouvel approvisionnement, mais une garantie de puissance associée aux approvisionnements éoliens qui seraient transférés de l'été à l'hiver. Par ailleurs, le Distributeur indique qu'il n'y a pas de solution alternative à la puissance complémentaire telle qu'elle existe dans l'EGM. Il mentionne qu'il pourrait acheter de la puissance sur le marché, au besoin accompagnée d'énergie, mais qu'il ne s'agirait pas du même produit que la puissance complémentaire offerte par l'EGM.

[254] La Régie retient que le service de puissance complémentaire contribuerait au bilan en puissance du Distributeur à la hauteur de 470 MW et qu'il constitue un approvisionnement postpatrimonial en puissance. Le Distributeur admet qu'il est possible de se procurer, sur le marché, de la puissance pour raffermir le transfert, de l'été vers l'hiver, de l'énergie découlant des contrats éoliens. Il n'a pas convaincu la Régie que ce service doive nécessairement être obtenu du Producteur par le biais de l'EGM et que l'objectif de raffermissement ne puisse être comblé par un approvisionnement assujéti à la procédure d'appel d'offres.

[255] En conséquence, sur la base de la preuve au dossier, la Régie ne peut retenir l'argument du Distributeur selon lequel ce service ne serait pas visé par la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi. »

(Nos soulignés)

La Régie a déjà rendu une décision finale sur le fait que la puissance complémentaire constitue un approvisionnement postpatrimonial en puissance assujéti à la procédure d'appel d'offres (par. 254 et 255). Tel que déjà soumis dans nos dernières correspondances (pièces C-EBM-0010 et C-EBM-0011), nous estimons que la Régie devrait dès lors refuser l'entente proposée vu sa décision passée, l'obligation de respecter les conditions du Règlement, son devoir de surveillance de l'application du processus d'appel d'offres et par souci de cohérence réglementaire. La Régie indiquait d'ailleurs ce qui suit dans sa décision procédurale D-2011-156 dans le cadre du présent dossier :

« [47] La Régie considère que, le cas échéant, si la décision à être rendue dans le dossier R-3748-2010 devait avoir des incidences sur l'Entente soumise dans le présent dossier, par souci de cohérence, la formation devra rendre sa décision en conséquence. »

(Nos soulignés)

Le non-respect de la procédure d'appel d'offres en vertu de la Loi et la décision du plan d'approvisionnement D-2011-162 entraînent le rejet complet de l'entente. En effet, puisqu'au moins un des services proposés de l'entente ne peut être approuvé, c'est l'ensemble de l'entente qui doit être rejetée. Le procureur du Distributeur a d'ailleurs indiqué en rencontre préparatoire que l'objectif de ce dossier est d'approuver ou non l'entente (n. s. 17 octobre 2011, p. 89) :

« Puis dans le fond si son expert veut faire une analyse, sa conclusion c'est oui ou non l'entente et ce n'est pas oui peut-être. À l'effet qu'on approuve ou on n'approuve pas. Donc il n'a pas besoin de nous dire que la clause 5.6 est mal rédigée puis il faudrait la rédiger d'une autre façon.

Ce qui ferait en sorte qu'il y aurait une analyse beaucoup plus globale. Parce que j'ai compris de la moitié de ses propos qui voulait comme améliorer l'entente. Et je crois que l'expert ce qu'il doit faire ici c'est faire une analyse globale de l'entente et s'exprimer pour ou contre.

Et c'est certain que s'il fait une analyse pour l'améliorer alors qu'il y a comme une espèce d'impossibilité technique puisqu'à ce moment-là il faudra se rasseoir avec la contrepartie c'est une analyse qui va peut-être un peu trop loin que l'opportunité d'approuver ou non. »

(Nos soulignés)

Malgré la décision déjà rendue dans le dossier du plan d'approvisionnement qui a mis un terme à ce débat, de façon subsidiaire, nous reprenons ci-après les éléments qui militent en faveur d'une confirmation par la Régie de sa position passée quant à la nécessité pour le Distributeur de procéder par appel d'offres et ce, en réponse à la position exprimée par le Distributeur.

Tout d'abord, nous soumettons que les services de modulation, de puissance complémentaire et de services complémentaires constituent des approvisionnements au sens de la Loi. La Régie, dans le cadre de sa décision D-2005-76, a bien établi ce qu'elle considérait être un contrat d'approvisionnement au sens de la Loi. Dans cette décision, la Régie décide que les services d'équilibrage constituent un approvisionnement au sens de la Loi. Il y a lieu de reprendre ci-après les passages de l'opinion de la Régie sur cet aspect (D-2005-76) :

« Le Distributeur soumet que le service d'équilibrage, tel que décrit au Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse (le Règlement sur l'énergie éolienne) n'est pas un approvisionnement au sens de la Loi sur la Régie de l'énergie (la Loi), mais un service lié aux contrats d'approvisionnement de source éolienne. Après examen des dispositions pertinentes de la Loi et de ce qui caractérise l'équilibrage, la Régie est d'avis que celui-ci constitue un approvisionnement au sens de la Loi.

La Loi ne définit pas ce qu'est un service d'équilibrage. Cependant, elle définit les expressions « *contrat d'approvisionnement en électricité* » et « *fournisseur d'électricité* » :

« *contrat d'approvisionnement en électricité : contrat intervenu entre le distributeur d'électricité et un fournisseur dans le but de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois; fournisseur d'électricité : quiconque étant producteur ou négociant d'électricité fournit de l'électricité;* »

La Loi précise également que « toute fourniture d'électricité par Hydro-Québec au distributeur d'électricité est réputée constituer un contrat d'approvisionnement ».

Le Règlement sur l'énergie éolienne prévoit un bloc d'énergie lié à l'implantation d'installations d'une capacité totale de 1 000 mégawatts et précise que ce bloc « *est assorti d'une garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, sous forme de convention d'équilibrage souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'un autre fournisseur québécois ou d'Hydro-Québec, dans ses activités de production d'électricité* ».

Le service d'équilibrage permet de compenser la variabilité de la production d'énergie éolienne « grâce à un produit offrant de l'énergie et de la puissance ». Ce service est donc un approvisionnement. Conclure une convention d'équilibrage revient à se doter d'un outil additionnel d'approvisionnement en puissance que le Distributeur doit

contracter auprès d'un fournisseur et qu'il intègre d'ailleurs dans sa stratégie globale d'approvisionnement.

Au vu des dispositions législatives et réglementaires, la Régie est d'avis que le service d'équilibrage constitue un approvisionnement au sens de la Loi, au même titre que les autres approvisionnements du Distributeur pour desservir les marchés québécois. De même, toute convention entre le Distributeur et un fournisseur pour l'obtention d'un service d'équilibrage, que ce soit le Producteur ou tout autre fournisseur d'électricité, constitue un contrat d'approvisionnement selon la Loi. »

(Nos soulignés)

À la lumière de ce qui précède, non seulement le service de puissance complémentaire est un contrat d'approvisionnement en soi mais le service de modulation proposé tout comme l'entente d'intégration éolienne représentent clairement un contrat d'approvisionnement et ce, contrairement à la position adoptée par le Distributeur. Il en va de même pour l'obtention des services complémentaires.

La Régie confirmait la caractérisation « d'approvisionnement » lors de l'approbation de l'entente d'intégration éolienne dans sa décision D-2006-27 en ces termes :

« Dans sa décision D-2005-76 concernant le Plan, la Régie statue que le service « d'équilibrage constitue un approvisionnement au sens de la Loi et que toute convention entre le Distributeur et un fournisseur pour l'obtention d'un tel service constitue un contrat d'approvisionnement selon la Loi. L'Entente conclue par le Distributeur vise l'obtention d'un service d'équilibrage éolien et constitue donc un contrat d'approvisionnement au sens de la Loi. »

L'article 74.2 de la Loi prescrit que le Distributeur « ne peut conclure un contrat d'approvisionnement en électricité sans obtenir l'approbation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement ». Le Règlement précise notamment qu'une telle approbation est requise dans le cas de « tout contrat d'approvisionnement en électricité dont la durée des approvisionnements, mesurée du début prévu des livraisons à la fin des livraisons, est supérieure à un an »; il énonce également les renseignements que le Distributeur doit fournir avec sa demande. »

(Nos soulignés)

Dans le présent dossier, le service de puissance complémentaire requis aux termes de l'entente est clairement indépendant des contrats assujettis visés par l'entente :

- La demande d'approbation d'une entente globale de modulation au paragraphe 6 prévoit :
 - « le service de modulation s'accompagne d'un service de puissance complémentaire, ainsi que les services complémentaires additionnels qui sont requis par la production variable pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau. »;
- la preuve soumise par le Distributeur démontre clairement que la contribution des éoliennes est de 30 % et celle de HQP est de 15 % (HQD-2, document 1, note des tableaux R-3.1-b et R-3.1-d);

- le Distributeur a confirmé que la puissance complémentaire est associée aux ressources du Producteur par opposition aux contrats assujettis (HQD-2, document 9, question 5.1);

À la lumière de ce qui précède, le Distributeur ne peut valablement prétendre que cette puissance complémentaire n'est pas un nouvel approvisionnement. Le Distributeur ne peut non plus valablement soumettre que ce service est lié aux approvisionnements postpatrimoniaux assujettis à l'entente.

En fait, à part certaines tournures de phrases différentes proposées par le Distributeur pour décrire les services de puissance complémentaire dans le présent dossier d'approvisionnement, il appert que les services proposés de l'entente de même que les caractéristiques qui y sont décrites sont en tout point identiques.

Nous avons repris ci-après de façon schématique les éléments soumis par le Distributeur à ce jour dans les deux (2) dossiers (plan d'approvisionnement et présent dossier d'approbation de l'entente) avec les éléments retenus par la Régie dans sa décision D-2011-162 du plan d'approvisionnement.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT R-3748-2010	DOSSIER DE L'ENTENTE R-3775-2011	DÉCISION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT D-2011-162
<ul style="list-style-type: none"> • <u>Optimisation des livraisons d'énergie associées aux contrats postpatrimoniaux concernés</u> (utilisation des surplus d'été en hiver et limiter les transactions sur les marchés de court terme). (HQD1, document 1, p. 57) 	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Optimisation des livraisons des contrats assujettis en favorisant une meilleure adéquation entre les besoins à approvisionner et les moyens dont dispose le Distributeur</u> (HQD-1, document 1, p. 7). 	<p>« [252] (...) Il soumet qu'il s'agit d'un moyen de gestion opérationnelle pour accroître la flexibilité de son portefeuille et que ce moyen permettrait d'optimiser les approvisionnements postpatrimoniaux.</p> <p>(...)</p> <p>Par ailleurs, le service de puissance complémentaire servirait à raffermir les livraisons d'énergie éolienne en période d'hiver, lesquelles peuvent provenir de n'importe quel autre mois de l'année. Le Distributeur mentionne qu'en ce sens, il est donc étroitement lié au service de modulation. »</p>
<ul style="list-style-type: none"> • le service de modulation ne <u>constitue pas un nouvel approvisionnement</u>, l'entente ne serait pas visée par la procédure d'appel d'offres, (HQD-1, document 1, p. 57). Il s'agirait d'un <u>nouvel outil de gestion</u> (B-0084, p. 4). 	<ul style="list-style-type: none"> • Ce service de modulation <u>ne constitue pas un nouvel approvisionnement mais un moyen opérationnel d'optimisation des approvisionnements existants</u>. L'Entente n'est pas visée par la procédure d'appel d'offres (HQD-1, document 1, p. 7) 	<ul style="list-style-type: none"> • La Régie retient que le service de puissance complémentaire contribuerait au bilan en puissance du Distributeur <u>et qu'il constitue un approvisionnement postpatrimonial en puissance</u> (par. 254).

PLAN D'APPROVISIONNEMENT R-3748-2010	DOSSIER DE L'ENTENTE R-3775-2011	DÉCISION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT D-2011-162
	<p>Mais <i>contra</i> : La puissance complémentaire est associée aux ressources du Producteur à la hauteur de 15 % (HQD-2, document 9, p. 13).</p>	<p>Le Distributeur a confirmé que la puissance complémentaire serait fournie par le Producteur (par. 253).</p>
<ul style="list-style-type: none"> Les contraintes d'équilibrage sont les mêmes que pour l'entente d'intégration éolienne; <u>seul le Producteur pourrait agir comme fournisseur</u> dans le cadre de l'entente (HQD-1, document 1, p. 57). 	<ul style="list-style-type: none"> <u>Seul le Producteur est à même de fournir le service de modulation</u>, les contraintes d'équilibrage étant les mêmes que pour l'entente d'intégration éolienne (HQD-1, document 1, p. 7). 	<ul style="list-style-type: none"> Il n'a pas convaincu la Régie que ce service doit nécessairement être obtenu du Producteur (par. 254). (Voir ci-haut, la puissance est fournie par le Producteur de façon indépendante des contrats assujettis)
<ul style="list-style-type: none"> <u>Ajout d'une contribution complémentaire d'environ 15 % de la puissance installée des parcs éoliens</u> (HQD-1, document 1, p. 59) / <u>afin de raffermir l'énergie livrée l'hiver, mais produite l'été par les parcs éoliens</u>. Le service de puissance complémentaire <u>est donc étroitement lié au service de modulation</u>. 	<ul style="list-style-type: none"> <u>Composante de puissance complémentaire équivalant à 15 % de la puissance installée des contrats éoliens</u> (HQD-1, document 1, p. 10). La puissance complémentaire associée à l'entente s'ajoute à la contribution en puissance propre... et <u>permet de raffermir l'ensemble des livraisons provenant des contrats assujettis</u> (HQD-2, document 3, p. 10). L'obtention d'une telle flexibilité... n'est possible qu'en associant la puissance complémentaire requise au service de modulation. <u>Les deux services sont donc indissociables</u> (HQD-2, document 3, p. 10). 	<ul style="list-style-type: none"> Le Distributeur <u>admet qu'il est possible de se procurer, sur le marché, de la puissance pour raffermir le transfert de l'été vers l'hiver</u>, de l'énergie découlant des contrats éoliens (par. 254). <u>La Régie n'est pas convaincue que l'objectif de raffermissement ne puisse être comblé par un approvisionnement assujetti à la procédure d'appel d'offres</u> (par. 254)

Le tableau ci-haut démontre que la preuve et l'argumentation fournies par le Distributeur sont les mêmes sauf peut-être pour l'ajout de l'expression « services indissociables ». À tout événement, cette proposition ne tient pas en ce que :

- les services (service de modulation et service de puissance complémentaire) sont décrits comme deux services distincts dans l'entente et dans la preuve fournie;

- le Distributeur a admis qu'en l'absence de service de modulation, il pourrait conclure des ententes séparées pour acquérir de la puissance complémentaire (D-2011-162, p. 71);
- le Distributeur a admis qu'il est possible de se procurer, sur le marché, de la puissance pour raffermir le transfert, de l'été vers l'hiver, de l'énergie découlant des contrats éoliens (D-2011-162, p. 75).
- Nous vous référons également aux arguments additionnels soumis sous le titre du service de puissance complémentaire.

Tel qu'indiqué plus haut, la Régie, de par son pouvoir de surveillance, a l'obligation de s'assurer que les dispositions de la Loi et de la réglementation sont respectées dont l'article 74.1 de la Loi qui prévoit les objectifs de l'appel d'offres :

« 74.1. Afin d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participant à un appel d'offres, le distributeur d'électricité doit établir et soumettre à l'approbation de la Régie, qui doit se prononcer dans les 90 jours, une procédure d'appel d'offres et d'octroi, ainsi qu'un code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.

La procédure d'appel d'offres et d'octroi doit notamment:

1° permettre par la diffusion de l'appel d'offres dans un délai adéquat, la participation de tout fournisseur intéressé;

(...)

3° favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées, en tenant compte du coût de transport applicable et, dans le cas où l'appel d'offres prévoit que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie, en tenant compte du prix maximal tel qu'établi par règlement du gouvernement;

4° permettre qu'un appel d'offres puisse être satisfait par plus d'un contrat d'approvisionnement, auquel cas le fournisseur qui permet d'atteindre la quantité d'électricité demandée peut être invité à diminuer la quantité d'électricité qu'il a lui-même offerte, sans toutefois en modifier le prix unitaire.

(...)

La Régie peut dispenser le distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour des contrats de court terme ou en cas d'urgence des besoins à satisfaire.

(...) »

(Nos soulignés)

Les objectifs visés par cette disposition sont clairs. Le législateur a voulu favoriser le traitement équitable et impartial des fournisseurs. Seule une exemption légale devrait permettre de passer outre à cette disposition. Il est, selon nous, fondamental de s'assurer que l'ensemble des fournisseurs potentiels soit traité sur le même pied d'égalité que l'affilié du Distributeur, soit Hydro-Québec Production le « Producteur ou HQP ».

La Régie a reconnu l'importance de ces principes lors de l'adoption du processus d'appel d'offres (D-2001-191) :

à la page 6 :

« Dans l'exercice de cette compétence, la Régie doit veiller au respect, par la Procédure d'appel d'offres et d'octroi, des critères prévus aux paragraphes 1 à 4 du deuxième alinéa de l'article 74.1 de sa loi constitutive. Les conclusions de la présente décision visent en conséquence à permettre la participation de tout fournisseur intéressé, à accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement, à favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées et enfin à permettre la satisfaction de l'appel d'offres par une combinaison de contrats d'approvisionnement. »

(...)

(Nos soulignés)

à la page 7 :

« À titre d'autorité réglementaire, la Régie doit néanmoins, par sa surveillance, s'assurer du respect par le distributeur des balises approuvées. L'approbation des contrats adjugés en vertu de l'article 74.2, alinéa 2, repose en partie sur cette assurance et vient conclure les formalités légales par lesquelles le législateur entend instaurer un équilibre concurrentiel pour l'approvisionnement en électricité des besoins qui excèdent l'électricité patrimoniale. »

(...)

(Nos soulignés)

à la page 16 :

« L'appel d'offres est une procédure qui vise à susciter la concurrence entre les offrants. Il permet ainsi à l'appelant d'attirer l'entreprise qui peut fournir le meilleur produit ou service, aux meilleures conditions. Cette procédure permet aussi de donner à toutes les entreprises intéressées un accès égal au processus, selon une procédure juste, équitable et exempte de favoritisme. La Régie pose donc le principe du caractère public de la procédure d'appel d'offres et d'octroi. Ce principe de publicité des activités d'Hydro-Québec a particulièrement été reconnu dans la décision D-2001-49 rendue dans le dossier relatif à la modification des tarifs de transport d'électricité et ce n'est qu'exceptionnellement que le dépôt sous pli confidentiel de documents peut être ordonné par la Régie. »

(Nos soulignés)

La Régie devrait rejeter l'entente vu le non-respect par le Distributeur de l'obligation de procéder par appel d'offres pour l'ensemble des services proposés.

3. CRITIQUE DE L'ENTENTE

3.1 Description générale de l'entente

Le Distributeur par l'entente indique vouloir remplacer l'entente d'intégration éolienne actuelle par une convention qui aurait une portée plus large. L'entente que le Distributeur cherche à approuver comporte trois (3) services :

- Un service de modulation : dans le cadre de ce service, le Producteur prend livraison d'énergie associée à certains contrats postpatrimoniaux (les contrats éoliens, de biomasse et des petites centrales hydrauliques) et retourne l'énergie ainsi enregistrée au compte, essentiellement l'été au Distributeur au moment où ce dernier en a besoin afin de répondre à la demande soit surtout l'hiver. Le service de modulation est de 7\$ par MWh. Le tarif s'applique à chaque heure où il y a une différence entre l'énergie effectivement générée par les contrats assujettis à cette entente et le retrait fait par le Distributeur et ce, pour chaque MWh de différence.
- Un service de puissance complémentaire de 15 % de la puissance éolienne installée durant les mois d'hiver;
- Les services complémentaires supplémentaires au-delà de ce qui est déjà fourni par l'entente sur l'approvisionnement patrimonial.

3.2 Les autres outils disponibles

Tel qu'indiqué dans le cadre du dossier du plan d'approvisionnement, nous soumettons que l'entente proposée par le Distributeur dans sa forme actuelle n'est pas nécessaire. Tout d'abord, cette entente pourrait être séparée en fonction des différents services décrits plus haut. De plus, le Distributeur possède déjà différents outils de gestion pour les fins de répondre aux besoins en approvisionnement et aussi afin de régler la problématique des surplus.

En effet, le Distributeur possède de nombreux outils d'approvisionnement très flexibles lui permettant d'assurer un approvisionnement fiable sans avoir à signer une nouvelle entente.

3.2.1 L'entente d'énergie patrimoniale

Le fournisseur d'électricité HQP doit rendre disponible le volume annuel d'électricité correspondant au profil annuel des valeurs horaires de puissance classées par ordre décroissant jusqu'à concurrence de 178,86 TWh, présenté au profil des livraisons d'électricité patrimoniale et à la courbe annuelle de puissance classée à conditions climatiques normales. Cette entente offre une grande flexibilité puisque l'allocation des 8760 bâtonnets se fait après coup en fonction des besoins horaires décroissants. Les besoins horaires décroissants équivalent à la demande horaire du Distributeur moins les approvisionnements postpatrimoniaux horaires. Il est important de noter que cette entente n'est pas de type « Take or Pay ». En d'autres mots, l'énergie patrimoniale non utilisée n'a pas de coût.

3.2.2 Les contrats postpatrimoniaux

Le portefeuille d'approvisionnement postpatrimonial inclut les contrats suivants :

- Les contrats éoliens, de biomasse et des petites centrales hydrauliques;

- Le contrat conclu avec TransCanada Energy (« TCE ») de 507 MW qui est hors service pour la durée de l'entente;
- Le contrat de base de 350 MW signé avec HQP;
- Le contrat d'énergie cyclable de 250 MW signé avec HQP. Ce contrat offre une très grande flexibilité puisque les livraisons peuvent être modulées à quelques heures d'avis;
- L'entente d'énergie différée qui permet de réduire les livraisons des contrats de base et cyclable et de récupérer l'énergie différée en période hivernale ou dans les années subséquentes. Les ajouts et retraits au compte d'énergie différée peuvent être faits intra-annuellement.

3.2.3 Les autres outils à la disposition du Distributeur

Le Distributeur peut aussi recourir aux moyens suivants :

- Le marché de court terme qui offre une très grande flexibilité compte tenu des nombreuses interconnexions avec des marchés d'électricité organisés (NEIOS, NYISO, IESO, NBSO)
- La possibilité de procéder par transactions bilatérales

Outre ces moyens existants, il y a lieu de considérer la possibilité pour le Distributeur de conclure d'autres ententes comme des ententes de « banking » ou de « stockage ». EBM se réserve le droit de contre-interroger le Distributeur sur certaines ententes de ce genre et réfère la Régie aux rapports annuels de 1998 et de 1999 dont copie de certains extraits sont annexés.

3.2.4 L'entente globale cadre pour la période du 1er janvier 2009 au 31 décembre 2013

Dans le dossier R-3568-2005, le Distributeur introduisait l'entente globale cadre de la façon suivante (HQD-1, document 1, page 3) :

« 1. CONTEXTE

1.1 Stratégie d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution

Hydro-Québec Distribution (le Distributeur) dispose de plusieurs moyens pour assurer l'approvisionnement en électricité du Québec au-delà de l'électricité patrimoniale. Il peut procéder par appel d'offres pour des achats d'électricité en vertu de contrats de long terme ou de court terme selon les besoins. Dans ces cas, le Distributeur applique la Procédure d'appel d'offres et d'octroi et le Code d'éthique sur la gestion des appels d'offres.

Le Distributeur peut également faire des achats de moins de trois mois dans le cadre d'une dispense de procéder par appel d'offres. Dans le cadre de cette dispense, une partie des besoins peut être satisfaite par les produits de court terme disponibles sur le marché notamment pour répondre aux aléas climatiques, aux indisponibilités momentanées d'équipements de production d'un fournisseur ou à l'inadéquation du profil de l'électricité patrimoniale et du profil de la demande.

Toutefois une partie de ces besoins ne pouvant être satisfaite par des produits de court terme, le Distributeur a conclu une entente-cadre avec Hydro-Québec Production (l'Entente). La présente demande porte sur l'approbation de l'Entente. »

(Nos soulignés)

A lecture de la mise en contexte décrite ci-dessus, il semble que le Distributeur envisageait l'entente-cadre comme étant le résiduel entre la demande du Distributeur et ses approvisionnements.

Cette entente a été conclue entre le Distributeur et HQP. Elle assure une compensation au fournisseur pour l'énergie qui a été fournie pour couvrir la différence positive pour chaque heure de l'année entre les besoins du Distributeur et la somme de ses approvisionnements patrimoniaux et postpatrimoniaux. Cette entente joue présentement le rôle d'une entente de type « balancing ».

En effet, le Producteur est compensé après coup pour l'énergie qu'il a fournie à la charge locale en excédant des approvisionnements normaux du Distributeur. En contrepartie, les heures où il n'y a pas d'énergie fournie par l'entente-cadre correspondent à une situation où la somme des approvisionnements du Distributeur, incluant le patrimonial, était égale ou supérieure aux besoins du Distributeur. C'est dans ces circonstances où il y a une possibilité d'avoir de l'énergie patrimoniale inutilisée. Le coût pour le Distributeur de sous-utiliser l'énergie patrimoniale à une heure précise se traduit par une augmentation du coût moyen d'approvisionnement du Distributeur. Cet impact n'est pas significatif compte tenu de la faible part des approvisionnements postpatrimoniaux par rapport au patrimonial.

De plus, pour ces heures de sous-utilisation de l'énergie patrimoniale, le Distributeur a tout intérêt à minimiser les coûts d'approvisionnement en limitant l'utilisation de sources d'approvisionnement plus dispendieuses tels que les contrats de base et cyclable. De plus, il peut être avantageux pour le Distributeur de remplacer de l'énergie patrimoniale par des sources d'énergie encore moins chères. Par exemple, le Distributeur aurait avantage à acheter de l'énergie sur les réseaux voisins quand son coût, une fois livrée, est inférieur à l'énergie patrimoniale. Ainsi, l'entente-cadre offre un service de « balancing » équivalent au service de modulation de la présente entente et ce, sans le frais supplémentaire fixe de 7\$ par MWh.

Une fois que l'on prend en considération l'ensemble des outils d'approvisionnement présentement à la disposition du Distributeur, il semble évident que l'entente n'est pas nécessaire pour HQD et sa clientèle.

3.3 Le service de modulation

Notre position est à l'effet que le Distributeur pourrait procéder plutôt à des transactions intra-annuelles de vente et d'achat d'énergie. Le Distributeur possède des surplus importants en période estivale pour de nombreuses années, période où les réseaux voisins sont en forte demande. Dans un tel contexte, le Distributeur pourrait très bien faire un appel d'offres pour la revente de quantités d'énergie sur une longue période.

Il a également des besoins importants d'énergie en hiver, quand les réseaux voisins sont en situation excédentaire en ce qui concerne l'énergie.

3.3.1 Le prix du service de modulation

Le Distributeur prévoit payer un montant fixe de 7 \$ CAN/MWh par unité d'énergie modulée fournie au Producteur.

Le Distributeur n'a pas justifié le montant payable au Producteur pour ce service de modulation. À la lumière des commentaires exprimés plus haut, nous soumettons que le Distributeur n'a pas fait la démonstration qu'il s'agit du prix le plus bas ni que ce prix est comparable à ce qui peut s'offrir de comparable dans le marché. Nous estimons qu'il n'est pas suffisant pour le Distributeur d'indiquer qu'il s'agit d'un prix négocié avec le Producteur. La Régie, de même que plusieurs intervenants, ont tenté d'obtenir les bases du calcul où les références au marché ayant permis d'établir ce coût de 7\$ CAN/MWh pour le service de modulation. La réponse du Distributeur fut laconique. Le Distributeur s'est limité à indiquer que ce prix avait été négocié à la satisfaction des parties et qu'il représentait essentiellement les coûts évités (HQD-2, document 1, page 3).

3.3.2 L'estimation du coût de service de modulation annuel

Non seulement est-il important d'examiner le coût unitaire du service de modulation mais il est aussi important d'évaluer le coût annuel de ce service. Le Distributeur estime le coût total de ce service de modulation à 104 M\$ pour l'ensemble de la période couverte par l'entente. Nous sommes d'avis que cette estimation minimise le coût réel de ce service.

Nous comprenons que le coût annuel du service de modulation est la somme des différences horaires en valeur absolue entre les ajouts et les retraits. À l'article 3.1.2 (i) de l'entente, il est mentionné que les ajouts correspondent à la production réelle des approvisionnements postpatrimoniaux assujettis et que les retraits correspondent aux quantités d'énergie indiquées au programme journalier final de retraits prévus. Or, en réponse aux demandes de renseignements 26.1 et 26.2 de EBM (HQD-2, Document 3, p. 40 et 41), le Distributeur mentionne que les scénarios étudiés ne tiennent pas compte de l'incertitude des prévisions éoliennes. Nous sommes d'avis que cette incertitude sur les ajouts au compte dans les scénarios sous-estime les écarts qu'il y aura entre les retraits et les ajouts ce qui aura comme effet d'augmenter le coût annuel du service de modulation.

3.3.3 Le règlement du compte de modulation

Advenant un solde négatif au compte de modulation, il est prévu que le Distributeur doit compenser le Producteur pour cet écart au prix de 91,54 \$ CAN/MWh, conformément à ce qui a été approuvé par la Régie dans le cadre de l'entente-cadre, prix qui serait indexé de 2,5 % pour chaque année subséquente.

Nous soumettons que le Distributeur n'a pas justifié l'utilisation de ce prix en 2011 pas plus qu'il a justifié le fait d'utiliser un prix fixe dans le contexte où le solde serait négatif par opposition à un prix incluant certains paramètres de marché dans le contexte d'un solde positif.

L'utilisation d'un prix fixe va à l'encontre de la décision de la Régie dans le dossier du plan d'approvisionnement D-2011-162, au paragraphe 250 déjà cité plus haut :

« [250] La Régie estime que l'EGM envisagée doit être avantageuse économiquement pour le Distributeur et sa clientèle, en permettant de réduire les coûts associés aux moyens autrement utilisés pour équilibrer ses bilans. Elle juge importante la référence aux prix de marché afin de favoriser un prix raisonnable pour les consommateurs.

(...) »

(Nos soulignés)

La Régie a déjà reconnu l'importance de référer au prix de marché dans l'objectif de déterminer une tarification juste et raisonnable. Nous vous référons au passage suivant de la décision D-2009-015, page 111, relativement à l'établissement des services d'écart de réception et de livraison :

« La Régie considère que l'utilisation d'un prix de marché satisfait l'objectif d'offrir une juste compensation au fournisseur du service, sans créer d'opportunités d'arbitrage pour les clients du Transporteur.

La Régie est d'avis que le prix de référence doit refléter les prix horaires sur les marchés limitrophes, ajustée des coûts de transport. »

À l'égard du prix proposé dans le cas d'un solde positif, nous questionnons l'imposition d'une pénalité de 5\$ (pour le 1^{er} TWh) pour la revente par le Distributeur d'un solde positif au Producteur. Pourquoi imposer une pénalité associée à de la congestion aux interconnexions suite à la revente de quantité importante de surplus quand le Distributeur soumet que l'entente aura pour effet de réduire les quantités de revente sur le marché de court terme? Les clients du Distributeur se trouvent à payer une pénalité de 5 \$ par MWh au Producteur sans justification économique. Nous questionnons d'autant plus l'imposition d'une pénalité supplémentaire de 1 \$ par MWh pour chaque TWh de surplus additionnels.

3.4 La puissance complémentaire

3.4.1 Commentaires généraux

Nous avons déjà abordé plus haut le fait que ce service n'était pas lié au service de modulation et qu'il devrait faire l'objet d'un appel d'offres à d'autres fournisseurs qui peuvent offrir ce service.

En effet, malgré le fait que le Distributeur indique à l'entente que le Producteur fournit 15 % de puissance installée des contrats assujettis, l'on comprend que la puissance complémentaire ne provient pas de cette source mais de ressources du Producteur.

Nous soumettons que le service de puissance est distinct du service de modulation proposée. Afin de démontrer que le service de modulation n'est pas relié au service de puissance complémentaire, il est important de bien comprendre la différence entre ces deux produits. En effet, le service de modulation est un produit qui offre la possibilité de différer, à l'aide d'une entente avec un fournisseur, la livraison d'énergie à une période donnée de l'année vers une autre période de l'année. À l'aide d'une telle entente, il est effectivement possible de reporter contractuellement la livraison d'énergie d'une période à l'autre.

Toutefois, le produit de la puissance est bien différent. Le service de puissance est équivalent à une assurance. Quand un client se procure un service de puissance sur le marché, il se procure une assurance qu'un producteur lui fournira de l'énergie quand il anticipe en avoir besoin c'est-à-dire, dans ce cas-ci, en période de pointe hivernale du Distributeur. En contrepartie, l'offreur du produit de puissance doit assurer l'acheteur qu'il met en disponibilité un ou des générateurs électriques pour répondre au besoin éventuel d'énergie pour la période couverte par l'entente. Il est donc impossible pour un fournisseur d'offrir le service de puissance sans avoir des générateurs spécifiques au moment de la pointe du Distributeur en hiver. Il est impossible de différer la livraison du service de puissance car il est physiquement impossible d'offrir de la puissance en hiver avec des générateurs disponibles l'été. Il est donc erroné de faire un lien entre le service de modulation et le service de puissance. Les deux produits sont par leur nature même différents et peuvent ainsi être offerts par des entités différentes comme c'est la pratique dans les marchés du Nord-Est américain.

De plus, il est intéressant de noter que contrairement au service de modulation qui offre une flexibilité pour le Distributeur qui peut choisir de faire des retraits du compte, la puissance complémentaire offerte dans l'entente est fixe et ne peut être réduite par le Distributeur. En effet, le Distributeur s'engage à acheter au Producteur une quantité prédéterminée de puissance équivalente à 15% de la puissance installée des parcs éoliens et ce, même si ses besoins pourraient diminuer durant la période de l'entente. L'option alternative de se procurer de la puissance par appels d'offres offre une plus grande flexibilité au Distributeur pour faire face à ses besoins changeants. En effet, le Distributeur pourrait avoir besoin de la puissance complémentaire plus importante au mois de janvier et moins importante durant les autres mois couverts par l'entente. L'option alternative à l'entente permet en effet de moduler mensuellement ses besoins en puissance.

Pour ces motifs, l'argument à l'effet que ces services sont indissociables ne tient pas.

3.4.2 Le prix du service de puissance supplémentaire

EBM est d'avis qu'à l'instar du prix proposé pour le service de modulation, le Distributeur n'a pas justifié adéquatement le bien-fondé d'un « prix négocié » avec le Producteur, incluant un prix plancher de 2 \$US pour la puissance ni fait la démonstration qu'il s'agit du prix le plus bas.

La Régie, dans le cadre d'une demande de renseignements, a d'ailleurs fourni certains résultats mensuels NYISO monthly auction pour la puissance UCAP (HQD-2, document 1, p. 41).

NYISO – Encan mensuel UCAP – ROS *

Prix (\$US/kW - Mois)	novembre	décembre	janvier	février	mars	avril
Hiver 2010-2011	0,27	0,38	0,5	0,49	0,3	0,28
Hiver 2009-2010	1,55	1,64	2	2,25	1,5	1,3
Hiver 2008-2009	1,6	1,69	2	2	1,42	1,36
Hiver 2007-2008	1,9	1,93	2,01	1,99	1,4	1,25
Hiver 2006-2007	1,75	2,5	2,66	2,61	2,07	2,01

* ROS : Rest-of-state (The NYCA excluant NYC et LI)

Ces résultats démontrent clairement que pour l'hiver 2010-2011, les prix égalent ou se situent à moins de 0,5 \$US/kW-mois.

Il y a également lieu de se référer au tableau R-12.2 se trouvant à la même demande de renseignements (HQD-2, document 1, p. 43) et au prix moyen payé en janvier et février 2011 qui sont bien en deçà du 2\$ US.

Le tableau suivant montre une prévision de la valeur de la puissance dans la zone Rest of State (ROS) pour les prochaines années. Ce tableau provient d'une publication intitulée « Capacity Watch » du mois d'octobre de ESAI.

ESAI ROS Capacity Market Forecast, Winter UCAP							
Year	Nominal Peak Load (MW)	Capacity Requirement	Approximate Actual Capacity (MW)	Actual Capacity As Percentage Of Requirement	Capacity Payment (\$/kw-year)	Capacity Payment (\$/kw-mo)	Actual Capacity, ICAP
2003/4	31,430	35,163	38,245	108.8%	\$19.18	\$1.60	39,707
2004/5	31,800	35,486	39,261	110.6%	\$7.23	\$0.60	40,717
2005/6	31,962	35,667	39,592	111.0%	\$12.36	\$1.03	41,865
2006/7	33,295	37,155	40,549	109.1%	\$23.04	\$1.92	41,326
2007/8	33,447	36,850	40,231	109.2%	\$24.36	\$2.03	42,068
2008/9	33,808	36,768	40,558	110.3%	\$16.08	\$1.34	42,253
2009/10	33,452	35,850	39,678	110.7%	\$16.20	\$1.35	41,877
2010/11	33,025	35,774	39,910	111.6%	\$4.20	\$0.35	42,415
2011/12	32,712	34,684	38,695	111.6%	\$0.00	\$0.00	42,895
2012/13	32,918	35,205	39,277	111.6%	\$0.00	\$0.00	42,490
2013/14	33,125	35,579	40,132	112.8%	\$4.25	\$0.35	42,650
2014/15	33,334	35,956	40,969	113.9%	\$4.24	\$0.35	43,107
2015/16	33,544	36,336	41,400	113.9%	\$4.30	\$0.36	43,364
2016/17	33,826	36,797	41,400	112.5%	\$17.90	\$1.49	43,364
2017/18	34,110	37,106	41,400	111.6%	\$29.91	\$2.49	43,364
2018/19	34,397	37,418	41,400	110.6%	\$36.20	\$3.02	43,364
2019/20	34,686	37,732	41,600	110.3%	\$50.22	\$4.18	43,364
2020/21	34,977	38,049	41,973	110.3%	\$64.94	\$5.41	43,964
2021/22	35,271	38,369	41,973	109.4%	\$80.38	\$6.70	43,964
2022/23	35,567	38,691	41,973	108.5%	\$77.34	\$6.45	43,964
2023/24	35,866	39,016	42,451	108.8%	\$93.91	\$7.83	44,464
2024/25	36,167	39,344	42,451	107.9%	\$111.27	\$9.27	44,464
2025/26	36,471	39,674	42,451	107.0%	\$108.98	\$9.08	44,464
2026/27	36,777	40,007	42,928	107.3%	\$127.60	\$10.63	44,964
<u>2009-2014 Load Growth</u>		<u>2014-2019 Load Growth</u>	<u>ICAP Requirement</u>	<u>EFORd</u>			
0.63%		0.84%	115.5%	8.20%			

À la lecture de ce tableau, on note que la prévision de la valeur pour la puissance du UCAP ROS est de 0.00 \$/kW-mois pour les deux prochaines années et de 0.35 \$/kW-mois pour l'hiver 2013-2014 soit la période couverte par l'entente. Cette prévision montre une offre excédentaire de puissance par rapport au besoin du ROS du NYISO. Cette situation devrait clairement bénéficier à la clientèle du Distributeur et non à son affilié.

En prenant en considération les prix historiques et les prévisions de prix pour les années à venir, il paraît évident que le prix plancher de 2US \$/kW-mois est nettement au-dessus des prix de marché. Le Distributeur a un net avantage à procéder à des appels d'offres pour les besoins en puissance couverts par l'entente. Avec un prix prévu du UCAP ROS de 0.00 \$/KWm pour les deux prochains hivers, de nombreux fournisseurs actifs sur le marché du ROS de NY auront un vif intérêt pour les besoins du Distributeur. Nous rappelons que le Distributeur aurait tout avantage à faire un appel d'offres pour ses besoins de janvier 2012 avant l'encan du 12 décembre 2011 afin de s'assurer un plus grand nombre de contreparties.

En réponse aux demandes de renseignements 12.1 et 12.2 de la Régie concernant l'utilisation d'un prix plancher de 2US \$/kW-mois dans l'entente quand les résultats de l'encan du NY ROS de la puissance montrent des prix bien inférieurs (voir tableau ci-dessous), le Distributeur répond avec les arguments suivants :

- Le prix planché est le résultat de la négociation entre les deux parties

Nous tenons à souligner que le fait que le prix plancher de 2US \$/kW-mois soit le fruit d'une négociation ne justifie pas le bien-fondé du prix proposé surtout à la lumière des informations fournies concernant la valeur de puissance.

- HQD n'a pas un accès direct au marché du NYISO

Même si le Distributeur n'a pas un accès direct à l'encan du NYISO cela ne l'empêche pas d'avoir accès à la puissance offerte par les entités qui elles ont accès à l'encan. A titre d'exemple, EBM possède des générateurs dans le ROS du NYISO qui sont éligibles à l'encan UCAP du NYISO mais qui sont aussi disponibles pour offrir cette puissance au Distributeur. Si cela est vrai pour EBM alors ceci l'est aussi pour l'ensemble des autres générateurs du ROS du NYISO.

- Les résultats historiques du Distributeur montrent un prix obtenu supérieur aux résultats de l'encan

Les prix obtenus par le Distributeur (tableau R-12.2) sont effectivement supérieurs aux prix du UCAP mais ils sont tout de même inférieurs au prix plancher de 2 \$/KwM pour les derniers encans. De plus, de tels écarts peuvent s'expliquer par le nombre de contreparties contactées par le Distributeur. En effet, plus il y a d'entités sollicitées, plus le Distributeur obtiendra des prix intéressants. Il est aussi intéressant de noter que plusieurs encans qui se trouvent dans ce tableau montrent des quantités de puissance offertes supérieures aux besoins du Distributeur. Cela démontre le potentiel de ce marché.

- Il y a des avantages opérationnels à avoir de la puissance à l'intérieur de la zone de réglage d'Hydro-Québec

Ici, le Distributeur nous apprend qu'il valorise davantage la puissance en provenance de sa zone de réglage, pourtant les encans auxquels EBM a participé n'avaient aucun mécanisme incitatif favorisant les générateurs à l'intérieur de la zone de réglage. Par ailleurs, il existe plusieurs générateurs autres qu'Hydro-Québec, dont EBM, qui possède des générateurs à l'intérieur de cette zone. En approuvant cette entente, basée sur cet argument, la Régie approuverait un mécanisme incitatif de paiement de puissance qui favorise HQP au détriment des autres contreparties ayant des attributs géographiques similaires.

- Le prix de l'énergie en provenance du compte de modulation est souvent inférieur au prix de l'énergie associée au UCAP du NYISO.

La détermination du prix de l'énergie associée aux produits de puissance est fonction des particularités du marché sur lequel la puissance est vendue. Il ne faut pas être un participant de marché bien sophistiqué pour comprendre que le prix de l'énergie au Québec est différent du prix de New York ajusté de 10\$ par MWh, tel que soumis par le Distributeur à la réponse 12.1 de la Régie (HQD-2, document 1, p. 42). De plus, tel que décrit plus haut, il faut rappeler que la puissance est similaire à une assurance qui est uniquement utilisée en période de forte pointe, soit une très petite portion des heures des mois d'hiver. Finalement, il faut également

considérer que la valeur de l'énergie du compte de modulation est basée sur la valeur de l'énergie des contrats assujettis comme par exemple l'énergie en provenance des éoliennes.

- Le prix plancher de 2US \$/kW-mois est fixé pour une période de 3 ans ce qui est plus contraignant que pour de courtes périodes.

En prenant en considération les prévisions de la valeur du ROS UCAP fournies ci-dessus de 0,35US \$/kW-mois pour au moins les trois prochains hivers, il serait surprenant que le prix plancher de 2US \$/kW-mois soit atteint et ce, même si c'est pour des encans couvrant des périodes de trois ans. Il est aussi important de rappeler que l'alternative au volet puissance de cette entente est l'option marché qui offre une bien plus grande flexibilité. En effet, contrairement à l'entente, le Distributeur ne sera pas obligé d'acheter la puissance décrite au contrat pour chacun des mois d'hiver des trois prochaines années. Non seulement le Distributeur pourra acheter la puissance à un prix inférieur au prix plancher mais il pourra moduler ses achats en fonction de ses besoins mensuels (ex : 350 MW en janvier et février mais uniquement 100 MW en décembre).

- HQD prétend qu'il est cohérent de vendre de la puissance à 2US \$/kW-mois puisqu'il possède d'autres produits similaires telle que l'énergie interruptible avec un prix encore plus élevé.

Tout d'abord, il y a lieu de rappeler que l'évaluation du coût d'opportunité est fort différente pour l'énergie interruptible par opposition à un produit de puissance. Aussi, les arguments de cohérence ne devraient pas faire le poids contre les arguments de minimisation des coûts d'approvisionnement. Ce n'est pas parce que le Distributeur possède des moyens de réduire la pointe qui sont très dispendieux, qu'il devrait être autorisé à se procurer des produits de puissance de son affilié à des prix supérieurs aux prix de marché.

3.5 Les services complémentaires

L'argument à l'effet que le Distributeur se devait de procéder par appel d'offres s'applique aussi à l'égard de ce service qui est indépendant du service de modulation. Il s'agit aussi d'un approvisionnement. L'on comprend des réponses du Distributeur à nos demandes de renseignements que celui-ci n'a pas vérifié si ces services pouvaient être offerts par d'autres fournisseurs que le Producteur (HQD-2, document 3, p. 12-13 et p. 18) ni n'a vérifié les prix de ces services. Or, EBM, Rio Tinto Alcan ou même Nalcor sont situés dans la zone de réglage et pourraient techniquement offrir des services complémentaires. A titre d'exemple, EBM soumet qu'elle a déjà offert des services de maintien de réserve tournante et de maintien de réserve arrêtée à l'opérateur du réseau de l'Ontario au début des années 2000 à partir des installations de Énergie La Lièvre (« ELL ») situées au Québec.

De plus, le Distributeur n'a pas valablement justifié l'établissement des prix pour chacun des services complémentaires.

3.6 Analyse économique de l'entente

Afin de faire une évaluation de l'analyse de l'impact de l'entente faite par le Distributeur, il est important d'évaluer les hypothèses utilisées par celui-ci, plus particulièrement, les hypothèses avec lesquelles EBM est en désaccord.

Bien que nous ne partageons pas l'hypothèse d'imposer une pénalité de 5 \$/MWh au prix de référence, c'est-à-dire à la zone M du NYISO, nous sommes d'avis que si une telle pénalité

devait s'appliquer cela devrait être uniquement dans le scénario où il n'y a pas d'entente puisque l'objectif visé par le Distributeur est de réduire les reventes globales sur le marché de la zone M.

Par ailleurs, afin d'avoir une analyse cohérente et conservatrice, les hypothèses de prix de vente et d'achat de court terme devraient refléter une même logique. Plus spécifiquement, dans le scénario sans entente, si le prix de revente doit avoir une pénalité de 5 \$/MWh il devrait en être de même pour le prix d'achat de court terme. Le 5 \$/MWh de pénalité selon le Distributeur représente l'impact d'avoir plus de revente que dans le scénario avec entente et ce, à toutes les heures de l'année même celles où le Distributeur achète à la zone M. Donc, la même logique s'applique dans le scénario avec entente, le plus faible volume de revente annuelle élimine le besoin d'avoir un ajustement de 5 \$/MWh et ce, que ce soit pour la revente ou pour les achats.

Une autre hypothèse dont nous contestons le bien-fondé est celle que le Distributeur entend réduire sa consommation d'énergie patrimoniale sans toutefois réduire ses achats du contrat de base ainsi que celle provenant du compte d'énergie différée. Nous sommes d'avis que le Distributeur doit réduire ses approvisionnements les plus chers avant son approvisionnement patrimonial. Pour les fins de nos simulations, nous avons utilisé les mêmes hypothèses que le Distributeur pour le patrimonial inutilisé car les données d'optimisation des différents contrats du Distributeur ne sont pas disponibles. Toutefois, un tel exercice serait grandement utile pour le délibéré de la Régie. En effet, il serait préférable de réduire la consommation du contrat de base plutôt que l'énergie patrimoniale.

Les frais de courtage de 0.75\$ par MWh sont, à notre avis, inutiles pour les opérations d'achat et de revente de court terme quand ceux-ci sont faits par le biais d'appels d'offres. En effet, les entités qui participent à ces appels d'offres n'ont pas à se procurer les services d'un intermédiaire pour transiter l'énergie sur les réseaux voisins. Par exemple, EBM a un parquet de courtage déjà en place qui représente un coût fixe qui n'est aucunement lié à ces transactions de court terme avec le Distributeur.

Finalement, EBM en tant que contrepartie du Distributeur ne tient pas compte de frais de transport pour l'établissement d'offre dans les appels d'offres avec le Distributeur. En effet, les contreparties qui possèdent déjà du transport ferme de long terme sur le réseau de TransÉnergie doivent assumer la facture de ces frais de transport indépendamment de la provenance de l'énergie qui transite par l'intermédiaire de ses réservations. C'est ce que les économistes appellent un coût fixe. Quand une contrepartie fait une offre au Distributeur pour acheter des surplus afin de les revendre sur les réseaux voisins, elle compare les différentes options d'achat.

Afin de bien comprendre la notion de coût fixe, prenons l'exemple d'un Producteur possédant des capacités d'entreposage au Québec qui désire exporter de l'énergie sur un marché voisin. Afin de maximiser son profit, il comparera l'ensemble des options d'approvisionnement mis à sa disposition pour exporter. Une de ces options pourrait être l'achat d'énergie provenant des surplus du Distributeur. Il pourrait aussi puiser dans ses réservoirs et ainsi limiter ses capacités futures. Mais une chose est sûre, quand il fera son offre au Distributeur il ne tiendra pas compte du coût de transport puisque ce coût de transport doit être assumé dans toutes les options qu'il envisage pour exporter.

Cette logique économique s'applique évidemment uniquement aux contreparties qui possèdent du transport ferme de long terme. En ce qui concerne les autres contreparties ne possédant pas de transport ferme, elles devront se procurer du transport incrémental qui fera nécessairement augmenter les revenus de TransÉnergie. Ce coût n'étant pas un coût fixe, il fera partie de l'offre

de ces contreparties. Toutefois, dans de telles circonstances, nous comprenons que le Distributeur récupérera 90% du coût de transport payé.

En définitive, il est erroné pour le Distributeur d'utiliser l'hypothèse que le prix de revente doit être amputé du coût de transport.

La même logique s'applique pour les pertes de transport pour les contreparties qui possèdent du transport ferme de long terme. Les pertes de transport seront les mêmes, peu importe la source de l'énergie qui sera exportée.

Concernant la valeur de la puissance dans le scénario sans entente, nous avons décidé d'utiliser la valeur moyenne des encans réalisés par le Distributeur pour les mois de janvier et février 2012, soit 0,75 \$/kW-mois, pour les trois années de l'entente. Cette hypothèse est conservatrice car les prévisions de la valeur de la puissance sur le marché de référence ROS du NYISO sont pratiquement nulles.

Afin de voir l'impact du changement de ces hypothèses sur l'analyse des scénarios voici un tableau comparatif pour chacune des années que couvre l'entente.

ANALYSE DE RENTABILITÉ DE L'ENTENTE GLOBALE DE MODULATION PAR RAPPORT À UN SCÉNARIO SANS MODULATION

2012

Hypothèse HQD

Hypothèse EBM

	Moyenne des résultats de 36 années de climatologie		Moyenne des résultats de 36 années de climatologie	
	Scénario sans modulation	Scénario avec modulation	Scénario sans modulation	Scénario avec modulation
Achats court terme				
Quantité (TWh)	1,183	0,512	1,183	0,512
Prix (\$/MWh)	48,27	48,27	42,52	47,52
Coût (M\$)	57,1	24,7	50,30	24,33
Reventes de surplus				
Quantité (TWh)	-0,739	-0,075	-0,739	-0,075
Prix (\$/MWh)	26,03	26,03	37,24	42,24
Coût (M\$)	-19,2	-2,0	-27,52	-3,17
Cyclable (HQP)				
Quantité (TWh)	0,654	0,544	0,654	0,544
Prix (\$/MWh)	45,27	45,27	45,27	45,27
Coût (M\$)	29,6	24,7	29,6	24,7

Inutilisé				
Quantité (TWh)	-1,224	-0,302	-1,224	-0,302
Prix (\$/MWh)	25,74	25,74	25,74	25,74
Coût (M\$)	-31,5	-7,7	-31,5	-7,7
Revente du solde de modulation				
Quantité (TWh)	-	-0.806	-	-0.806
Prix (\$/MWh)	-	36,73	-	36,73
Coût (M\$)	-	-29,6	-	-29,6
Service de modulation				
Quantité (TWh)	-	3,160	-	3,160
Prix (\$/MWh)	-	7,00	-	7,00
Coût (M\$)	-	22,1	-	22,1
Puissance complémentaire (M\$)	1,6	1,6	0,6	1,6
Services complémentaires (M\$)	1,3	1,3	1,3	1,3
Coût totaux (M\$)	38,9	35,1	22,78	33,56
Écart des coûts (gain de l'EGM)		-3,8		10,78

ANALYSE DE RENTABILITÉ DE L'ENTENTE GLOBALE DE MODULATION PAR RAPPORT À UN SCÉNARIO SANS MODULATION

2013

Hypothèse HQD

Hypothèse EBM

	Moyenne des résultats de 36 années de climatologie		Moyenne des résultats de 36 années de climatologie	
	Scénario sans modulation	Scénario avec modulation	Scénario sans modulation	Scénario avec modulation
Achats court terme				
Quantité (TWh)	1,370	0,395	1,370	0,395
Prix (\$/MWh)	49,28	49,28	43,53	48,53
Coût (M\$)	67,5	19,5	59,64	19,17

Reventes de surplus				
Quantité (TWh)	-1,420	-0,003	-1,420	-0,003
Prix (\$/MWh)	26,96	26,96	38,25	43,25
Coût (M\$)	-38,3	-0,1	-54,32	-0,13
Cyclable (HQP)				
Quantité (TWh)	0,590	0,264	0,590	0,264
Prix (\$/MWh)	46,17	46,17	46,17	46,17
Coût (M\$)	27,2	12,2	27,2	12,2
Inutilisé				
Quantité (TWh)	-2,099	-0,238	-2,099	-0,238
Prix (\$/MWh)	25,74	25,74	25,74	25,74
Coût (M\$)	-54,0	-6,1	-54,0	-6,1
Revente du solde de modulation				
Quantité (TWh)	-	-1,978	-	-1,978
Prix (\$/MWh)	-	37,15	-	37,15
Coût (M\$)	-	-73,5	-	-73,5
Service de modulation				
Quantité (TWh)	-	5,267	-	5,267
Prix (\$/MWh)	-	7,00	-	7,00
Coût (M\$)	-	36,9	-	36,9
Puissance complémentaire (M\$)	2,9	2,9	1,09	2,9
Services complémentaires (M\$)	2,3	2,3	2,3	2,3
Coût totaux (M\$)	7,6	-6	-18.09	-6.26
Écart des coûts (gain de l'EGM)		-13,6		11,83

**ANALYSE DE RENTABILITÉ DE L'ENTENTE GLOBALE DE MODULATION PAR RAPPORT À UN SCÉNARIO
SANS MODULATION**

2014

Hypothèse HQD

Hypothèse EBM

	Moyenne des résultats de 36 années de climatologie		Moyenne des résultats de 36 années de climatologie	
	Scénario sans modulation	Scénario avec modulation	Scénario sans modulation	Scénario avec modulation
Achats court terme				
Quantité (TWh)	1,446	0,443	1,446	0,443
Prix (\$/MWh)	51,58	51,58	45,83	50,83
Coût (M\$)	74,6	22,8	66,27	22,52
Reventes de surplus				
Quantité (TWh)	-1,799	-0,000	-1,799	-0,000
Prix (\$/MWh)	29,14	29,14	40,58	45,58
Coût (M\$)	-52,4	0,0	-73,00	0,0
Cyclable (HQP)				
Quantité (TWh)	0,575	0,164	0,575	0,164
Prix (\$/MWh)	47,10	47,10	47,10	47,10
Coût (M\$)	27,1	7,7	27,1	7,7
Inutilisé				
Quantité (TWh)	-2,580	-0,187	-2,580	-0,187
Prix (\$/MWh)	27,58	27,58	27,58	27,58
Coût (M\$)	-71,2	-5,1	-71,2	-5,1
Revente du solde de modulation				
Quantité (TWh)	-	-2,778	-	-2,778
Prix (\$/MWh)	-	39,14	-	39,14
Coût (M\$)	-	-108,7	-	-108,7

Service de modulation				
Quantité (TWh)	-	6,433	-	6,433
Prix (\$/MWh)	-	7,00	-	7,00
Coût (M\$)	-	45,00	-	45,00
Puissance complémentaire (M\$)	3,9	3,9	1,46	3,9
Services complémentaires (M\$)	3,1	3,1	3,1	3,1
Coût totaux (M\$)	-15	-31,4	-46.27	-31.58
Écart des coûts (gain de l'EGM)		-16,4		14,69

En conclusion, nous constatons qu'en utilisant les hypothèses proposées concernant les transactions de court terme, l'option sans entente procure un avantage de 37,3 millions pour la clientèle du Distributeur par rapport à l'option avec entente. Notons que ce montant pourrait être encore plus important si le Distributeur remplace l'énergie patrimoniale inutilisée par des sources d'approvisionnement plus dispendieuses inutilisées.

3.7 Les termes et conditions de l'entente

Le Distributeur soumet pour approbation une entente qui comporte l'attendu suivant :

« ATTENDU QUE la finalité de la présente entente est l'approvisionnement des besoins du marché québécois et que cette entente ne peut être utilisée à des fins spéculatives; »

Nous soumettons que la Régie ne devrait pas accepter l'entente avec cet attendu.

Dans le cadre du dossier d'approbation des conventions d'énergie différée, le Distributeur a soumis pour fins d'approbation un attendu similaire à celui qui se trouve dans la présente entente et cité plus haut.

Dans sa décision D-2008-076, la Régie indiquait ce qui suit relativement à cet attendu, à la page 6 :

« Le dernier « attendu » des deux Conventions se lit comme suit :

« **ATTENDU QUE** le Distributeur ne pourra utiliser les reports d'énergies (sic) à des fins spéculatives, c'est-à-dire procéder à des rappels d'énergie pour la revendre sur les marchés de court terme en vue d'en tirer profit ».

La Régie prend acte des propos du Distributeur en audience selon lesquels il peut revendre de l'énergie autant pendant la période où les livraisons sont reportées (2008-2011) que pendant la période de retour des livraisons (2012-2020), et ce, en autant que les reports n'aient pas été faits à des fins spéculatives et que le Distributeur ait fait les efforts raisonnables pour que les Conventions servent aux besoins des Québécois.

La Régie considère que cette possibilité de revente est importante pour conserver la flexibilité du Distributeur en matière de gestion de ses approvisionnements. Elle l'est également pour ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée avant le 31 décembre 2020 (voir section 3.4). »

(Nos soulignés)

Il appert de cet extrait que la Régie voulait conserver l'option de revente à titre d'outil de gestion des approvisionnements et également en vue de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée avant le 31 décembre 2020.

Or, dans le présent dossier, le Distributeur a clairement indiqué que le but de l'entente à être approuvée était de ne pas permettre la revente à l'égard des contrats assujettis (R-3748-2010, n.s. du 3 juin 2011, pages 69, 82 à 84 et 86). Dans ce contexte, et pour éviter un problème futur d'interprétation, la Régie ne devrait pas accepter la rédaction proposée.

De plus, cette intention est contraire à la position adoptée par la Régie dans le cadre du plan d'approvisionnement lorsque celle-ci indique (D-2011-162) :

« [182] La Régie considère que le Distributeur a avantage à maintenir ouverte et active l'option de revente de certaines quantités sur les marchés pour équilibrer son bilan en énergie, en conservant le maximum de flexibilité, et pour assurer une gestion prudente et efficace de ses approvisionnements. »

À la lumière de ce qui précède, nous soumettons que l'entente devrait justement prévoir de façon expresse la possibilité pour le Distributeur de pouvoir revendre le solde des surplus si cela s'avérait avantageux pour le consommateur québécois.

La clause de résiliation proposée à l'entente est également problématique en ce que le Distributeur n'est pas en mesure d'indiquer à la Régie quelle est l'intention des parties à l'égard de certaines expressions ni comment celles-ci trouveront application.

La clause de résiliation se lit comme suit :

« 5. Résiliation

(...)

5.2 Chaque Partie peut résilier la présente entente à la fin de chaque année, selon les modalités prévues aux paragraphes 5.2.1 et 5.2.2, si (i) les conditions du marché de l'électricité sont substantiellement modifiées ou si (ii) un impact significatif non anticipé sur l'exploitation du parc de production du Producteur survient. »

(Nos soulignés)

En effet, le Distributeur n'a pas été en mesure de donner une réponse satisfaisante quant à l'interprétation à donner aux expressions « si les conditions du marché de l'électricité sont modifiées de façon substantielle » et « un impact significatif non anticipé sur l'exploitation du parc de production du Producteur survient. »

Relativement à l'interprétation à donner à la clause 5.2, le Distributeur répondait de la façon suivante à la Régie :

« **8.1** Veuillez élaborer sur ce que les parties entendent par « *si les conditions du marché de l'électricité sont substantiellement modifiées* », à la référence (i) et à l'article 5.2 de la référence (ii). Veuillez également, en fournissant des exemples :

Réponse :

Il s'agit de conditions normatives s'interprétant dans le contexte de l'Entente et pour lesquelles des critères précis et quantifiables ne peuvent être déterminés a priori. Ils seront évalués au besoin. »

Il y a lieu également de voir les réponses fournies par le Distributeur à nos demandes de renseignements (HQD-2, document 3, pages 19 à 21, question 10.)

En l'absence de réponse, il est impossible pour la Régie et les intervenants d'interpréter le contrat et de rechercher la commune intention des parties.

À la clause 3.1.3 (iii) (a) de l'entente, il est prévu : (HQD-2, document 3, p. 39) :

« 3.1.3 (...)

(iii) *Besoins réguliers du Distributeur* et Programme journalier

(a) *Besoins réguliers du Distributeur*

Le Distributeur prendra toutes les dispositions nécessaires afin que le Transporteur transmette au Producteur, lors des mois de décembre, janvier, février et mars, les *besoins réguliers du Distributeur* en même temps qu'il les transmet au Distributeur, soit, en date des présentes, à toutes les 20 minutes approximativement. »

Dans le cadre de nos demandes de renseignements (HQD-2, document, 3 p. 39 et 40), nous avons spécifiquement demandé au Distributeur si cette information allait être disponible également sur le site Oasis de TransÉnergie. La réponse du Distributeur fut négative.

Nous avons également demandé si le Distributeur prévoyait rendre disponible cette information à l'ensemble des contreparties. Le Distributeur a également répondu par la négative.

Nous avons également questionné le Distributeur quant au fait que cette information pouvait avantager le Producteur par rapport aux autres contreparties sur le marché, tel qu'il appert de la question et de la réponse suivante fournie par le Distributeur :

« 25.3 Veuillez indiquer si le Distributeur considère que cette information peut avantager le Producteur par rapport aux autres contreparties sur le marché. Si oui, qu'entend-il faire pour pallier à cette problématique? Si non, veuillez préciser pourquoi.

Réponse :

L'information sera transmise sous entente de confidentialité uniquement aux unités ayant la responsabilité de planifier les ressources du Producteur. Le Distributeur considère donc que le Producteur n'en retirera aucun avantage par rapport aux autres contreparties. »

À notre connaissance, il n'existe pas de séparation fonctionnelle au sein de la division du Producteur. Il est difficile de considérer que le Producteur ne bénéficiera pas de cette information du point de vue commercial. Les différentes contreparties n'ont aucune façon de vérifier le respect d'une entente de confidentialité avec une division non réglementée d'Hydro-Québec tel qu'indiqué par le Distributeur dans sa réponse. Pour éviter tout avantage commercial au bénéfice uniquement du Producteur, ce type d'information devrait être également fourni à l'ensemble des contreparties.

4. RECOMMANDATIONS

Tel qu'indiqué plus haut, nous sommes d'opinion que la Régie doit être cohérente avec la décision D-2011-162 et exclure la composante puissance de l'entente proposée. Ceci veut nécessairement dire que la Régie doit donc refuser l'entente proposée par le Distributeur.

Tel que déjà soumis dans le cadre du plan d'approvisionnement, nous sommes d'avis qu'il y a lieu de séparer les différents services requis par le Distributeur afin de permettre la participation d'une multitude de contreparties et ce, à l'avantage de tous les consommateurs qui bénéficieront alors du coût le plus bas.

De plus, compte tenu de la flexibilité des différents produits d'approvisionnement dont dispose le Distributeur, nous soumettons que l'entente proposée n'a pas sa raison d'être.

5. CONCLUSION

Pour tous les motifs soulevés plus haut, nous sommes d'avis que le Distributeur devait procéder par appel d'offres pour ce qui est de la puissance complémentaire et pour ce qui est des services complémentaires.

Compte tenu de cette conclusion, la Régie devrait dès lors rejeter l'entente sans même procéder à une analyse économique.

Néanmoins, l'analyse économique démontre également, selon nos prétentions, que le Distributeur n'a pas fait la démonstration que celle-ci était favorable aux consommateurs québécois. En effet, le Distributeur n'a pas été en mesure de démontrer pour chacun des éléments des services requis, qu'il s'agissait du prix le plus bas et qu'il s'agissait d'un prix comparable à ce qui est offert ailleurs dans les marchés de référence.

Le tout respectueusement soumis.

ANNEXE

toute notre
énergie
pour

vos

Malgré la progression des transactions à court terme, le marché de l'énergie est toujours en période de transition. Par conséquent, nos ventes à long terme maintiennent leur niveau d'activité, totalisant un volume de 8,2 TWh et des produits de 392 M\$. Toutefois, conformément aux ententes ratifiées, une part importante de ces contrats de vente à long terme viendront à échéance d'ici la fin de l'an 2002. Cette réduction des ventes à long terme sur les marchés extérieurs permettra à l'entreprise de libérer des quantités d'énergie qu'elle pourra, d'une part, revendre à bon prix dans le cadre de transactions à court terme hors Québec et, d'autre part, utiliser pour répondre à la demande interne croissante.

Enfin, nous continuons de renforcer notre présence sur les marchés internationaux. Les activités exercées par l'intermédiaire de nos participations au Panama et au Costa Rica nous permettent d'enregistrer cette année des ventes d'électricité supplémentaires de 33 M\$.

Achats d'électricité et de combustible

Nos activités sur les marchés de l'énergie ne pourraient se concrétiser sans une gestion efficace des approvisionnements énergétiques, ce qui explique nos achats d'électricité et de combustible.

En 1999, les achats d'électricité totalisent 544 M\$, en hausse de 68 M\$ ou 14,3 % par rapport aux achats de 1998. Si l'on exclut l'augmentation de 31 % liée aux achats d'électricité à court terme essentiellement destinés à la revente, la hausse des achats d'électricité n'excède pas 6 % et est attribuable aux engagements auprès des producteurs privés. Les coûts liés à ces ententes atteignent 148 M\$ à la fin de cette année, comparativement à 125 M\$ en 1998. La mise en service de cinq nouvelles centrales et l'indexation des prix payés selon les ententes contractuelles expliquent ces résultats à la hausse. Enfin, les achats en provenance de la centrale des Churchill Falls totalisent 110 M\$, un niveau comparable à celui de l'année précédente.

Achats d'électricité

	1999	Variation 1998-1999	
	M\$	M\$	%
Achats réguliers	285	16	6,0
Achats à court terme*	258	61	31,0
Autres	1	-9	-90,0
Total	544	68	14,3

* Inclut les options d'achat.

Par ailleurs, les achats de combustible atteignent 92 M\$ à la fin de l'exercice et se composent principalement d'achats de mazout destiné aux activités de façonnage et à l'alimentation de nos centrales thermiques. Dans le cadre de la gestion de ces approvisionnements, des quantités de mazout achetées cette année ont été revendues à bon prix sur les marchés.

Autres produits

Le service de stockage d'énergie, les ententes de façonnage, les ventes et le stockage de mazout rapportent des revenus de 72 M\$, comparativement à 92 M\$ en 1998. Ces services sont d'abord des instruments de gestion de nos approvisionnements énergétiques. Par surcroît, ils nous permettent d'optimiser le potentiel commercial de nos actifs.



Rapport annuel 1998

A black and white photograph of a young boy with a joyful expression, wearing large aviator goggles and a dark jacket. He is leaning over a desk, looking through the eyepiece of a microscope. The scene is brightly lit, creating a sense of curiosity and discovery.

pour aujourd'hui
et pour demain

Ventes d'électricité hors Québec*

	Ventes			Produits des ventes		
	1998	Variation 1997-1998		1998	Variation 1997-1998	
	TWh	TWh	%	M\$	M\$	%
Autres provinces						
Ventes régulières	0,5	—	—	24	1,0	4,3
Ventes à court terme	2,5	-0,8	-24,2	92	-19,0	-17,1
	3,0	-0,8	-21,1	116	-18,0	-13,4
États-Unis						
Ventes régulières	10,2	1,3	14,6	467	90	23,9
Ventes à court terme	5,3	2,8	112,0	229	144	169,4
	15,5	4,1	36,0	696	234	50,6
Total	18,5	3,3	21,7	812	216	36,2

*À l'exclusion de ventes de 0,04 TWh, pour 2 M\$, dans d'autres pays.

Éléments de variation des ventes hors Québec

	Tempête de verglas		Taux de change	Hausse des prix unitaires	Variation de volume	
	TWh	M\$	M\$	M\$	TWh	M\$
Ventes régulières	-0,2	-8	30	26	1,5	43
Ventes à court terme	-0,1	-4	18	7	2,1	104
Total	-0,3	-12	48	33	3,6	147

Après la prise en compte de ces différents facteurs de variation, le volume et les produits des ventes présentent une hausse de près de 25 % comparativement à 1997. Cette augmentation est attribuable en grande partie aux achats à des fins de revente plus importants réalisés hors Québec pendant les heures hors pointe, à des conditions avantageuses.

Ainsi, il a été possible d'accroître les parts de marché d'Hydro-Québec aux États-Unis. Les produits des ventes aux États-Unis totalisent 696 M\$, soit 234 M\$ ou 51 % de plus que l'an dernier.

Autres produits d'exploitation

Les autres produits d'exploitation s'élèvent à 185 M\$, soit près du double de l'année précédente. Cette forte progression provient tout particulièrement des services de stockage et de façonnage d'énergie. L'essor de ces activités, qui se poursuivra au cours de la prochaine année, témoigne de notre objectif de maximisation du potentiel commercial de nos actifs.

La demande de stockage et la vente d'options de stockage sont en pleine croissance et ont permis de générer des revenus de 53 M\$ en 1998, contre 7 M\$ en 1997.

De nouvelles ententes ont aussi été conclues cette année pour le façonnage. Offerts en complémentarité, les services de façonnage et de stockage représentent des occasions d'affaires rentables en même temps qu'un outil privilégié de gestion de notre approvisionnement énergétique. C'est dans le contexte d'une entente de cette nature que la centrale de Tracy a exercé ses activités à la fin de 1998. Les services de façonnage, incluant la revente du mazout pour l'approvisionnement de la centrale, ont généré des revenus de 39 M\$.