

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Dossier R-3775-2011

Demande d'approbation d'une entente globale de modulation

RAPPORT D'EXPERTISE DE

Co Pham, PhD, ing.

Préparé à la demande de

UNION DES CONSOMMATEURS

17 novembre 2011

1. Contexte et but du rapport

Dans le cadre du dossier R-3775-2011 de la Régie de l'énergie (la Régie), l'Union des consommateurs (UC) m'a confié un mandat qui consiste à:

1. Évaluer, de façon indépendante, la pertinence et la rentabilité de l'entente globale de modulation (EGM) signée entre le Producteur et le Distributeur;
2. Fournir des avis et recommandations appropriées à la Régie relativement à la modulation des approvisionnements pour satisfaire les besoins des consommateurs québécois au moindre coût;
3. Fournir des expertises indépendantes relativement aux impacts potentiels de l'EGM sur les consommateurs québécois.

Ce rapport présente le résultat de mon travail d'expert réalisé jusqu'à ce jour. Il contient mes opinions et conclusions relatives aux enjeux mentionnés ci-dessus.

Il importe de souligner que dans sa décision D-2011-160 (page 7) la Régie a jugé à propos le mandat que m'avait proposé UC et m'a reconnu comme expert en « *Planification et fiabilité énergétique* » pour le présent dossier:

« [20] En relation avec les demandes de reconnaissance de statut de témoin expert, la Régie émet les précisions suivantes.

[21] La Régie recherche, par l'analyse du présent dossier, à obtenir l'assurance que l'entente proposée s'avère juste, raisonnable, utile et rentable pour les consommateurs, tout en étant équitable envers tous les participants de l'industrie et respectueuse des lois en vigueur.

[22] En ce qui a trait à la demande de reconnaissance du statut d'expert de monsieur Co Pham et du mandat que souhaite lui confier l'UC, la Régie lui reconnaît, dans les circonstances propres au présent dossier, le même statut d'expert qu'il avait au dossier R-3748-2010, soit en « *Planification et fiabilité énergétique* ».

[23] En ce qui a trait au mandat que souhaite lui confier l'UC, la Régie le juge à propos pour le présent dossier. »

Bien que le mandat d'examiner ces enjeux me soit donné par UC, je tiens à souligner que les opinions et recommandations exprimées dans le présent rapport sont soumises à la Régie à titre de celles d'un témoin expert **indépendant**. À cet effet, j'ai réalisé des évaluations en respectant les encadrements de la Régie exprimés dans son document intitulé « *Attentes de la Régie relatives aux rôles des témoins experts* », notamment les suivants:

« Le rôle du témoin expert est d'éclairer la Régie et de l'aider à évaluer la preuve qui relève de l'expertise que la Régie lui reconnaît. Il doit ainsi présenter à la Régie une

position indépendante et objective susceptible de l'aider à rendre la meilleure décision.
(...)

Le témoin expert doit toujours se rappeler que son devoir premier est à l'égard de la Régie et non à l'égard du participant qui a retenu ses services. Il évite ainsi de se comporter en représentant du participant qui l'engage. (...)

Finalement, le témoin expert doit fonder son opinion sur une lecture non partisane des informations recueillies et sur les connaissances les plus actuelles qu'il possède. »

Par ailleurs, à titre de témoin expert en « Planification et Fiabilité énergétique », je ne me prononcerai pas sur certains sujets d'ordre **juridique** tel le respect par le Distributeur de la *Loi sur la Régie* et de la procédure d'appels d'offre, suivi ou non dans sa proposition de l'EGM à la Régie.

2. Pertinence de la modulation des approvisionnements dans le cas du Distributeur

Aux fins du présent rapport, la *modulation* signifie l'adaptation ou la modification d'un approvisionnement électrique ou d'un ensemble d'approvisionnements électriques pour satisfaire un besoin énergétique donné. [Cette section vise à vulgariser la notion de modulation des approvisionnements électriques, sans aborder des sujets techniques plus complexes tels les dépassements involontaires et les services complémentaires requis à la sécurité et la fiabilité énergétique des approvisionnements].

À ma connaissance, le Distributeur devrait être confronté au cours des prochaines années à deux problématiques fondamentales. Premièrement, les besoins des consommateurs ont un profil particulièrement élevé en hiver par rapport à celui en été. Deuxièmement, la production des contrats éoliens varie d'une heure à l'autre dans une année donnée, et est difficile à prévoir. Pour satisfaire les besoins des consommateurs de façon sécuritaire, fiable et économique, il serait donc nécessaire de moduler la production de certains approvisionnements faisant partie du portefeuille du Distributeur.

Dans ce contexte, tout effort du Distributeur pour moduler ses approvisionnements serait pertinent. La question qui se pose réside plutôt en la rentabilité des moyens de modulation envisagés.

Les sections suivantes examinent le projet de l'Entente qui comprend, entre autres, une fonction de modulation.

3. Description sommaire de l'entente globale de modulation (EGM ou l'Entente)

Dans sa preuve, le Distributeur situe ainsi l'Entente globale de modulation :

« Le Distributeur présentait, dans son Plan d'approvisionnement 2011-2020 déposé à l'automne 2010, les grandes lignes d'une entente globale de modulation (ci-après «

l'Entente ») alors en développement. L'Entente, signée le 14 juillet 2011, entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2012.

Cette entente vise à remplacer l'entente d'intégration éolienne dont dispose le Distributeur. »¹

L'Entente, signée entre le Producteur et le Distributeur, a une durée de trois ans, soit du 1^{er} janvier 2012 à la fin de 2014. Une description et une justification de l'Entente se trouvent à la pièce B-0005, HQD-1, Document 1, déposée par le Distributeur. Ce dernier a également déposé copie de l'Entente au dossier (pièce B-006, HQD-1, Document 2).

L'Entente comporte 3 services :

- Un service de modulation;
- Une composante puissance complémentaire;
- Les services complémentaires additionnels requis par la production variable pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau de transport.²

Outre ces trois services, l'EGM prévoit les modalités de liquidation du solde du compte de modulation, en cas de surplus annuels.

Les prix et les conditions de chacun de ces services, ainsi que ceux relatifs à la liquidation du compte de modulation sont définis dans l'Entente. On trouvera plus loin mes commentaires et opinions sur cet aspect.

Selon le Distributeur, l'Entente a une portée plus large que l'entente d'intégration éolienne et permettra d'accroître la flexibilité du Distributeur en favorisant l'adéquation horaire entre les besoins et l'offre, de même que la répartition annuelle des approvisionnements³. Outre les contrats de livraison d'énergie éolienne, l'Entente englobe aussi les livraisons d'énergie associées aux contrats de biomasse et de petite hydraulique⁴ [les contrats assujettis].

Dans sa preuve (pièce B-0005), le Distributeur a présenté une analyse de rentabilité de l'Entente par rapport à un scénario Sans Modulation. Sur la base de cette analyse, le Distributeur conclut que les gains estimés de l'Entente varient entre 4 M\$ en 2012 et 16 M\$ en 2014, pour un total de 34 M\$ sur la période 2012-2014, par rapport à un scénario Sans Modulation⁵.

¹ B-0005 (HQD), page 5.

² R-3775-2011, B-0005, page 8.

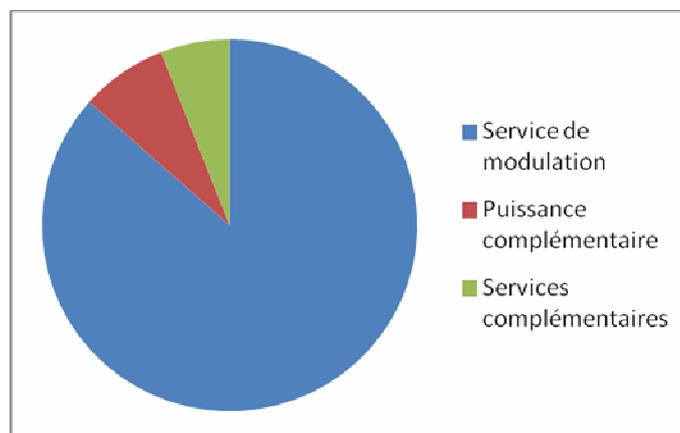
³ B-0005, page 6.

⁴ B-0005, page 7, ligne 16.

⁵ B-0005, page 31.

4. Portrait des coûts et des revenus de l'Entente selon l'analyse effectuée par le Distributeur

Le tableau suivant présente, à titre d'illustration, les coûts et les revenus reliés directement à l'EGM en 2014 tel qu'estimés par le Distributeur dans son analyse. On y voit que le coût du service de modulation représente le poste de coût le plus important (87%), suivi de la puissance complémentaire (8%) et des services complémentaires (6%) [voir figure suivante]. Mon examen de l'EGM porte donc une attention particulière au service de modulation contenu dans l'Entente.



Les revenus de revente au Producteur du solde du compte de modulation s'élèveraient à 108,7 M\$ en 2014, selon l'évaluation du Distributeur.

Ces revenus dépassent le coût total directement relié à l'EGM. Cependant, on ne peut pas conclure que l'EGM est rentable pour le Distributeur, parce qu'on peut obtenir des revenus de revente relativement élevés en augmentant tout simplement le volume d'énergie et il faut comparer l'EGM avec d'autres alternatives. On trouvera plus loin mes commentaires sur la revente du solde du compte de modulation au Producteur.

Composition des coûts et des revenus directement reliés à l'EGM* (2014) [M\$] (B-0005, p. 19)

Service de modulation	45	87%
Puissance complémentaire	3.9	8%
Services complémentaires	3.1	6%
Total	52	100%
Revenus de revente au Producteur du solde du compte de modulation	108.7	

*: excluant les coûts et les revenus des approvisionnements et reventes qui seraient affectés par l'implantation éventuelle de l'EGM.

5. Service de modulation horaire souhaité par le Distributeur et « monopole » à toutes fins pratiques du Producteur

Selon les termes de l'Entente⁶, le Distributeur fixe **tous les jours** ses besoins énergétiques **horaires** définis selon certaines contraintes, et c'est le Producteur qui doit utiliser ses ressources, en plus des contrats d'approvisionnement du Distributeur définis dans l'Entente, pour satisfaire ces besoins.

À mon avis, ce sont des conditions techniques **très exigeantes**, notamment la condition d'égaliser les ressources et la demande à toutes les heures d'une année donnée.

Sur ce sujet, le Distributeur fournit l'explication suivante :

« L'Entente implique la création d'un compte de modulation dans lequel, à chaque heure de l'année, est ajoutée la production réelle d'énergie des contrats assujettis et, en même temps, est retirée la quantité d'énergie nécessaire pour répondre aux besoins à approvisionner »⁷.

Le service de modulation et le compte de modulation sont décrits comme suit dans l'Entente (pièce B-0006, page 4) :

« Produits et Obligations

3.1 Service de modulation

3.1.1 Le Producteur met à la disposition du Distributeur le *compte de modulation*, tel que défini au paragraphe 3.1.2(i), afin de gérer les *approvisionnements postpatrimoniaux assujettis* (le « **service de modulation** »).

⁶ Pièce B-0006.

⁷ B-0005 (HQD), page 8.

3.1.2 Compte de modulation

- (i) Aux fins de la présente entente, l'expression « **compte de modulation** » signifie le compte dans lequel, sur une base horaire, sont ajoutées les quantités d'énergie correspondant à la production réelle des approvisionnements assujettis (« **ajouts** ») et sont retirées les quantités d'énergie indiquées au programme journalier final de retraits prévu au paragraphe 3.1.3(iii) (« **retraits** »). »

Or, le paragraphe 3.1.3 (iii) traite des « Besoins réguliers du Distributeur » et du « Programme journalier ».

La clause relative au « programme journalier final » mentionné dans l'article 3.1.2 de l'Entente est définie à l'article 3.1.3 (iii) (b) et reproduite ci-dessous:

« (b) Programme journalier

Tous les jours, avant 16h00, le Distributeur doit soumettre au Producteur un programme journalier spécifiant les retraits qu'il souhaite effectuer au compte de modulation pour chacune des heures du surlendemain.

(...)

Tous les jours, le Producteur devra confirmer le programme journalier final, au plus tard à 9h00 le matin le jour précédant le début de la journée de livraison. » (mes soulignés)

Par ailleurs, l'article 3.1.4 de l'Entente prévoit aussi une interaction étroite entre le Distributeur et le Producteur :

« 3.1.4 Prévission des *ajouts*

- (i) Prévission fournie mensuellement
- (a) Le cinquième (5^e) jour ouvrable avant la fin de chaque mois, le Distributeur présente au Producteur une prévission sommaire des *ajouts* prévus pour chaque mois non écoulé de l'année. [...]
- (ii) Prévissions **horaires**
- (a) Contrats éoliens
- Tous les jours, à chaque heure**, le Distributeur doit soumettre au Producteur une prévission des *ajouts* reliés aux contrats éoliens pour chacune des heures contenues à l'intérieur d'un horizon minimal des 38 prochaines heures.

Le Distributeur déploiera tous les efforts raisonnables afin de fournir au Producteur une prévission horaire des *ajouts* reliés aux contrats éoliens sur l'horizon des cinq prochaines journées. »⁸ (mes soulignés)

On note donc les éléments importants suivants du service de modulation défini dans l'Entente:

⁸ B-0006, page 8.

- 1) Le service de modulation dans l'Entente est un service horaire;
- 2) Le compte de modulation se calcule sur une base horaire;
- 3) Et, la réalisation de la modulation requiert la **collaboration étroite**, au niveau quotidien, entre le demandeur de service (le Distributeur) et le fournisseur de service (le Producteur).

Par ailleurs, selon le Distributeur, lors de l'adoption des règlements encadrant l'acquisition des différents blocs d'énergie éolienne par le Distributeur, le gouvernement du Québec « spécifiait que ceux-ci devaient être assortis d'une « *garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, sous forme d'une convention d'équilibrage* » ou d'un « *service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne* » (Pièce B-0005, page 5). (mes soulignés)

Soulignons également que tout fournisseur potentiel du service de modulation horaire défini dans l'Entente devrait, de manière générale, composer avec, entre autres, les aléas associés à la **variabilité horaire** de la production éolienne et des besoins québécois.

Au Québec, à ma connaissance, outre le Producteur, Rio-Tinto Alcan et Énergie La Lièvre possèdent également des installations hydro-électriques.

Cependant, leurs capacités de puissance sont plus modestes que celle du Producteur (Hydro-Québec Production). Par ailleurs, le service de modulation requiert une puissance d'environ **341 MW** à l'horizon de 2013-2014 selon une évaluation récente du Distributeur présentée dans *l'État d'avancement du Plan* du 1^{er} novembre 2011⁹.

Il serait donc difficile de concevoir que ces entreprises puissent fournir, en plus de la capacité requise à leurs opérations habituelles, une puissance d'une telle ampleur au Distributeur pour moduler ses approvisionnements *de façon horaire*.

Même en supposant que Rio-Tinto Alcan et Énergie La Lièvre – à titre de fournisseurs potentiels de *puissance* complémentaire au Québec -, possèdent suffisamment de puissance, la probabilité serait faible qu'ils acceptent de s'engager pour fournir le service de *modulation* sur une base horaire tel que requis par le Distributeur pour une période de trois ans, selon les caractéristiques du service de modulation décrites ci-haut.

Dans sa réponse à la question 1.2 d'EBM, le Distributeur a affirmé que les capacités des installations de Rio-Tinto Alcan et d'Énergie La Lièvre ne leur permettent pas de répondre aux services souhaités par le Distributeur :

« 1.2 Veuillez indiquer si la puissance hydroélectrique installée au Québec n'appartenant pas à Hydro-Québec (ex : Rio-Tinto Alcan, Énergie La Lièvre, etc) peut fournir le service décrit dans le préambule (voir souligné).

Réponse :

⁹ État d'avancement du Plan, page 24, tableau 4.2.4.

Compte tenu des volumes et de la nature des services impliqués, lesquels dépassent la capacité de ces installations, il aurait été impossible de confier un tel mandat aux producteurs mentionnés. »¹⁰

Dans sa preuve, le Distributeur a également affirmé ce qui suit :

« Il n'existe aucun équivalent à l'Entente dans le marché, puisque ses modalités répondent spécifiquement aux besoins particuliers du Distributeur. De plus, il appert que seul le Producteur est à même de fournir le service de modulation, les contraintes d'équilibrage étant les mêmes que pour l'entente d'intégration éolienne.»¹¹ (mes soulignés)

Il appert que le service de modulation défini dans l'Entente, résultant d'une négociation entre le Producteur et le Distributeur, est particulier et unique, et le Producteur détient à toutes fins pratiques le « **monopole** » pour offrir un tel service au Québec.

Dans son appréciation de l'Entente, la Régie devrait donc tenir compte du caractère monopolistique détenu par le Producteur à l'égard du service de modulation horaire défini dans l'Entente, notamment à l'égard de son prix.

6. Capacité du compte de modulation d'utiliser les surplus estivaux du Distributeur pour satisfaire les besoins hivernaux des consommateurs

J'ai examiné le mode de fonctionnement du compte de modulation décrit à l'article 3.1.2 de l'Entente (pièce B-0005, page 4).

Mis à part la question des prix du service de modulation et des contraintes associées au solde du compte de modulation dont je traiterai plus loin, je suis d'avis que le compte de modulation permettrait au Distributeur d'utiliser, sous certaines conditions définies dans l'Entente, ses surplus estivaux pour satisfaire les besoins hivernaux des consommateurs québécois.

En effet, le solde du compte de modulation peut être négatif pendant les mois d'hiver¹², parce qu'en général les besoins en puissance du Distributeur sont plus élevés que la capacité de ses contrats assujettis à l'Entente [Les *contrats assujettis* comprennent les contrats éoliens et les contrats postpatrimoniaux dits « petite hydraulique » et biomasse]. Ce solde négatif s'amenuiserait graduellement en été où généralement parlant le Distributeur accuse des surplus.

À mon avis, cette capacité du compte de modulation de « transformer » les surplus d'été en « approvisionnements hivernaux » est un aspect **particulièrement intéressant** pour le

¹⁰ B-0014, page 3.

¹¹ B-0005, page 7.

¹² Une illustration graphique du solde négatif pendant la période hivernale se trouve au dossier R-3748-2010, pièce B-0004, page 58, Graphique 6.1-1.

Distributeur et donc pour les consommateurs, compte tenu des profils caractéristiques des besoins du Distributeur et de la production des contrats assujettis.

Cependant, cet avantage a un prix. En effet, le prix du service de modulation fixé dans l'Entente est à l'origine de 87% du coût total de tous les services reliés directement à l'Entente, comme on l'a vu précédemment.

7. Prix du service de modulation fixé sans base méthodologique ni référence

L'article 3.1.5 de l'Entente fixe le prix du service de modulation à 7 \$ CAN/MWh *d'énergie modulée*.

Les frais associés au service de modulation, facturés mensuellement¹³, est le produit du prix mentionné par la quantité *d'énergie modulée* (ou le nombre de MWh modulés).

Pour sa part, *l'énergie modulée*, ou le nombre de MWh modulés est déterminée de la façon suivante, telle qu'indiquée à l'article 3.1.5 (i) de l'Entente (pièce B-0006) :

- (a) Pour chacune des heures du mois, faire la différence, en valeur absolue, entre les *ajouts* et les *retraits* (les « **valeurs horaires** »); et, ensuite
- (b) Faire la somme des valeurs horaires.

Selon cette méthode de détermination de l'énergie modulée, si l'ajout était de 100 MWh et le retrait également de 100 MWh, le coût du service de modulation serait nul. Donc, si, pour une heure donnée, les approvisionnements sont en équilibre avec les besoins, on n'a pas besoin de service de modulation et le coût de ce service serait nul pour cette heure.

Par contre, si, pour une heure donnée, il y a un ajout de 100 MWh et que le Distributeur fait un retrait de 0 MWh, ce dernier devra payer une somme de $(100-0) \text{ MWh} * 7 \text{ \$CA/MWh} = 700 \text{ \$CA}$. Dans ce dernier cas, le Producteur obtient une rémunération pour prendre livraison de l'énergie en surplus du Distributeur.

Tout ceci se comprend par l'examen de l'article 3.1.5 (i) de l'Entente reproduit ci-haut. Il a aussi été confirmé par le Distributeur dans sa réponse à la question 1.5 de la Régie¹⁴.

La Régie, par sa question 1.2 au Distributeur,¹⁵ et UC, par sa question 4.2¹⁶, se sont intéressées à la justesse du prix de modulation mentionné ci-haut.

La question 1.2 de la Régie et la réponse du Distributeur se lisent comme suit :

¹³ Voir l'article 4. « Facturation et paiement de l'Entente (B-0006, page 13).

¹⁴ B-0012, page 3.

¹⁵ Question 1.2 de la DDR no. 1 de la Régie

¹⁶ Question 4.2 de la DDR d'UC.

1.2 Veuillez indiquer les bases du calcul ou les références au marché ayant permis d'établir le coût de 7 \$ CA/MWh pour le service de modulation.

Réponse :

Le montant de 7 \$/MWh est un prix négocié à la satisfaction des deux parties. De plus, le service de modulation permet au Distributeur d'éviter les frais associés aux transactions d'achats et de reventes sur les marchés de court terme. Ainsi, ce montant de 7 \$/MWh tient compte de tous les paramètres de l'Entente, notamment les coûts qu'elle permet d'éviter.

Par ailleurs, il n'existe pas de service comparable au service de modulation sur les marchés." ¹⁷

Ainsi, le Distributeur confirme qu'il n'y a pas de bases de calculs ou de références au marché ayant permis d'établir le prix du service de modulation de 7\$/MWh *d'énergie modulée*.

Aucune comparaison n'est possible avec le prix des turbines-à-gaz de pointe, ni avec des frais de revente ou d'achat sur les marchés de court terme, ni avec le coût d'un service de stockage¹⁸. Ces derniers types d'approvisionnement ou leurs combinaisons contribuent habituellement à la satisfaction des besoins de pointe et/ou à la modulation des approvisionnements.

Le Distributeur prétend qu'il n'existe pas de service comparable au service de modulation sur les marchés. Quant à son prix, il s'agit d'un prix convenu entre le Producteur et le Distributeur; mais, on ne sait pas s'il est juste et raisonnable ou non par un examen isolé du prix du service de modulation *défini* dans l'Entente.

Pour apprécier le prix du service de modulation, on devrait donc examiner l'analyse économique effectuée par le Distributeur (pièce B-0005, page 13) dans laquelle le prix du service de modulation ainsi que toutes les autres composantes de l'Entente sont pris en considération.

8. Surplus générés par les contrats assujettis à revendre exclusivement au Producteur selon l'Entente

Le bilan en énergie après déploiement des moyens de gestion effectué par le Distributeur dans le cadre du dossier tarifaire R-3776-2011 montre des surplus énergétiques à revendre sur les marchés de 0,2, 2,8 et 3,7 TWh pour chacune des années de la période 2012-2014 respectivement¹⁹. Ces surplus sont évalués par le Distributeur à 0,2, 2,5 et 3,8 pour les mêmes années dans son *État d'avancement du Plan* émis le 1^{er} novembre 2011²⁰.

¹⁷ B-0012, page 2.

¹⁸ B-0012, page 4 (Réponse du Distributeur aux questions 1.6 à 1.8 de la Régie).

¹⁹ Dossier R-3776-2011, B-0066, page 39.

²⁰ Page 20, tableau 47.

Selon ces évaluations du Distributeur, ses surplus sont très importants, même après avoir utilisé des moyens de gestion tels les conventions d'énergie différée, la suspension de TCE, et l'implantation éventuelle de l'EGM.

De plus, l'article 3.1.2 de l'Entente²¹ spécifie clairement que le Distributeur doit utiliser, de façon raisonnable, tous les moyens à sa disposition pour éviter un solde négatif du compte de modulation à la fin de la dernière heure du 31 décembre de chaque année.

Dans ce contexte, il est peu probable que le solde du compte de modulation soit négatif à la fin de chacune des années de la période 2012-2014.

Dans le présent dossier, le Distributeur évalue que les soldes du compte de modulation seront positifs, à raison de 0,806, 1,978 et 2,778 TWh à la fin de chacune des années de la période 2012-2014²². Ces soldes sont donc tous positifs et relativement importants.

En vertu de l'Entente, le Producteur a le droit d'acheter, sans aucune concurrence, ces volumes d'énergie si la Régie approuve l'Entente.

Le tableau suivant reproduit les résultats de l'évaluation des surplus effectuée par le Distributeur pour son analyse économique du présent dossier, pour les cas des scénarios Sans et Avec Modulation.

On y note que, dans le cas du scénario Avec Modulation, le total des surplus à revendre sur les marchés et des surplus du solde du compte de modulation dépasse les surplus sur les marchés du scénario Sans Modulation (voir les dernières colonnes à droite du tableau suivant).

Selon les données fournies par le Distributeur, l'implantation éventuelle de l'EGM engendrera des **surplus supplémentaires**, par rapport au scénario Sans Modulation, qui seront revendus uniquement au Producteur en vertu de l'article 3.1.2, alinéa (ii) de l'Entente.

²¹ B-0006, page 4.

²² B-0005, pages 19 à 21.

Surplus énergétiques estimés par le Distributeur (TWh)			
(Dossier R-3775-2011, B-0005, pages 17 à 19)			
2012	Scénario Sans Modulation	Scénario Avec Modulation	Écart (Surplus supplémentaire générés par l'EGM)
Reventes de surplus	0.739	0.075	
Reventes du solde du compte de modulation		0.806	
Total des surplus	0.739	0.881	0.142
2013	Scénario Sans Modulation	Scénario Avec Modulation	Écart (Surplus supplémentaire générés par l'EGM)
Reventes de surplus	1.42	0.003	
Reventes du solde du compte de modulation		1.978	
Total des surplus	1.42	1.981	0.561
2014	Scénario Sans Modulation	Scénario Avec Modulation	Écart (Surplus supplémentaire générés par l'EGM)
Reventes de surplus	1.799	0	
Reventes du solde du compte de modulation		2.778	
Total des surplus	1.799	2.778	0.979

Ainsi, si la Régie approuve l'Entente, son application implique qu'en moyenne la totalité ou la presque totalité des surplus du Distributeur sera revendue au Producteur, laissant **peu de place** tant aux autres acheteurs potentiels qu'au développement d'un marché de la revente et d'outil de gestion et de revente par le Distributeur (voir tableau suivant).

Part de la revente au Producteur par l'application éventuelle de l'Entente
sur la totalité des surplus prévus du Distributeur
(Source: Dossier R-3775-2011, B-0005, pages 17 à 19)

2012	2013	2014
91%	100%	100%

9. Justesse du prix de pénalité applicable lorsque le solde du compte de modulation est négatif

L'article 3.1.2 de l'Entente²³ spécifie que :

« Dans le cas où le solde du compte de modulation serait négatif, le Distributeur doit compenser le Producteur pour cet écart au prix de 91,54 \$CAN/MWh pour l'année 2012 tel qu'établi dans l'entente cadre, lequel prix sera indexé de 2,5% le 1^{er} janvier de chaque année subséquente. »

De manière générale, le solde négatif du compte de modulation reflète des situations de dépassements non planifiés et/ou involontaires, semblables aux situations couvertes par *l'entente cadre*. Dans ces conditions, le prix de pénalité établi à 91,54 \$CAN/MWh m'apparaît **juste**.

Par ailleurs, tel qu'analysé précédemment, la probabilité que le solde du compte de modulation soit négatif est très faible, si non proche de zéro en 2012-2014.

Selon cette thèse, je suis d'avis que la justesse du prix applicable dans le cas où le solde du compte de modulation soit négatif n'est pas un enjeu très important dans le présent dossier. Toutefois, considérant le prix très élevé à payer pour un solde négatif, j'estime qu'il serait important que la Régie s'assure lors de ses suivis que le Distributeur a bien pris tous les dispositions et moyens utiles et nécessaires afin de s'assurer que le solde du compte de modulation ne soit pas négatif.

10. Justesse du prix de revente du solde du compte de modulation

Le Distributeur décrit comme suit le mode de calcul des prix d'énergie modulée dans le cas où le solde du compte de modulation serait positif :

« Si, à la fin d'une année, le solde du compte de modulation est positif, c'est-à-dire que le Distributeur a utilisé moins d'énergie qu'il en a versée dans le compte, le Producteur paiera au Distributeur, pour l'énergie qui n'aura pas été retirée du compte, le prix établi selon la formule qui suit :

- Pour le premier TWh : prix DAM du marché de NY zone M (\$ US/MWh), moins 5 \$ US/MWh ;
- Pour chaque TWh additionnel : prix applicable au premier TWh, moins 1 \$ US par TWh additionnel.

Cette formule de prix dégressive reflète l'impact qu'aurait sur le marché l'ajout de volumes additionnels d'énergie. Toutefois, le prix d'achat du solde de modulation est

²³ B-0006, page 4.

soumis à un prix **plancher** correspondant au prix de l'électricité patrimoniale. »²⁴ (mes soulignés)

Prix plancher

L'article 3.1.2, alinéa (ii) précise ce qui suit :

« Dans le cas où le solde de fin d'année du *compte de modulation* est positif, le Producteur achète du Distributeur la totalité de l'énergie accumulée selon la formule de prix ci-dessous, étant entendu que le prix applicable à chaque MWh ne doit pas être inférieur au prix de l'électricité patrimoniale alors en vigueur (le « **prix plancher** »), auquel cas le prix applicable sera le *prix plancher* : [...] »

Ainsi, selon cet article, le Distributeur ne devrait jamais vendre au Producteur ses surplus générés par les contrats assujettis (éoliens, petites hydrauliques et biomasse) et par l'application éventuelle de l'EGM à un prix inférieur à celui de l'électricité patrimoniale.

À ma connaissance, ceci correspond bien avec la stratégie habituelle du Distributeur de ne jamais vendre ses surplus lorsque le prix du marché est inférieur au prix de l'électricité patrimoniale.

Je suis d'avis que le prix **plancher** applicable à la revente du solde du compte de modulation constitue une bonne protection du Distributeur et donc de sa clientèle.

Prix pour le premier TWh d'énergie accumulée

L'article 3.1.2, alinéa (ii), précise que le prix pour le premier TWh d'énergie accumulée correspond à la **moyenne** des prix Day-Ahead LBMP au point « HQ_GEN_IMPORT » (PTID 323601), publiés par le NYISO, ou tout successeur, calculée pour l'année qui vient de se terminer, moins 5\$US/MWh.

Le prix du premier TWh a comme base la moyenne des prix Day-Ahead LBMP. Pour apprécier cette référence, il serait opportun d'analyser les caractéristiques du solde du compte de modulation.

Le solde du compte de modulation représente la somme des surplus qui se produisent pendant de **nombreuses heures** d'une année donnée (une année a en tout 8760 heures).

Ces surplus horaires proviennent des contrats de production variable et difficilement prévisible (énergie éolienne, par exemple). Ce sont des surplus qui ne peuvent pas être différés, car l'Entente exclut les contrats d'approvisionnement faisant partie des conventions d'énergie différée. Ils ne peuvent non plus être stockés pour revendre à un autre moment de l'année, faute de contrats conclus à cette fin.

²⁴ B-0005, page 10, lignes 3 à 13.

De manière générale, on peut dire que ces surplus sont des surplus « inévitables » que le Distributeur serait obligé de vendre sur le marché.

Le prix du 1^{er} TWh du solde du compte de modulation est basé sur la **moyenne** des prix DAY-AHEAD, selon l'article 3.1.2, alinéa (ii) de l'Entente.

Selon moi, la référence à la moyenne des prix reflète bien le fait que les surplus se produisent en réalité lors de plusieurs moments d'une année donnée, et non le 31 décembre de cette année.

Dans cette condition, j'estime que la **moyenne** des prix DAY-AHEAD représente une **base appropriée** pour établir le prix du 1^{er} TWh du solde du compte de modulation.

Par ailleurs, l'article 3.1.2 de l'Entente stipule aussi que le prix du 1^{er} TWh du solde du compte de modulation convenu entre le Producteur et le Distributeur tient compte d'un **ajustement à la baisse de 5\$/MWh**, par rapport au prix à terme de l'électricité sur le marché de New York.

Est-ce que cet ajustement à la baisse est acceptable compte tenu de l'intérêt des consommateurs?

Pour répondre à cette question, lisons la réponse du Distributeur à la question 11.1 de la Régie, et également à la question 19.1 de UC :

« 11.2 Considérant les conditions de marchés à court terme, la réponse du Distributeur à la référence (iii) et la réponse à la question précédente, veuillez justifier l'inclusion d'ajustements à la baisse de 5 \$US/MWh pour le premier MWh et de 1 \$US par MWh additionnel d'énergie accumulée.

Réponse :

Le Distributeur soutient, comme il l'a fait dans de précédents dossiers (Tarifaires, Suspensions de TCE et Conventions d'énergie différée), que l'injection d'un important volume d'énergie sur le marché de court terme entraînerait une baisse importante du prix de revente des surplus.

L'ajustement de 5 \$/MWh reflète l'expérience du Distributeur lorsque celui-ci a procédé à la revente d'importantes quantités d'énergie. Ainsi, tel que présenté dans le cadre du dossier relatif à la suspension des livraisons de la centrale de TCE pour l'année 2011 (R-3734-2010), la plus récente expérience du Distributeur en matière de revente de surplus a démontré que l'ajustement de 5 \$ à la baisse prévaudra pour de plus petits volumes de reventes (voir notamment la réponse à la question 5.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1). De fait, lors de l'appel d'offres de court terme du 30 mars 2010 concernant la revente de **150 MW** pour la période **d'avril à octobre 2010** inclusivement, correspondant à un volume de près de **800 GWh**, le prix moyen obtenu pour la revente de ces surplus présentait un écart de près de 5 \$/MWh par rapport au prix « forward » de l'électricité à la zone M du marché de New York, pour la même période.

En outre, le Distributeur souligne que l'impact à la baisse sur le prix de revente pourrait être plus prononcé au cours des prochaines années en raison des **réservations** par des tiers, autre que le Distributeur, sur les interconnexions avec les réseaux voisins. Le nombre de participants à l'achat des surplus mis en vente par le Distributeur risque de ce fait de se limiter aux quelques détenteurs de ces réservations, ce qui, de l'avis du Distributeur, devrait nécessairement se refléter sur le prix de revente.

Par ailleurs, l'ajustement supplémentaire de 1 \$ US par MWh additionnel résulte de la **négociation** entre les deux parties. Cet ajustement additionnel se justifie du fait que toute quantité supplémentaire revendue sur les marchés de court terme entraînerait nécessairement un ajustement à la baisse du prix de revente. En effet, dans le cadre d'un appel d'offres, le

Distributeur serait appelé à accepter des prix de plus en plus bas en fonction d'une augmentation des quantités à revendre.²⁵ (mes soulignés)

Outre ses explications habituelles relativement à l'effet du volume sur les prix et aux impacts des réservations par des tiers sur les interconnexions avec les réseaux voisins, la réponse du Distributeur reproduite ci-haut rappelle un cas concret en 2010 où le prix obtenu était inférieur de 5\$/MWh par rapport au prix « forward » de l'électricité à la zone M du marché de New York (revente de 800 GWh ou 0,8 TWh d'avril à octobre 2010).

Au sujet du prix de revente du solde du compte de modulation, lisons également la question no. 3.1 d'EBM et la réponse du Distributeur :

« Demandes :

3.1 Veuillez indiquer ce que représente un « prix avantageux » en fonction du prix de la zone M. Veuillez justifier votre réponse en fournissant notamment les bases de comparaison.

Réponse :

Tel que détaillé aux tableaux de l'annexe 2, le prix de rachat du solde de modulation est de M – 5 pour le premier TWh. Si le Distributeur avait voulu vendre lui-même cette énergie, il obtiendrait, dans le meilleur des cas, le même prix, en plus d'encourir un ensemble de frais de transaction (notamment, coûts de transport, pertes électriques, frais d'entrée sur les réseaux voisins et frais de courtage). Le revenu net qu'il retirerait serait donc bien inférieur à M – 5. »²⁶

Le tableau suivant compare les prix de revente du 1^{er} TWh du solde du compte de modulation incluant l'ajustement à la baisse de 5\$/MWh aux prix de revente **sans** cet abaissement. Ces prix résultent des calculs du Distributeur présentés dans sa preuve (pièce B-0005).

On y voit bien que les prix de revente du 1^{er} TWh du solde du compte de modulation pendant la période 2012-2014 sont bien supérieurs aux prix de revente sans l'abaissement de 5\$/MWh. Cet avantage du Distributeur s'explique par le fait que le prix de revente du solde du compte de modulation ne tient pas compte des frais de transport, alors que c'est le cas pour le prix de revente d'énergie sur les marchés.

	2012	2013	2014
Prix de revente du solde de modulation - 1er TWh (incluant ajustement à la baisse de 5\$/MWh) (a)	37.41	38.42	40.72
Prix de revente sans l'abaissement de 5\$/MWh (b)	31.03	31.96	34.14

(a) B-0005 (HQD), page 35 [sans tenir compte des frais de transport selon l'Entente]

(b) B-0005 (HQD), page 34 [frais de transport inclus]

²⁵ B-0012, page 40.

²⁶ B-0014, page 8.

Compte tenu des résultats d'évaluation du Distributeur présentés au tableau précédent, j'estime que le prix de revente du 1^{er} TWh du solde du compte de modulation serait **acceptable** - sans être le plus avantageux ou optimal -, pour le Distributeur et donc pour sa clientèle, compte tenu notamment du caractère *variable et difficilement prévisible* de ses surplus.

Par contre, j'ai des **réserves** relativement à la considération par le Distributeur de l'effet de volume sur les prix applicables au solde du compte de modulation (formule M-5 retenue dans l'élaboration du prix du 1^{er} TWh et formule de prix dégressifs).

L'argument du Distributeur, en faveur de la prise en compte de l'effet du volume sur les prix dans sa négociation avec le Producteur, ne tient compte que de sa propre situation, sans faire référence à l'avantage économique potentiel pour le Producteur.

Ce dernier s'intéresserait à obtenir les surplus du Distributeur pour les revendre ultérieurement à meilleur prix, grâce à la capacité énorme de ses réservoirs hydrauliques, ou pour remplir ses réservoirs en période de faible hydraulité.

On se rappelle que dans le passé, le Producteur a dû acheter de l'électricité sur le marché pour faire face à la faible hydraulité.

Par ailleurs, lors de l'examen du Plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur a évoqué la possibilité que le solde du compte de modulation ait une limite maximale. Dans l'Entente, cette limite n'existe plus; cela démontrerait un certain intérêt du Producteur d'obtenir toute quantité d'énergie accumulée au compte de modulation à la fin de l'année.

Le tableau suivant reproduit les données établies par le Distributeur dans le présent dossier. On y voit que le prix de revente du solde du compte de modulation selon la formule de prix régressifs et le prix de revente moyen de ce solde sont bien **inférieurs** aux prix d'achat d'énergie sur le marché. Le prix de revente selon la formule de prix régressifs est le plus faible, permettant au Producteur d'avoir un **rabais d'environ 25%** par rapport à l'option d'achat d'énergie sur le marché.

	2012	2013	2014
Prix de revente du solde du compte de modulation (prix régressifs) (a)	36.73	37.15	39.14
Prix de revente du 1er TWh du solde du compte de modulation (b)	37.41	38.42	40.72
Prix d'achat sur le marché selon les données du Distributeur (c)	48.27	49.28	51.58

(a) B-0005 (HQD), pages 17 à 19.

(b) B-0005 (HQD), page 35.

Réf. (c): B-0005 (HQD), page 34.

Pour le Producteur, plus il obtient d'énergie, plus sa rentabilité augmente fort probablement. Dans ce cas, la formule de prix dégressifs l'avantage.

Ainsi, dans la mesure où le Producteur s'intéresse à acquérir de l'énergie pour augmenter sa rentabilité ou sécuriser davantage sa capacité de production, le principe de l'effet volume-prix (incluant l'abaissement de 5\$/MWh et la formule de prix dégressifs) n'est pas **pertinent**, selon moi. En somme, la considération du principe de l'effet Volume-Prix avancé par le Distributeur avantagerait le Producteur dans ses opérations d'achat d'énergie.

J'estime que, dans ses futures négociations de contrats de modulation ou de revente d'énergie, le Distributeur devrait considérer **avec réserve** la formule M-5 ou la formule de prix dégressifs, et porter une attention particulière aux autres éléments susceptibles d'augmenter ses revenus de revente tels une formule de partage de risques et de profits avec les acheteurs potentiels de ses surplus.

Par ailleurs, les prix des surplus « inévitables » et très variables provenant essentiellement des contrats éoliens ne se comparent pas avec les coûts des *contrats assujettis*, car ils n'ont pas les mêmes **caractéristiques techniques**. Ces derniers représentent le coût de fourniture d'électricité sur une longue période, alors que les surplus « inévitables » sont de l'énergie produite de façon ponctuelle à plusieurs moments d'une année donnée. [Certains intervenants réclament le transfert au prix coûtant des surplus du Distributeur à l'actionnaire d'Hydro-Québec pour des considérations *autres* que les caractéristiques techniques des produits].

11. Service de puissance complémentaire

Le service de puissance complémentaire est défini comme suit dans l'Entente :

« 3.2.1 Service de puissance complémentaire

Pendant la durée de la présente entente, le Producteur fournit au Distributeur une quantité de puissance complémentaire équivalant à 15% de la puissance installée des *contrats éoliens* en service commercial, lors des mois de janvier, février, mars et décembre (la « **puissance complémentaire** »). Dans le cas où la mise en service commerciale d'un parc éolien prévu dans un contrat éolien survient au cours de l'année, la puissance de ce parc sera incluse dans le calcul de la *puissance complémentaire* dès la mise en service commerciale de ce parc éolien».²⁷

Il importe de noter que, selon l'article 3.2.1 de l'Entente reproduit ci-haut, le Producteur est le fournisseur unique de la puissance complémentaire, sans égard à la procédure d'appel d'offres.

De plus, la puissance complémentaire ne sera fournie par le Producteur au Distributeur que lors des mois de janvier, février, mars et décembre.

Notons également que la quantité de puissance complémentaire se calcule en fonction uniquement de la puissance installée des *contrats éoliens* du Distributeur, alors que la quantité maximale horaire en MW applicable aux retraits et garantie par le Producteur se définit en fonction à la fois de la puissance installée des contrats éoliens et de celles des *contrats hydro* et des contrats biomasse (voir article 3.1.3 de l'Entente, B-0006, page 5).

²⁷ B-0006, page 9.

Cette différence est importante à noter.

En effet, selon ma compréhension de l'article 3.2 de l'Entente, la facture de la puissance complémentaire se calcule en fonction uniquement de cette dernière, soit 15% de la puissance installée des contrats éoliens. Par contre, la quantité maximale horaire en MW applicable aux retraits a des impacts sur la modulation des approvisionnements pour satisfaire les besoins des consommateurs prévus par le Distributeur.

En résumé, le service de puissance complémentaire défini dans l'Entente est **étroitement lié** au service de modulation *décrit* dans l'Entente. Sur ce sujet, il importe de rappeler que la puissance complémentaire est une condition nécessaire à la modulation; mais elle n'est pas **suffisante** à elle seule pour réaliser le service de modulation *défini* dans l'Entente.

12. Acquisition de puissance complémentaire

Relativement à la puissance complémentaire, la Régie écrit ce qui suit à l'issue de son examen du Plan d'approvisionnement 2011-2020:

« [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 doit 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. » (D-2011-162, page 75, R-3748-2010, Plan d'approvisionnement 2011-2020). (mes soulignés).

À mon avis, si la Régie jugeait que le Distributeur doit se procurer de la puissance complémentaire par la procédure d'appel d'offres, cela aurait beaucoup d'impacts sur la mise en œuvre de l'Entente.

Cette décision éventuelle ne permettrait pas l'implantation de l'Entente dès 2012 fort probablement, car la puissance complémentaire est liée étroitement au service de modulation *défini* dans l'Entente, tel qu'exposé précédemment. Dans ce cas, le Distributeur et le Producteur

re-négocierait fort probablement une autre entente de modulation et rien ne garantit une conclusion à court terme.

Dans l'éventualité d'un appel d'offres pour de la puissance complémentaire, le Distributeur devrait définir les quantités de puissance complémentaire à acquérir par la procédure d'appel d'offres, compte tenu de la nouvelle situation relative à la puissance complémentaire et du besoin d'autres puissances sur le marché (voir tableau suivant).

Également, tel que je l'ai souligné dans mon rapport soumis dans le cadre du dossier tarifaire R-3776-2011, les éventuels appels d'offre pourraient résulter en des prix de puissance différents de ceux convenus entre le Producteur et le Distributeur et reflétés dans l'Entente.

	2012	2013	2014
Puissance complémentaire (selon l'Entente) [MW]			
Indiquée dans R-3775-2001 (a)	130	251	349
Indiquée dans <i>État d'avancement</i> (b)	127	244	341
Achat d'autres puissances sur le marché selon <i>État d'avancement</i> (b)	0	580	920

(a): B-0005, page 23, tableau 3.5

(b): État d'avancement du Plan 2011-2020, page 24, tableau 4.2.4

13. Prix de puissance complémentaire selon l'Entente

Selon l'article 3.2.1 de l'Entente²⁸, le prix de la puissance complémentaire, calculé pour chaque mois où elle est fournie, est basé sur le résultat de l'encan mensuel de puissance (« UCAP ») pour le « New York – Rest of State » pour le mois visé, sous la contrainte d'un prix plancher de 2 \$US/kW-mois.

Ainsi, le prix de la puissance complémentaire a comme référence les prix de marché, ce qui pourrait en principe rassurer la Régie et les consommateurs à l'effet que le prix payé par le Distributeur au Producteur serait neutre par rapport au marché. Cependant, l'existence d'un prix plancher dans l'Entente ne serait pas rassurant pour ceux-ci.

Dans le cadre de l'examen du Plan d'approvisionnement 2011-2020, EBM était d'avis que le Distributeur peut acheter de la puissance à moins de 2\$/kW-mois²⁹.

²⁸ B-0006, page 9.

²⁹ D-2011-162, page 73.

Par ailleurs, dans le présent dossier, la Régie a compilé des données historiques montrant l'existence d'une chute de prix de la puissance au marché de New York au point où en hiver 2010-2011, le prix se situait à environ 25% du prix plancher fixé dans l'Entente³⁰ :

« Demandes :

12.1 Veuillez justifier l'utilisation d'un prix plancher pour cette référence à un prix de marché de puissance.

Réponse :

Le prix plancher de 2 \$ US/kW-mois pour la puissance est le **résultat de la négociation** entre les deux parties.

En ce qui concerne l'historique des encans mensuels UCAP sur le NYISO présentés en référence (ii), le Distributeur précise qu'il ne peut accéder directement à ce marché et que, par conséquent, il ne peut se procurer un produit de puissance à un prix équivalent. L'historique des résultats des appels de propositions lancés ces dernières années pour l'acquisition de puissance démontre d'ailleurs qu'un écart se maintient entre les prix payés par le Distributeur et le prix de règlement de UCAP à l'intérieur du marché de New York (voir à cet effet la réponse à la question 12.2).

De plus, les avantages opérationnels que procure la puissance obtenue dans la zone de réglage par rapport à des zones voisines compensent amplement le risque de coût additionnel qui découle du prix plancher.

En disposant de puissance à l'intérieur de la zone de réglage, le Distributeur évite de solliciter les interconnexions pour ce faire, lesquelles demeurent disponibles pour satisfaire les besoins de court terme.

De surcroît, le coût de la puissance ne peut être analysé en ignorant, d'une part, le prix de l'énergie appelée qui y est associée et, d'autre part, le fait qu'il constitue un engagement de trois ans. D'une part, dans le cas des achats de UCAP, le prix de l'énergie est le plus souvent basé sur un indice de prix de marché auquel est ajouté une prime fixe (typiquement, le prix de New York + 10 \$/MWh). Le coût d'utilisation qui en découle est donc souvent bien supérieur à celui d'un moyen dont le prix de l'énergie serait issu du compte de modulation. D'autre part, le prix payable pour un produit qui contraint un fournisseur **à des engagements de trois ans** ne peut se comparer à celui associé à un produit de très court terme.

Enfin, le Distributeur rappelle que le prix découlant de l'application du « prix plancher » demeure inférieur au prix fixé pour le programme d'électricité interruptible. Pour des raisons de cohérence, si le prix de l'électricité interruptible était abaissé et qu'un effritement de ce moyen s'ensuivait, d'autres moyens devraient être rapidement trouvés pour assurer la fiabilité des approvisionnements. » (pièce B-0012, pages 41 à 42). (mes soulignés)

Outre certaines explications d'ordre technique relatives aux données historiques, le Distributeur a donc argumenté que le prix plancher fixé dans l'Entente est le résultat de la négociation et que le prix payable pour un produit qui contraint un fournisseur à des engagements de trois ans ne peut se comparer à celui associé à un produit de très court terme.

Je partage l'opinion du Distributeur à l'effet que le prix de puissance pour un engagement de trois ans ne se compare pas au prix de puissance de très court terme. Cependant, les **risques financiers** ne sont pas égaux pour le Producteur et le Distributeur avec l'introduction du prix plancher de 2 \$/kW-mois dans l'Entente.

Par ailleurs, dans sa question 5.4 au Distributeur, UMQ soulève la question si le Distributeur a le choix à *chaque mois* de prendre et de payer ou non la puissance complémentaire.

³⁰ Pièce B-0012, page 41.

Selon ma compréhension de l'article 3.2.1 de l'Entente, le Producteur a l'obligation de fournir au Distributeur de la puissance complémentaire lors des mois de janvier, février, mars et décembre et en retour le Distributeur a l'obligation de la prendre et de la payer [Ceci a été confirmé par le Distributeur dans sa réponse à UMQ³¹].

À mon avis, le mode d'acquisition de la puissance complémentaire stipulé dans l'Entente, bien qu'il soit peu flexible, ne présente pas de gros risques financiers pour le Distributeur, car ses besoins de puissance de pointe sont relativement élevés tel que l'indique le récent bilan de puissance présenté par le Distributeur dans *l'État d'avancement du Plan* (page 24).

Finalement, signalons que les appels d'offre potentiels pour de la puissance complémentaire pourraient faire baisser son coût. Cependant, même avec un **coût nul** de la puissance complémentaire, la rentabilité de l'Entente demeurerait, si l'on se fie aux résultats de l'évaluation de la rentabilité effectuée par le Distributeur. [Tel qu'indiqué au début de mon rapport d'expert, il ne m'appartient pas de discuter des sujets d'ordre juridique tel le respect par l'Entente de la procédure d'appel d'offres].

	2012	2013	2014
Gain selon le cas moyen (avec coût de puissance prévue par le Distributeur) (a)	3.8	13.6	16.4
Coût de la puissance complémentaire (b)	1.6	2.9	3.9
Gain avec l'hypothèse irréaliste d'un coût nul de puissance complémentaire	2.2	10.7	12.5

(a) Pièce B-0005, page 24, tableau 3.6

(b) Pièce B-0005, page 23, tableau 3.5

14. Services complémentaires nécessaires à la sécurité et à la fiabilité des approvisionnements

L'article 3.3.2 de l'Entente³² spécifie que l'obligation du Producteur envers le Distributeur, à l'égard de la fourniture de services complémentaires, se limite actuellement aux services définis dans *l'entente de services complémentaires (ESC)* et aux services affectés par l'introduction des approvisionnements assujettis, soit :

- Les services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation;
- Le service de réglage de production – suivi de la charge;
- Et le service de provisions pour aléas.

³¹ « 5.4 Veuillez indiquer si le Distributeur a le choix à chaque mois de prendre et de payer ou non la puissance complémentaire. S'il a le choix, veuillez indiquer le préavis qui s'appliquerait.
Réponse :

La puissance complémentaire doit être payée uniquement lors des mois de janvier, février, mars et décembre. Cette puissance est alors incluse dans les bilans de puissance du Distributeur. » (B-0020, page 14).

³² Pièce B-0006, page 10.

Cet article précise que pour les services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation, aucune modification à la prestation de service prévue à l'ESC n'est requise au moment de la signature de l'Entente.

Il précise également que le service de réglage de production – suivi de la charge devra être rehaussé par rapport à l'ESC. À ce sujet, le Distributeur fournit des explications suivantes dans sa preuve écrite :

« La prestation de service de suivi de la charge est basée sur la quantité réelle de production éolienne installée. Ainsi, au début de l'année 2012, lorsque 868 MW de production éolienne seront en service commercial, la quantité de service de suivi de la charge s'élèvera à **23,7 MW** [soit $(868 \div 3000) \times 82$ MW].

Le prix applicable à la prestation additionnelle de service de suivi de la charge est établi à **150 %** du prix du service de RFP, tel que déterminé en fonction des dispositions décrites à la section 2.6.1. Le prix annuel s'établit donc à 20 250 \$/MW [soit $15\,13\,500$ \$/MW \times 150 %].³³ (mes soulignés)

Le Distributeur explique également que : « après l'introduction de 3 000 MW de production éolienne, il sera nécessaire que les ressources disponibles soient en mesure d'augmenter, à l'intérieur d'une heure, leur production de 82 MW de plus qu'auparavant ».³⁴

Quant au facteur de 150% appliqué au RFP (réglage fréquence puissance), le Distributeur fournit la justification suivante :

« Bien que la tarification du service de suivi de la charge soit basée sur le prix du RFP, ce service ne suffirait pas à lui seul à satisfaire les besoins identifiés. Un recours à des ressources plus coûteuses est donc requis. Ainsi, afin de refléter la valeur additionnelle du service de suivi de la charge par rapport au RFP, le prix est établi à 150 % du RFP.

Le facteur de **150 %** appliqué au RFP assure par ailleurs que le prix payé pour le suivi de la charge (20 250 \$/MW-an) demeure bien en deçà de ceux associés à la réserve tournante (49 700 \$/MW-an) et à la réserve arrêtée (49 600 \$/MW-an).³⁵ (mes soulignés) [Voir aussi réponse du Distributeur à la question 21.1 de la Régie].

Quant au service de provision pour aléas, une étude du Distributeur établit à 45 MW l'impact de 3000 MW de production éolienne sur ce service³⁶. Il justifie comme suit le prix établi pour ce service :

« L'Entente établit finalement la prestation de services de provisions pour aléas additionnelle requise sur la base de la quantité réelle de production éolienne installée.

³³ Pièce B-0005 (HQD), page 12.

³⁴ Pièce B-0005, page 27, ligne 15.

³⁵ Pièce B-0005, page 28.

³⁶ Pièce B-0005, page 29.

Tout comme pour le service de suivi de la charge, la détermination du prix applicable aux services additionnels de provisions pour aléas s'appuie sur une comparaison avec les autres services disponibles pour lesquels une tarification est établie. À cet effet, il faut considérer que la provision pour aléas nécessite la mobilisation de ressources devant être maintenues en réserve afin de pallier aux écarts de prévision de court terme. Ces ressources doivent demeurer disponibles jusqu'à la dernière minute afin d'assurer la fiabilité de l'alimentation de la charge, même si cette dernière est plus élevée que prévu. Les ressources mobilisées à cette fin sont donc similaires à celles utilisées pour assurer le maintien de la réserve arrêtée. Le coût de la réserve arrêtée est donc utilisé en tant que prix pour la fourniture de provisions pour aléas additionnelles, soit 49 600 \$/MW-an. »³⁷

Finalement, le Distributeur estime les coûts des services complémentaires affectés par l'Entente à 1,2 M\$, 2,3 M\$ et 3,1 M\$ respectivement pour les années 2012, 2013 et 2014 (voir tableau suivant).

Coût des services complémentaires (M\$) - Estimation du Distributeur	2012	2013	2014
Service Suivi de la charge	0.5	1	1.3
Service Provision pour aléas	0.7	1.3	1.8
Total	1.2	2.3	3.1

Source: HQD (Pièce B-0005, page 30.

Il me paraît que les prix des services complémentaires indiqués dans l'Entente sont **bien justifiés** et que l'ampleur des coûts prévus de ces services ne constitue pas un enjeu dominant de ce dossier, bien que les services complémentaires soient requis pour assurer la sécurité et la fiabilité énergétique des approvisionnements.

15. Simulation effectuée par le Distributeur pour analyser la rentabilité de l'Entente

Afin d'évaluer la rentabilité de l'Entente, le Distributeur a procédé à des simulations.

Sur la base de 36 années de données climatologiques historiques (1971-2006), le Distributeur a simulé la demande et la production éolienne au niveau horaire. Ainsi, pour chaque année couverte par l'Entente, soit de 2012 à 2014, 36 cas climatiques d'offre et de demande ont été analysés³⁸.

Pour chacune des années de la période 2012-2014, le Distributeur a évalué 2 scénarios *Avec et Sans l'Entente* pour déduire la rentabilité de l'Entente.

³⁷ Pièce B-0005, page 29.

³⁸ B-0005, page 15.

Il serait opportun de noter que dans un scénario Sans l'Entente, le Distributeur ne procéderait pas à des transactions d'achat et de revente sur une base horaire. Il ne peut cependant pas quantifier le nombre d'heures durant lesquelles il aurait à réaliser des transactions d'achat ou de revente:

« 3.2 Veuillez indiquer si, dans le scénario sans modulation, le Distributeur prévoit procéder à des transactions d'achat ou de revente sur les marchés de court terme à chacune des heures d'une année. Dans la négative, veuillez préciser votre réponse en indiquant, entre autres, le nombre d'heures par année où le Distributeur prévoit procéder à des transactions sur les marchés de court terme.

Réponse :

Dans un scénario sans l'Entente, le Distributeur ne procéderait pas à des transactions sur une base horaire. Il ne peut cependant pas quantifier le nombre d'heures durant lesquelles il aurait à réaliser des transactions d'achat ou de revente. Dans un tel scénario, le Distributeur évalue entre 1,2 TWh et 1,4 TWh les volumes annuels d'achats sur les marchés et entre 0,7 TWh et 1,8 TWh les volumes de revente pour les années 2012 à 2014, tel que présenté aux pages 17 à 19 de la pièce HQD-1, Document 1.[...] »³⁹ (mes soulignés)

Selon moi, cette façon de faire du Distributeur n'est pas cohérente avec l'approche de simulation sur une base horaire adoptée par le Distributeur pour le scénario Avec l'Entente.

Le Distributeur présente comme suit les résultats de son évaluation basée sur la simulation :

« Pour les trois années couvertes par l'Entente, la moyenne des résultats obtenus basés sur les 36 années de climatologie montre un **coût moindre** pour le scénario avec entente de modulation que pour le scénario sans entente de modulation. Le bénéfice de l'Entente est croissant sur les trois années, passant de 3,8 M\$ en 2012 à 16,4 M\$ en 2014. Ce résultat s'explique par la meilleure utilisation des surplus, lesquels deviennent plus importants notamment à la suite des mises en service de production éolienne, à la fin des années 2012 et 2013.»⁴⁰

Cependant, il faut noter que les bénéfices de l'Entente mentionnés ci-haut reflètent la moyenne des résultats obtenus sur les 36 années de climatologie. Dans un petit nombre de cas, comme en 2012 où les surplus sont moins importants et les cas climatologiques très froids, l'Entente entraînerait une **augmentation des coûts**⁴¹.

Le Distributeur a aussi étudié la sensibilité des résultats avec le prix à terme (voir le tableau suivant). Les résultats montrés au tableau suivant montrent que la rentabilité de l'Entente diminue avec une baisse des prix à terme, et augmente avec une hausse des prix à terme.

³⁹ Pièce B-0012, page 14 (Réponse du Distributeur à la question 3.2 de la Régie).

⁴⁰ Pièce B-0005, page 19.

⁴¹ Pièce B-0005, page 20, ligne 12.

Résultats de simulation effectuée par le Distributeur

(Pièce B-0005, page 24, tableau 3.6)

Gain (Perte) en M\$ de l'Entente

	2012	2013	2014
Selon le cas moyen	3.8	13.6	16.4
Avec une baisse de 10% du prix à terme	-2.3	2.5	1.9
Avec une hausse de 10% du prix à terme	7.4	20.6	25.8

Par ailleurs, le Distributeur a produit une analyse de rentabilité en comparant le scénario *Avec Entente* à un scénario *Avec Prolongation de l'Entente d'intégration éolienne* en vigueur. Le gain généré avec le scénario *Avec Entente* atteindrait alors 25 M\$ en 2012, 53 M\$ en 2013 et 68 M\$ en 2014⁴².

Le Distributeur explique comme suit ces résultats :

« Les services rendus par l'Entente étant plus complets que ceux de l'entente d'intégration éolienne, ils permettent une réduction importante des coûts d'approvisionnement. »⁴³

Selon moi, le fait que l'Entente ne stipule plus un profil de livraison éolienne uniforme à toutes les heures de l'année contribue à sa rentabilité relativement élevée par rapport à l'entente d'intégration éolienne en vigueur.

Sur la base des résultats de la simulation effectuée par le Distributeur et présentée à la pièce B-0005, je suis d'avis que fort probablement l'Entente serait **plus économique** que l'alternative *Sans l'Entente* **sur la période 2012-2014**. Il serait opportun de rappeler que mon avis tient compte du fait que le Distributeur devrait composer avec plusieurs aléas reliés au besoin de sa clientèle, à la climatologie, à la production variable et difficilement prévisible de ses contrats éoliens, ainsi qu'à la fluctuation des prix d'énergie sur les marchés.

Il est à remarquer que l'Entente n'est pas sans risque pour le Distributeur, puisque dans certains cas, il serait possible qu'il accuse des pertes financières à *une année donnée*.

Cependant, les effets des situations exceptionnelles et ponctuelles des approvisionnements et de la demande s'amenuiseront lorsqu'on considère la rentabilité de l'Entente sur une période plus longue. Ainsi, fort probablement, l'Entente serait plus économique que le scénario *Sans l'Entente* de façon **globale** sur une période de 3 ans, soit de 2012 à 2014.

Notons finalement qu'un cycle du compte de modulation plus long qu'un an aurait pu réduire les risques de pertes financières du Distributeur.

⁴² B-0005, page 25.

⁴³ Pièce B-0005, page 25, ligne 8.

16. Impacts de l'Entente sur la revente des surplus du Distributeur

Dans le préambule de l'Entente, on note 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 ».

Selon ma compréhension de l'Entente, cet attendu implique que tout surplus découlant de l'application de l'Entente doit être revendu au Producteur en vertu de l'article 3.1.2 de l'Entente, et non aux tiers. Cependant, il n'empêche pas le Distributeur de revendre à quiconque les surplus découlant des contrats non-assujettis à l'Entente.

Ceci a été confirmé par le Distributeur en réponse à la question 8.1 de UC :

« Demande(s) :

8.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'attendu cité à la référence (i) ne défend pas le Distributeur de revendre ses surplus énergétiques en autant que l'entente ne soit pas utilisée à des fins spéculatives. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

L'Entente n'empêcherait pas le Distributeur de revendre tout surplus, sauf ceux découlant des « approvisionnements postpatrimoniaux assujettis » tels que définis au paragraphe 1.2 de l'Entente.

Le paragraphe 3.1.2 de l'Entente mentionne que les « approvisionnements postpatrimoniaux assujettis » sont automatiquement ajoutés au compte de modulation. »⁴⁴

Dans sa réponse à la question 8.3 de UC, le Distributeur précise même que cet attendu de l'Entente ne l'empêche pas de revendre les surplus découlant des contrats de base et cyclable avec le Producteur et des retours d'énergie des contrats d'énergie différée :

« 8.3 Veuillez préciser clairement dans quelles circonstances le Distributeur pourrait procéder à la revente de ses surplus.

Réponse :

Si les approvisionnements découlant des contrats postpatrimoniaux qui ne sont pas assujettis à l'Entente (contrats avec HQP et **retours d'énergie** programmés à partir des conventions d'énergie différée) se retrouvaient en surplus, le Distributeur pourrait procéder à leur revente sur les marchés. Plus précisément, les circonstances qui pourraient mener à la revente de ces approvisionnements sont celles découlant d'un scénario climatique chaud.⁴⁵ (mes soulignés).

Cet attendu de l'Entente n'empêche pas non plus le Distributeur de revendre les surplus potentiels découlant de TCE (voir réponse du Distributeur à la question 7.1 de UC).

⁴⁴ Pièce B-0005, page 10.

⁴⁵ Pièce B-0005, page 11.

En somme, l'Entente n'empêche pas le Distributeur de revendre les surplus découlant des contrats *non-assujettis*, y compris, le cas échéant, les retraits d'énergie des contrats d'énergie différée.

17. Nécessité de suivi détaillé de l'application éventuelle de l'Entente

L'application éventuelle de l'Entente implique sa gestion quotidienne par le Distributeur, en tenant compte de l'état du reste de l'ensemble de ses approvisionnements, incluant les contrats d'énergie différée⁴⁶.

La gestion opérationnelle du Distributeur a donc des impacts sur les coûts d'approvisionnements que devront supporter les consommateurs. Elle pourrait aussi affecter la rentabilité des opérations du Producteur compte tenu des dispositions de l'Entente relatives à la vente du solde du compte de modulation et des contrats d'énergie de base, cyclable et d'énergie différée avec le Producteur.

Dans le cas où la Régie approuve l'Entente, il serait donc important qu'elle fasse un suivi détaillé de son application afin de protéger les consommateurs et de s'assurer de l'équité envers tous les participants de l'industrie énergétique.

Au sujet du suivi de l'application éventuelle de l'Entente, il serait opportun de lire les questions 23.2, 23.3, et 23.4 de UC et les réponses du Distributeur :

« 23.2 Veuillez confirmer que dans le cas où l'entente serait approuvée par la Régie, le Distributeur serait en mesure de lui fournir de façon détaillée, les coûts prévus de différentes ressources énergétiques (contrats assujettis à l'entente et non-assujettis) et **expliquer** l'écart entre les coûts réels et les coûts prévus. Si oui, veuillez indiquer les contrats en question et la **périodicité** des évaluations de coûts effectuées par le Distributeur. Si non, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Comme par le passé, le Distributeur fournira les coûts réels et prévus de tous les contrats assujettis à l'Entente et des contrats avec le Producteur (cyclable, base, conventions d'énergie différée). De même, le Distributeur déposera les coûts de l'Entente (coûts du service de modulation). Conformément à la pratique actuelle, cet exercice pourra être reproduit sur une **base annuelle** et les résultats déposés à la Régie.

23.3 Selon le Distributeur, quels sont les mécanismes et les indicateurs de performance qui seraient appropriés pour assurer à la Régie que l'entente sera appliquée correctement dans le but de minimiser le coût total des approvisionnements électriques aux consommateurs québécois et ne donne pas d'avantages indus au Producteur.

Réponse :

Voir la réponse à la question 23.2.

⁴⁶ Voir description sommaire du Distributeur de sa méthode de gestion opérationnelle des approvisionnements dans ses réponses aux questions 7.2 et 7.3 d'UMQ.

23.4 Veuillez indiquer la **périodicité** souhaitée par le Distributeur de la soumission à la Régie des indicateurs de performance relative à l'application de l'entente dans l'éventualité où l'entente serait approuvée.

Réponse :

Voir la réponse à la question 23.2. »⁴⁷ (mes soulignés)

Le Distributeur se propose donc de fournir à la Régie tous les coûts prévus et réels des contrats affectés directement et indirectement par l'Entente sur une base annuelle.

Selon moi, la proposition du Distributeur serait appropriée, à condition que les coûts prévus et réels de tous les contrats et conventions avec le Producteur que le Distributeur se propose de soumettre à la Régie soient accompagnés d'explications appropriées du Distributeur.

Compte tenu de ce qui précède, je recommande respectueusement que la Régie exige du Distributeur un **suivi détaillé** de tous les coûts d'approvisionnement et des revenus de revente qui seraient affectés par l'application éventuelle de l'Entente sur une base annuelle. Ce suivi détaillé devrait comprendre, entre autres éléments, les coûts réels et prévus et les explications appropriées se rapportant aux éléments suivants :

1. Le service de modulation prévu dans l'Entente;
2. Le service de puissance complémentaire prévu dans l'Entente;
3. Les services complémentaires prévus dans l'Entente;
4. L'état d'évolution du solde du compte de modulation pour chacune des années de la période 2012-2014;
5. La revente du solde du compte de modulation et son prix;
6. L'utilisation du contrat cyclable;
7. L'utilisation du contrat d'énergie de base avec le Producteur;
8. L'utilisation du contrat d'électricité patrimoniale;
9. L'utilisation des contrats d'énergie différée;
10. L'achat et la revente de la puissance et d'énergie sur les marchés pour chacune des années de la période 2012-2014.

18. Conclusion et recommandations

Compte tenu de ce qui précède, je suis d'avis que le projet de l'Entente globale de modulation (EGM) du Distributeur est pertinent pour le cas du Distributeur, considérant l'évolution prévisible des besoins des consommateurs et des approvisionnements contractés par le Distributeur, notamment les contrats éoliens dont la production est variable et difficilement prévisible.

Le service de modulation tel que *défini* dans l'Entente pose au Producteur ou à tout concurrent potentiel des conditions techniques très exigeantes, notamment la modulation à toutes les heures d'une année donnée et la collaboration quotidienne avec le Distributeur.

⁴⁷ Pièce B-0019, page 30.

Ce service est unique, et le Producteur détient à toutes fins pratiques le « monopole » de ce service au Québec.

Dans son appréciation de l'Entente, la Régie devrait donc tenir compte du caractère monopolistique détenu par le Producteur à l'égard du service de modulation défini dans l'Entente, notamment à l'égard de son prix.

Le compte de modulation défini dans l'Entente permettrait au Distributeur d'utiliser, sous certaines conditions, ses surplus estivaux pour satisfaire les besoins hivernaux des consommateurs. Cette capacité du compte de modulation de « transformer » les surplus d'été du Distributeur en « approvisionnements hivernaux » est un aspect particulièrement intéressant pour le Distributeur et donc pour les consommateurs, compte tenu des profils caractéristiques des besoins du Distributeur et de la production des contrats assujettis.

La facture du service de modulation représente environ 87% du coût total de l'Entente; or, le Distributeur a reconnu que son prix n'a pas de base méthodologique ni référence. On ne peut donc pas l'apprécier de façon isolée; mais, il faudrait plutôt le faire par le truchement de l'analyse économique effectuée par le Distributeur qui étudie l'ensemble des éléments de l'Entente.

Considérant l'état des surplus du Distributeur, je suis d'avis qu'il serait peu probable que le solde du compte de modulation soit négatif à la fin de chacune des années de la période 2012-2014. Toutefois, considérant le prix très élevé à payer pour un solde négatif, j'estime qu'il serait important que la Régie s'assure lors de ses suivis que le Distributeur a bien pris tous les dispositions et moyens utiles et nécessaires afin de s'assurer que le solde du compte de modulation ne soit pas négatif.

L'application éventuelle de l'Entente génèrerait fort probablement des soldes positifs du compte de modulation relativement élevés, incluant certaines quantités d'énergie supplémentaires par rapport au cas Sans l'Entente.

Ainsi, si la Régie approuve l'Entente, son application implique qu'en moyenne la totalité ou la presque totalité des surplus du Distributeur sera revendue au Producteur, laissant peu de place tant aux autres acheteurs potentiels qu'au développement d'un marché de la revente et d'outil de gestion et de revente par le Distributeur.

L'Entente n'empêche pas le Distributeur de revendre les surplus découlant des contrats non-assujettis, y compris, le cas échéant, les retraits d'énergie des contrats d'énergie différée.

Lorsque le solde du compte de modulation est négatif, l'Entente prévoit une « pénalité » au Distributeur. Son prix établi à 91,54 \$CAN/MWh m'apparaît juste, compte tenu du caractère involontaire des soldes négatifs.

Quant au prix plancher applicable à la revente du solde du compte de modulation, il constituerait une bonne protection du Distributeur et donc de sa clientèle.

J'estime également que le prix de revente du 1^{er} TWh du solde du compte de modulation fixé dans l'Entente est acceptable, sans être le plus avantageux ou optimal, pour le Distributeur et sa clientèle, compte tenu notamment du caractère variable et difficilement prévisible de ces

surplus. Par contre, j'ai des **réserves** relativement à la considération du Distributeur de l'effet de volume sur les prix applicables au solde du compte de modulation (formule M-5 retenue dans l'élaboration du prix du 1^{er} TWh et formule de prix dégressifs). La considération de l'effet Volume-Prix avancée par le Distributeur avantagerait le Producteur dans ses opérations d'achat d'énergie.

Relativement au service de puissance complémentaire *défini* dans l'Entente, il est étroitement lié au service de modulation *décrit* dans l'Entente. Sur ce sujet, il importe de rappeler que la puissance complémentaire est une condition nécessaire à la modulation; mais elle n'est pas suffisante à elle seule pour réaliser le service de modulation *défini* dans l'Entente.

Sur le plan pratique, si la Régie demandait au Distributeur de faire un ou des appels d'offre pour de la puissance complémentaire, cela ne permettrait probablement pas l'implantation de l'Entente dès 2012. Dans ce cas, le Distributeur et le Producteur re-négocierait fort probablement une autre entente de *modulation* et rien ne garantit une conclusion à court terme.

Quant à la puissance complémentaire, son prix plancher de 2\$/kW-mois fixé dans l'Entente fait en sorte que les risques financiers ne sont pas égaux pour le Producteur et le Distributeur.

Signalons également que les appels d'offres potentiels pour de la puissance complémentaire pourraient faire baisser son coût. Cependant, même avec un **coût nul** de la puissance complémentaire, la rentabilité de l'Entente demeurerait, si l'on se fie aux résultats de l'évaluation de la rentabilité de l'Entente effectuée par le Distributeur.

Par ailleurs, il me paraît que les prix des services complémentaires indiqués dans l'Entente sont bien justifiés et que l'ampleur des coûts prévus de ces services ne constitue pas un enjeu dominant de ce dossier, bien que les services complémentaires soient requis pour assurer la sécurité et la fiabilité énergétique des approvisionnements.

Sur la base des résultats de la simulation effectuée par le Distributeur et présentée à la pièce B-0005, je suis d'avis que fort probablement l'Entente serait **plus économique** que l'alternative *Sans l'Entente* **sur la période 2012-2014**. Il serait opportun de rappeler que mon avis tient compte du fait que le Distributeur devrait composer avec plusieurs aléas reliés au besoin de sa clientèle, à la climatologie, à la production variable et difficilement prévisible de ses contrats éoliens, ainsi qu'à la fluctuation des prix d'énergie sur les marchés.

Il est à remarquer que l'Entente n'est pas sans risque pour le Distributeur, puisque dans certains cas, il serait possible qu'il accuse des pertes financières à *une année donnée*. Cependant, les effets des situations exceptionnelles et ponctuelles des approvisionnements et de la demande s'amenuiseront lorsqu'on considère la rentabilité de l'Entente sur une période plus longue. Ainsi, fort probablement, l'Entente serait plus économique que le scénario Sans l'Entente de façon **globale** sur une période de 3 ans, soit de 2012 à 2014. Notons finalement qu'un cycle du compte de modulation plus long qu'un an aurait pu réduire les risques de pertes financières du Distributeur.

Dans l'éventualité où la Régie approuve l'Entente, je recommande respectueusement que la Régie exige du Distributeur un **suivi détaillé** de tous les coûts d'approvisionnement et des revenus de revente qui seraient affectés par l'application éventuelle de l'Entente sur une base annuelle. Ce suivi détaillé devrait comprendre, entre autres éléments, les coûts réels et prévus

et les explications appropriées se rapportant aux éléments indiqués à la section 17 du présent rapport.

Finalement, dans cette éventualité, je recommande que la Régie indique au Distributeur que dans ses futures négociations de contrats de service de modulation ou de revente d'énergie, il devrait considérer **avec réserve** la formule M-5 ou la formule de prix dégressifs, et porter une attention particulière aux autres éléments susceptibles d'augmenter ses revenus de revente tels une formule de partage de risques et de profits avec les acheteurs potentiels de ses surplus.

Prise dans son ensemble et malgré les quelques réserves que j'ai exprimées au présent rapport, sur la base d'une approbation d'un ensemble d'éléments pris globalement et non d'une approbation à la pièce de chacun des éléments pris de manière individuelle, je suis d'avis que sur un plan purement économique, l'EGM soumise par le Distributeur serait **acceptable** pour les consommateurs québécois.