

CANADA PROVINCE DE QUÉBEC DISTRICT DE MONTRÉAL DOSSIER R-3775-2011	RÉGIE DE L'ÉNERGIE <i>Demande d'approbation d'une entente globale de modulation</i> R-3775-2011
---	--

MÉMOIRE DU GRAME

Préparé par

Mme Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats enrg.

En collaboration avec

Mme Valentina Poch
Analyste pour le GRAME

Pour le GRAME

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 17 novembre 2011

MANDAT

Le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau, analyste en énergie et environnement. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études commerciales de l'Université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQAM. Elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME aux dossiers précédents du Distributeur portant sur les enjeux abordés dans ses présentes observations au dossier R-3748-2010.

Le GRAME a retenu également les services de Mme Valentina Poch qui a collaboré à certains volets de recherches dans le cadre de ce mémoire. Madame Poch détient une formation de premier cycle en sciences biologiques de l'UQAR et une maîtrise en aménagement du territoire et développement régional de l'Université Laval. Elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME aux dossiers précédents du Distributeur.

TABLE DES MATIÈRES

MANDAT.....	3
I RÔLE DU DISTRIBUTEUR.....	6
<i>Définition de distributeur d'électricité</i>	7
II. RÉDUCTION DES ACHATS DE COURT TERME.....	9
Croissance des besoins de services complémentaires lié aux Ressources intermittentes renouvelables.....	9
ACHATS DE COURT TERME	11
<i>L'entente de modulation réduit les besoins en puissance du plan d'approvisionnement.</i>	14
<i>L'Entente de modulation réduit les achats de court terme – énergie du plan d'approvisionnement.</i>	15
Conclusion	15
III PORTÉE DE L'ENTENTE.....	16
IV LES DÉCRETS GOUVERNEMENTAUX ET L'EGM.....	19
CONCLUSION.....	24

I RÔLE DU DISTRIBUTEUR

Le GRAME a pris position devant la Régie de l'énergie à de nombreuses reprises sur la question du rôle du Distributeur et de ses surplus énergétiques :

Le GRAME était particulièrement préoccupé, tel que mentionné dans son mémoire, par la question des surplus. Nous réitérons ici nos propos concernant la gestion des surplus énergétiques. De notre compréhension, il est plus avantageux pour la société québécoise de retourner les surplus énergétiques, lorsqu'ils s'avèrent importants, chez le Producteur. Les présentes ententes font plus que simplement les retourner mais permettent également de garder en réserve de l'énergie non utilisée pour une période subséquente lorsqu'elle sera nécessaire.

(...)

Le GRAME rappelait que les équipements de la division Production sont des biens collectifs et que le plan d'approvisionnement du Distributeur est préparé dans le but de satisfaire les marchés québécois et non pas de générer des profits à même les équipements de production de la société d'État pour les distribuer à sa clientèle.

Le GRAME ajoutait également que le rôle du Distributeur est de distribuer et non pas de générer des profits et qu'il vaut mieux pour la société québécoise que les profits, le cas échéants, générés par les biens collectifs de la société d'État profitent à tous les Québécois et non pas directement à ceux qui consomment de l'énergie produite par ces biens collectifs.

Référence : R-3648-2007, phase 1, C-5-12-GRAME-Mémoire, page 16 sur 24

Le GRAME se positionnait également au dossier R-3689-2009¹ sur les principes de l'Entente globale cadre pour la période du 1^{er} janvier 2009 au 31 décembre 2013, qui permettait d'éviter de programmer des approvisionnements excédentaires ou insuffisants de *dernière minute* afin que le Distributeur se concentre sur son rôle de distributeur.

Le GRAME faisait valoir que dans une perspective de développement durable, pour l'ensemble de la société québécoise, le Producteur possède les outils de stockage de l'énergie et de puissance lui permettant de revendre l'énergie excédentaire lorsque les prix affichés sont favorables, ce qui n'est pas le cas de Distributeur.

Le GRAME faisait également valoir le fait qu'on peut faire un parallèle entre la gestion des surplus d'approvisionnement et appliquer la même logique et que dans décision la D-

¹ R-3689-2009, C-7-4 GRAME

2005-178², la Régie abonde dans le sens de s'assurer que le Distributeur doit prévoir une alimentation fiable des marchés québécois, quitte à réduire les quantités achetées, reporter le lancement d'autres et conclure des Ententes avec des fournisseurs pour réduire les livraisons :

« Bien que l'incertitude sur la prévision des besoins soit généralement plus grande à cinq ans d'avis qu'à quatre ans, le Distributeur peut, dans le cas d'un scénario de demande plus faible, réduire les quantités qu'il achète pendant le processus de sélection des offres, reporter le lancement d'autres appels d'offres, utiliser les options de report incluses dans les contrats, réduire les quantités des produits flexibles et conclure des Ententes avec ses fournisseurs pour réduire les livraisons. »

Référence : D-2005-178, R-3550-2004, page 11

L'Entente globale de modulation permet de réduire les livraisons lorsque nécessaire et de les reporter. L'EGM apporte donc un élément de flexibilité non négligeable au Distributeur.

Définition de distributeur d'électricité

Le GRAME est d'avis que l'EGM permettrait au Distributeur de se rapprocher de son rôle tel que défini par la LRÉ, en réduisant ses activités liées à la négociation de contrats d'électricité.

Extrait

Loi sur la Régie de l'énergie (art.2)

Définitions

2. Dans la présente loi, à moins que le contexte n'indique un sens différent, on entend par:

«distributeur d'électricité»;

«distributeur d'électricité»: Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité;

«fournisseur d'électricité»;

«fournisseur d'électricité»: quiconque étant producteur ou négociant d'électricité fournit de l'électricité;

² Référence : D-2005-178, R-3550-2004, page 11

La présente *Entente* s'inscrit, de notre avis, dans le respect des rôles respectifs du Distributeur et du Producteur.

Le GRAME est d'avis que le Distributeur n'a pas les outils de gestion et de stockage (Réservoir) lui permettant d'éviter l'injection de volume d'énergie sur le marché de court terme lorsqu'il fait face à des surplus. Ce manque d'outils de stockage peut faire en sorte que le prix de revente des surplus ne soit pas optimal pour le Distributeur, contrairement au Producteur (Hydro-Québec dans ses activités de production).

Par ailleurs, le Distributeur le précise en réponse à une demande de la Régie, que son expérience récente *en matière de revente de surplus a démontré que l'ajustement de 5 \$ à la baisse prévaudra pour de plus petits volumes de reventes.*³

Le Distributeur mentionne de plus que *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,*⁴ alors que le Producteur peut, selon le GRAME, attendre d'obtenir des prix plus favorables et stocker son énergie à même ses réservoirs hydrauliques, ce qui fait de l'EGM une solution optimale pour les deux parties concernées. De plus, le Distributeur confirme qu'*il en retire des revenus supérieurs en revendant le solde au Producteur*⁵ que s'il revendait lui-même le solde de fin d'année du compte, ce qui fait sens puisque le Producteur pourra probablement, via ses outils de stockage, en retirer des revenus supérieurs⁶.

³ HQD-2, doc.1, RDR 11.2

⁴ HQD-2, doc.1, RDR 11.2

⁵ HQD-2, doc.1, RDR 13.1

⁶ HQD-2, doc.1, RDR 13.1

II. RÉDUCTION DES ACHATS DE COURT TERME

Croissance des besoins de services complémentaires lié aux Ressources intermittentes renouvelables

Le GRAME est d'avis que l'addition de ressources intermittentes renouvelables du plan d'approvisionnement 2011-2020 liée à la mise en place de la Stratégie énergétique du Québec implique une croissance des besoins en services complémentaires, tels que ceux offerts par l'EGM.

Tel que mentionné dans son rapport au dossier R-3748-2010, le GRAME s'est positionné en faveur de la négociation d'une entente globale de modulation.

Concernant la pointe hivernale de 2010-2011, tel que décrit à la section 4.1.2, R-3748-2010, HQD-1, Document 1, dans le cadre des conventions d'énergie différée, *Le taux de livraison majoré des deux contrats (en base et cyclable combinés) atteindra 1 150 MW, ce qui correspond à des retours d'énergie de 550 MW, soit 150 MW de plus que la puissance garantie par ces conventions.*

De plus, toujours au dossier R-3748-2010, afin de réduire davantage le recours au marché de revente à court terme pour les surplus d'énergie demeurant au bilan, le Distributeur nous précise quels autres moyens sont envisagés pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, soit *négocier une entente de modulation des livraisons de la centrale de TCE et une entente globale de modulation avec le Producteur.*⁷

Le GRAME s'est positionné au dossier R-3748-2010 afin de minimiser le recours à des ressources thermiques non renouvelables pour la contribution des marchés de court terme en puissance. La preuve du Distributeur indiquait qu'il pourrait faire appel aux marchés de court terme pour satisfaire ses besoins de puissance à la hauteur de 1000 MW.⁸

De plus, le Distributeur nous indiquait pour ce qui est de la contribution des marchés de court terme en puissance et en énergie pour satisfaire les approvisionnements du Distributeur, au-delà de ceux à long terme, qu'*Outre les appels d'offres qui répondent aux décrets du gouvernement du Québec spécifiant une source particulière d'approvisionnement en électricité, le Distributeur ne fait pas de distinction entre les sources d'approvisionnement.*⁹

Au dossier R-3748-2010, le GRAME démontrait que la Stratégie propose également *Le plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques (PACC)* et le *Fonds vert*, dont les sommes sont prélevées par la Régie, pour soutenir ses actions, de même que la production d'électricité à partir de cogénération à la biomasse.

⁷ R-3748-2010, HQD-4, Document 5, RDDR no 1 du GRAME, RDDR 4.3, pages 25 et 26.

⁸ R-3748-2010, HQD-1, Doc. 1, Section 3.3.4 Contribution des marchés de court terme en puissance, p. 27

⁹ R-3748-2010, HQD-4, Document 5, RDDR no 1 du GRAME, Q3.1.5, page 15

Même si le couplage éolien-diesel est probablement l'élément de la Stratégie qui réduira le plus les émissions de GES générées par la production d'électricité au Québec, comparativement à la cogénération à la biomasse, le législateur émettait un nouveau décret concernant la cogénération à la biomasse, soit le Décret 916-2008 ou *Règlement sur l'énergie produite par la cogénération à la biomasse* qui prévoit un bloc d'énergie de 125 MW à partir de nouvelles installations de cogénération à la biomasse.

Concernant le plan d'approvisionnement, on constate que le Distributeur a lancé **deux appels d'offres de long terme**, visant l'acquisition de 125 MW d'électricité produite par de la **cogénération à la biomasse** (A/O 2009-01)¹⁰ et que parmi son portefeuille d'approvisionnement figure 8 MW de puissance à la pointe pour la Cogénération (A/O 2004-02) et de 16 à 19 MW pour la Biomasse I (A/O 2003-01).

Les deux nouveaux appels d'offres visant 125 MW permettront de multiplier par six (6) la quantité totale de fourniture du plan d'approvisionnement pour la cogénération à la biomasse, si on inclut les contrats précédents. D'où le constat que les objectifs de la Stratégie énergétique du Québec ont un impact significatif sur la diversification de la fourniture d'électricité inscrite dans le plan d'approvisionnement du Distributeur. **Le lien est clair et direct.**

Le GRAME a fait la démonstration qu'il existe un lien clair et précis entre la Stratégie énergétique et les décrets émis concernant des ressources énergétiques qui s'avèrent être des ressources renouvelables de type intermittent.

Le GRAME a ciblé des éléments clés qui devront être suivis au cours de l'évolution du plan d'approvisionnement dans les dix prochaines années, dont certaines pourront avoir besoin de service complémentaires, comme

- l'atteinte et le maintien du bloc de 150 MW issu de projets communautaires pour les petites centrales hydroélectriques ;
- l'ajout de blocs d'énergie éolienne, suite à l'ajout de ressources hydroélectriques ; et
- l'atteinte et le maintien de 150 MW d'énergie électrique de cogénération à la biomasse.

Le GRAME est d'avis que l'ajout de certaines de ces ressources énergétiques intermittentes au cours de l'évolution du plan d'approvisionnement dans les dix prochaines années nécessitera notamment des besoins et des services, tels que ceux offerts par l'Entente de modulation proposée.

¹⁰ R-3748-2010, HQD-1, Document 1, Page 7

Pour ces raisons, le GRAME est d'avis qu'une Entente de modulation est utile et nécessaire dans le contexte énergétique du Québec et de la mise en œuvre de la Stratégie énergétique du Québec.

ACHATS DE COURT TERME

Les références, ci-dessus, font état d'une réduction significative des achats de court terme. Le Distributeur mentionne que l'Entente élimine pratiquement toutes transactions de court terme visant la revente de surplus.¹¹

D'une part, l'Entente réduira significativement les achats de court terme, étant donné la possibilité pour le Distributeur de procéder à des retraits du compte de modulation presque sans contraintes en hiver, soit lorsque les besoins réguliers du Distributeur sont inférieurs à 32 000 MW. D'autre part, puisque le Producteur rachète tout solde positif du compte de modulation, l'Entente élimine pratiquement toutes transactions de court terme visant la revente de surplus. Cette modalité est une particularité importante de l'Entente puisqu'elle permet d'éviter les coûts du transport et les frais rattachés aux transactions. (Notre souligné)

Référence : HQD-1, document 1, pages 13, lignes 9 à 21

De plus l'Entente favoriserait l'optimisation des approvisionnements puisque dans un cas de scénario climatique froid, davantage de surplus générés en été seraient utilisés en hiver, minimisant ainsi les achats de court terme.¹²

« L'Entente facilitera l'optimisation des approvisionnements du Distributeur, peu importe la climatologie devant survenir. Ainsi, les retraits du compte de modulation seraient plus importants dans le cas d'un scénario climatique froid. De cette façon, davantage de surplus générés en été seraient utilisés en hiver, minimisant ainsi les achats de court terme. À l'inverse, advenant un scénario climatique chaud, le Distributeur réduira ses retraits du compte de modulation, ce qui se traduira par un solde de fin d'année plus important, lequel sera acheté par le Producteur à un prix avantageux pour le Distributeur. Dans tous les cas, l'Entente favorisera une meilleure utilisation de l'électricité patrimoniale. De

¹¹ HQD-1, document 1, page 13, lignes 9 à 21

¹² HQD-1, document 1, page 13

façon générale, l'Entente permettra au Distributeur d'éviter des achats qu'il pourrait devoir revendre par la suite, ou l'inverse, s'il survenait un aléa important sur la demande ou l'offre, atténuant ainsi les risques et les coûts associés à de tels aléas. » (Notre souligné)

Référence : HQD-1, document 1, pages 13 et 14

Cependant, selon l'Entente, le Producteur pourra refuser en totalité ou en partie les quantités demandées excédant la valeur horaire garantie.¹³

« Toutefois, pour chacune des heures où la prévision des besoins réguliers du Distributeur est égale ou supérieure à 32 000 MW, le Producteur pourra refuser en totalité ou en partie les quantités demandées excédant la valeur horaire garantie ». (Notre souligné)

Référence : HQD-1, document 1, pages 7, lignes 15 à 18

De plus, selon les scénarios climatiques étudiés par le Distributeur, *« les retraits du compte de modulation seraient plus importants dans le cas d'un scénario climatique froid. De cette façon, davantage de surplus générés en été seraient utilisés en hiver, minimisant ainsi les achats de court terme¹⁴ »* et *« à l'inverse, advenant un scénario climatique chaud, le Distributeur réduira ses retraits du compte de modulation. »¹⁵*

Le Distributeur mentionne également que *« l'Entente permettra au Distributeur d'éviter des achats qu'il pourrait devoir revendre par la suite, ou l'inverse. »¹⁶*

Concernant les besoins en puissance, l'Entente fournira une *puissance complémentaire en hiver et les services complémentaires additionnels requis*, de même que permettra une réduction des coûts d'approvisionnements de près de 34 M\$, sur trois ans (Scénario moyen).

De plus, elle fournira une puissance complémentaire en hiver et les services complémentaires additionnels requis. Elle permettra au Distributeur de réduire ses coûts d'approvisionnements de près de 34 M\$ pour les trois années couvertes, dans un scénario moyen (voir la section 3.3).

Référence : HQD-1, document 1, page 6 et 7

Pour le cas de l'année 2012, le Distributeur mentionne que *« Considérant les surplus moins importants en 2012, les cas climatologiques très froids sont les seuls pour lesquels la modulation entraînerait une augmentation des coûts¹⁷ ».*

¹³ HQD-1, document 1, page 7

¹⁴ HQD-1, document 1, pages 13 et 14

¹⁵ HQD-1, document 1, pages 13 et 14

¹⁶ HQD-1, document 1, pages 13 et 14

¹⁷ HQD-1, document 1, page 20

Considérant les surplus moins importants en 2012, les cas climatologiques très froids sont les seuls pour lesquels la modulation entraînerait une augmentation des coûts, estimée à 7 M\$ pour la moyenne des 7 cas sur les 36 qui sont situés au-delà d'un écart type sur la demande annuelle.

Référence : HQD-1, document 1, page 20

À la lecture de l'ensemble de ces éléments, le GRAME ne peut déterminer la réduction probable nette des achats de court terme, ces derniers devant être soustraits de la réduction de la revente à court terme, ni déterminer la réduction probable des achats directs de court terme en fonction des scénarios de climatologie pour la durée de l'Entente. Un tel calcul devant également considérer le maximum prévu (HQD-1, document 1, pages 7, lignes 15 à 18) pour lequel le Producteur pourra refuser les quantités demandées excédant la valeur horaire garantie.

Ainsi, le GRAME demandait au Distributeur (1) les données prévisibles de réduction des achats de court terme (en unité de quantité d'énergie) pour chacune des années de l'Entente et ce, en fonction des scénarios de dispersion des 36 cas climatologiques, (2) les données prévisibles de réduction de la revente à court terme de surplus (en unité de quantité d'énergie) pour chacune des années de l'Entente et ce, en fonction des scénarios de dispersion des 36 cas climatologiques ; et (3) le résultat net pour chacune de ces années toujours en fonction des scénarios de dispersion des 36 cas climatologiques.

Le Distributeur nous avise qu'il doit tenir compte de la *limite imposée lorsque la valeur des besoins réguliers du Distributeur est égale ou supérieure à 32 000 MW. Autrement dit, les quantités retirées du compte de modulation sont toujours équivalentes à la valeur horaire garantie lorsque les besoins sont égaux ou supérieurs à 32 000 MW. Or, la réduction des achats peut être déterminée en soustrayant la quantité d'achats de court terme (revente à court terme) d'un scénario sans l'Entente des quantités d'achats de court terme (revente de court terme) d'un scénario avec l'Entente.*¹⁸

Ainsi, le Distributeur nous explique comment fonctionne le compte de modulation, sans nous donner de valeur estimative du résultat net pour chacune des années. Cependant, nous avons retrouvé cette information en réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements no. 1 de la Régie, pièce HQD-2, doc. 1.

¹⁸ HQD-2, Document 5, Page 8 et 9

L'entente de modulation réduit les besoins en puissance du plan d'approvisionnement.

Le tableau R-3.1-D (HQD-2, doc. 1) indique le bilan en puissance du scénario avec modulation et le tableau R-3.1-B indique le bilan en puissance sans modulation, de même que la puissance additionnelle requise dans les deux cas. Nous avons repris les informations de ces deux tableaux pour comparer l'impact de l'Entente de modulation sur les besoins en puissance.

	2012	2013	2014	
Puissance additionnelle requise	220	930	1360	Sans modulation
	90	680	1010	Avec modulation
	(130)	(251)	(349)	Bilan net
Entente globale de modulation	NA	NA	NA	Sans modulation
	130	251	349	Avec modulation

On peut conclure que les besoins en puissance additionnelle pour le plan d'approvisionnement seront inférieurs avec l'Entente de modulation de 130 MW en 2012, de 251 MW en 2013 et de 349 MW en 2014. On observe aussi une progression des besoins en puissance, telle que présentée par le Distributeur lors du plan d'approvisionnement au dossier R-3748-2010, d'où l'importance de rechercher une solution à la croissance des besoins en puissance.

On observe aux tableaux R-3.1-B et D dans les approvisionnements non patrimoniaux, que les énergies renouvelables intermittentes (biomasse, éolien, biomasse II, petite hydraulique) occupent une place plus importante en puissance en 2014 qu'en 2012. Par exemple, l'éolien fournit en puissance 260 MW en 2012 pour en fournir 697 MW en 2014.

Ainsi, puisque leur part est appelée à progresser dans le bilan de puissance du Distributeur, même si elles restent marginales, la recherche de *garantie de puissance sous forme de convention d'équilibrage* sera en croissance et s'ajoutera aux besoins déjà croissants en puissance au cours des prochaines années, tel qu'en faisait état le Distributeur dans sa preuve au dossier R-3748-2010.

L'Entente de modulation réduit les achats de court terme – énergie du plan d'approvisionnement.

Le tableau R-3.1-A (HQD-2, doc. 1) fait état du bilan en énergie du scénario sans modulation et le tableau R-3.1-C (HQD-2, doc. 1) fait état du bilan en énergie du scénario avec modulation. Nous les avons comparés pour constater que les achats de court terme seraient inférieurs avec l'entente de modulation, soit de 0,7 TWh en 2012 et de 1 TWh en 2013 et 2014.

	2012	2013	2014	
Achats de court terme	1,2	1,4	1,4	Sans modulation
	0,5	0,4	0,4	Avec modulation
	(0,7)	(1,0)	(1,0)	Bilan net
Reventes de surplus	(0,7)	(1,4)	(1,8)	Sans modulation
	(0,1)	(0,0)	(0,0)	Avec modulation
	(0,5)	(1,4)	(1,8)	Bilan net

De plus, si on observe la liste des approvisionnements non patrimoniaux aux Tableaux R-3.1-A et C (HQD-2, doc. 1) Bilan en énergie, figurent les contrats de base et cyclables avec le Producteur, mais également les fournisseurs d'énergie en provenance de la biomasse, de l'éolien et de la petite hydraulique. On observe aussi un accroissement de l'énergie produite par ces ressources dans le bilan de l'énergie entre 2012 et 2014.

Du point de vue des émissions atmosphériques, le bilan net de la revente de surplus, vis-à-vis les achats de court terme, n'est pas représentatif des transactions faites sur les marchés limitrophes au réseau de transport (H-Q dans ses activité de transport), puisque le Producteur est l'intervenant principal de ces ventes d'énergies renouvelables sur ces marchés, tel que le GRAME le fait valoir dans la section sur le rôle du Distributeur vis-à-vis du rôle de Producteur au Québec (section I). **De l'avis du GRAME le bilan net est réduit directement du fait de la réduction des achats de court terme par le Distributeur.**

Conclusion

Le GRAME conclut que l'Entente de modulation permettra la réduction des achats à court terme, la réduction des émissions atmosphérique et une amélioration du bilan des besoins additionnels en puissance. Le GRAME est favorable à l'Entente de modulation pour ces raisons.

III PORTÉE DE L'ENTENTE

L'Entente prévoit les contrats de livraison d'énergie éolienne mais également les livraisons d'énergie associées aux contrats de biomasse et de petite hydraulique, selon l'annexe 1, HQD-1, document 1.

En vue de remplacer l'actuelle entente d'intégration éolienne et de se doter d'un portefeuille plus flexible, le Distributeur a développé une entente plus large qui, outre les contrats de livraisons d'énergie éolienne, englobe aussi les livraisons d'énergie associées aux contrats de biomasse et de petite hydraulique, dont les quantités annuelles sont présentées à l'annexe 1. Elle exclut le contrat de livraison d'électricité en provenance de la centrale de cogénération de TCE, située à Bécancour, dont les livraisons sont prévues être suspendues pour les trois années couvertes par l'Entente. Les contrats avec le Producteur sont également exclus de l'Entente, parce qu'ils font déjà l'objet de conventions qui augmentent leur flexibilité

Référence : HQD-1, document 1, page 7, lignes 16 à 24

Le GRAME demandait au Distributeur de préciser s'il prévoit l'intégration éventuelle d'autres sources énergétiques renouvelables, comme la géothermie, le solaire et les éventuels contrats en efficacité énergétique pouvant être associés à de la production d'énergie dans le cadre d'appels d'offre ?

Les contrats assujettis à l'Entente se limitent à ceux qui figurent à son Annexe 1. Par ailleurs, il n'y a pas de contrats liés à des sources d'énergie solaire ou de géothermie prévus au Plan d'approvisionnement et l'impact de l'efficacité énergétique est capté à même la demande.

Référence : HQD-2, Document 5, page 10, RDR no 3.1

Le Distributeur nous indique que l'Entente se limite aux contrats existants figurant à l'annexe 1 de sa preuve¹⁹.

¹⁹ HQD-2, Document 5, page 10, RDR no 3.1

ANNEXE 1 : APPROVISIONNEMENTS ASSUJETTIS

Livraisons d'énergie (TWh)	2012	2013	2014
Contrats éoliens	3,1	5,7	7,4
Contrats de biomasse	0,2	0,6	0,6
Contrats hydroélectriques	0,1	0,3	0,6
Total	3,4	6,9	8,7

Puissance installée en exploitation (MW)	2011-12	2012-13	2013-14
Contrats éoliens	868	1675	2324
Contrats de biomasse	24	75	76
Contrats hydroélectriques	23	27	109
Total	915	1777	2509

Référence : HQD-1, document 1, page 33

Rappelons la décision de la Régie au dossier R-3748-2010 portant sur les projets en efficacité énergétique associés à de la fourniture d'énergie, pour lesquels **la Régie demande au Distributeur d'examiner le potentiel de ce type de projets et d'évaluer les délais requis pour leur mise en œuvre.**²⁰ De plus, la Régie demande au Distributeur, une fois l'examen complété, *de prendre les mesures nécessaires pour s'assurer que tout le bassin de fournisseurs potentiels de projets pouvant offrir des produits de puissance soit considéré pour répondre à ses besoins*²¹.

[188] Le Distributeur a d'ailleurs confirmé qu'il prévoit inclure les projets d'efficacité énergétique à l'éventuel appel d'offres :

« Cet appel d'offres sera aussi ouvert aux projets d'efficacité énergétique qui répondent aux objectifs de fiabilité en puissance et de contribution en énergie et qui satisfont aux exigences de stabilité, de durabilité et de fiabilité applicables aux sources d'approvisionnement conventionnelles, comme le prévoit la LRÉ (Pièce B-0081, page 10). »

[190] Pour sa part, le GRAME demande que soit réalisée une étude portant sur le potentiel technologique des projets d'efficacité énergétique qui pourraient faire l'objet de soumissions pour un appel d'offres en réseau intégré permettant de rencontrer les besoins en puissance du Distributeur (Pièce C-GRAME-0014, page 7.).

[191] L'AQCIE et le CIFQ indiquent qu'une période de trois ans entre le lancement de l'appel d'offres et la date prévue des premières livraisons est nécessaire afin de permettre l'innovation (Pièce D-AQCIE-CIFQ-0002, page 3.)

²⁰ Par 194, Décision D-2011-162

²¹ Par 194, Décision D-2011-162

[193] La Régie constate que les délais nécessaires pour répondre à un tel appel d'offres sont plus longs pour les offres de produits de puissance issues de projets d'optimisation d'installations existantes que pour celles provenant d'une centrale de production existante.

[194] **À cet égard, la Régie demande au Distributeur d'examiner le potentiel de ce type de projets et d'évaluer les délais requis pour leur mise en oeuvre.** Une fois cet examen complété, la Régie demande au Distributeur de prendre les mesures nécessaires pour s'assurer que tout le bassin de fournisseurs potentiels de projets pouvant offrir des produits de puissance soit considéré pour répondre à ses besoins, de façon à accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'aux projets d'efficacité énergétique.

Comme ces projets en efficacité énergétique n'ont pas encore fait l'objet de l'examen requis par la Régie, l'ajout d'une telle clause devrait être reporté au renouvellement de l'Entente de modulation, si celle-ci s'avérait retenue pas la Régie de l'énergie au présent dossier.

IV LES DÉCRETS GOUVERNEMENTAUX ET L'EGM

La question de la puissance complémentaire à l'énergie éolienne

Le gouvernement a prévu qu'un premier bloc de 1000 MW d'énergie éolienne devait être 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'électricité²²

D-352-2003, Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse

Art. 1, par. 1 : éolienne 1000MW (2006 à 2012)

Art. 1, par. 2 : biomasse 100 MW (2005 à 2010)

Le bloc visé au paragraphe 1 du premier alinéa 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.

Concernant le second bloc de 2000 MW d'énergie éolienne, le gouvernement a prévu qu'il devait être assorti d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire, sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité ou d'un autre fournisseur d'électricité québécois²³.

D-926-2005, Règlement sur le second bloc d'énergie éolienne

Art.1, al. 1 : éolienne 2000 MW (2009 à 2013)

Le bloc visé au premier alinéa est assorti d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'un autre fournisseur québécois ou d'Hydro-Québec, dans ses activités de production d'électricité.

²² Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse, art.1, al. 2

²³ Règlement sur le second bloc d'énergie éolienne, art.1, al.2

La même formulation est reprise pour le bloc de 250MW d'énergie éolienne issu de projets autochtones ainsi que pour le bloc de 250MW d'énergie éolienne issu de projets communautaires²⁴.

D-1043-2008, Règlement sur un bloc de 250MW d'énergie éolienne issu de projets autochtones

Art. 1 : éolienne 250 MW (2012 à 2014)

Ce bloc d'énergie est assorti d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité ou d'un autre fournisseur d'électricité québécois.

D-1045-2008, Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets communautaires

Art. 1 : éolienne 250 MW (2012 à 2014)

Ce bloc d'énergie est assorti d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité ou d'un autre fournisseur d'électricité québécois.

La Régie, dans sa décision D-2011-162, énonce que le service de puissance complémentaire est visé par la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie :

[254] La Régie retient que le service de puissance complémentaire contribuerait au bilan en puissance du Distributeur à la hauteur de 470 MW²²³ 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.

²⁴ *Règlement sur un bloc de 250MW d'énergie éolienne issu de projets autochtones*, art.1, al. 2 et *Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets communautaires*, art. 1, al. 2

La Régie ayant déterminé que le service de puissance complémentaire doit faire l'objet d'un appel d'offres, il semble que la disposition 3.2.1 de l'Entente proposée par le Distributeur ne soit pas conforme à cette décision. La disposition 3.2.1 prévoit en effet que « le Producteur fournit au Distributeur une quantité de puissance complémentaire équivalant à 15% de la puissance installée des contrats éoliens en service commercial », ce qui ne respecte pas les principes applicables à la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi sur la Régie.

Le Distributeur doit également distinguer la provenance de cette puissance complémentaire en fonction des règlements du gouvernement concernant l'intégration de différents blocs d'énergie éolienne.

Ainsi, le décret D-253-2003 prévoit une garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec sous forme de convention d'équilibrage pour le premier bloc de 1000MW d'énergie éolienne.

Les décrets D-926-2005, D-1043-2008, D-1045-2008 prévoient quant à eux un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous la forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne.

La convention d'équilibrage relative au premier bloc doit être souscrite par le Distributeur auprès d'un autre fournisseur québécois ou d'HQP. L'Entente d'intégration d'énergie éolienne doit également être souscrite par le Distributeur auprès d'un autre fournisseur québécois ou d'HQP.

Ainsi, le GRAME soumet à la Régie que la disposition 3.2.1 de l'Entente devrait être modifiée pour prévoir que la puissance complémentaire fera l'objet d'appels d'offres auprès d'un fournisseur québécois ou d'Hydro-Québec dans ses activités de production. Aussi, le Distributeur doit s'assurer que le premier bloc de 1000 MW soit assorti d'une garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, et ce afin de respecter les dispositions du décret D-253-2003.

En ce qui concerne la correspondance d'EBM datée du 7 novembre 2011 (C-EBM-0010) et des démarches pour pouvoir procéder à un appel d'offres en puissance pour le mois de janvier 2012, le GRAME est d'avis que si des démarches devaient être entreprises pour réaliser un tel appel d'offres, correspondant à la puissance offerte par l'EGM en 2012 de 130 MW (Tableau R-3.1-D), cet appel d'offres devra pour l'année 2012 être assujéti au décret D-352-2003 (*Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse*) pour le premier bloc d'éolienne de 1000 MW.

Tableau R-3.1-D
Bilan en puissance du scénario avec modulation

	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
= Besoins à la pointe visés par le Plan	36 835	37 621	38 065
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 385	3 660	3 917
Taux de réserve requise (PA 2011-2020)	9,2%	9,7%	10,3%
- Électricité patrimoniale (Incluant réserve)	37 442	37 442	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	2 778	3 839	4 540
- Approvisionnements non patrimoniaux	2 688	3 156	3 531
• TransCanada Energy	0	0	0
• Hydro Québec Production - Base et cyclable	1 150	1 200	1 200
• Contrats de biomasse (incluant Tembec)	24	24	24
• Éolien (3500 MW) (30%)	260	502	697
• Entente globale de modulation (15%)	130	251	349
• Biomasse II (125 MW)	0	51	52
• Petite hydraulique (150 MW)	23	27	109
• Électricité interruptible	850	850	850
• Abaissement de tension	250	250	250
= Puissance additionnelle requise <small>(Besoins arrondis au 10 MW près)</small>	90	680	1 010

Référence : HQD-2, Document 1, Page 13, Révisé : 2011-11-16

En effet, selon la preuve du Distributeur, pour l'année 2012, il y a moins de 900 MW (260MW/0,30) de fourniture d'éolienne installée, correspondant sensiblement au premier bloc, donc aux précisions du décret D-352-2003. La différence entre le décret D-352-2003 par rapport aux autres décrets portant sur l'intégration d'énergie éolienne est que la garantie doit être de source hydroélectrique. Comme pour les autres décrets, le fournisseur doit être québécois ou *Hydro-Québec, dans ses activités de production d'électricité*.

En 2013, les choses se compliquent puisqu'un peu plus de 1600 MW (502MW/0,30) seraient installés, correspondant au 1^{er} bloc, visé par le décret D-352-2003, et à 600 MW d'installés du second bloc de 2000 MW, visé par le décret D-926-2005 qui lui ne requiert pas que la garantie provienne de source hydraulique, mais que le fournisseur soit québécois ou *Hydro-Québec, dans ses activités de production d'électricité*.

Ainsi, le recours au marché via l'encan du NYISO, s'il s'avérait possible d'y recourir, devra tenir compte de ces contraintes.

Le GRAME a demandé au Distributeur dans sa demande de renseignement no 1, D 1.1, s'il pouvait confirmer que l'Entente globale de modulation vise une garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, tel que le précise le Décret 352-2003. Le Distributeur nous renvoie à la réponse à la question 1.3 d'EBM à la pièce HQD-2, Document 3.

1.3 Veuillez fournir la liste des centrales d'Hydro-Québec Production qui sont mises à contribution dans le cadre de l'Entente globale de modulation (ci-après l'« Entente »).

Réponse :

La liste des centrales d'Hydro-Québec Production est disponible dans le Rapport annuel d'Hydro-Québec. Ce rapport est disponible sur Internet à l'adresse suivante :

http://www.hydroquebec.com/publications/fr/rapport_annuel/pdf/rapport-annuel-2010.pdf

Le Distributeur confirme ainsi que la puissance garantie par Hydro-Québec Production via l'EGM est conforme au décret D-352-2003.

Ainsi, tout autre fournisseur québécois devrait faire cette démonstration de fiabilité et de disponibilité, s'il devait répondre à un appel d'offres dès 2012 pour la garantie de puissance.

CONCLUSION

I Rôle du Distributeur

Définition de distributeur d'électricité

Le GRAME est d'avis que l'EGM permettrait au Distributeur de se rapprocher de son rôle tel que défini par la LRÉ, en réduisant ses activités liées à la négociation de contrats d'électricité.

Loi sur la Régie de l'énergie (art.2)

Définitions

2. Dans la présente loi, à moins que le contexte n'indique un sens différent, on entend par: «distributeur d'électricité»;

«distributeur d'électricité»: Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité;

«fournisseur d'électricité»;

«fournisseur d'électricité»: quiconque étant producteur ou négociant d'électricité fournit de l'électricité;

La présente Entente s'inscrit, de notre avis, dans le respect des rôles respectifs du Distributeur et du Producteur.

II. RÉDUCTION DES ACHATS DE COURT TERME

Croissance des besoins de services complémentaires liés aux Ressources intermittentes renouvelables

Le GRAME est d'avis que l'addition de ressources intermittentes renouvelables du plan d'approvisionnement 2011-2020 liée à la mise en place de la Stratégie énergétique du Québec implique une croissance des besoins en services complémentaires, tels que ceux offerts par l'EGM.

Le GRAME est d'avis que l'ajout de ressources énergétiques parfois intermittentes (éolienne, cogénération à la biomasse, petites centrales et projets d'efficacité énergétique) au cours de l'évolution du plan d'approvisionnement dans les dix prochaines années nécessitera notamment des besoins et des services, tels que ceux offerts par l'Entente de modulation proposée.

Pour ces raisons, le GRAME est d'avis qu'une Entente de modulation est utile et nécessaire dans le contexte énergétique du Québec et de la mise en œuvre de la Stratégie énergétique du Québec.

ACHATS DE COURT TERME

L'entente de modulation réduit les besoins en puissance du plan d'approvisionnement.

Puisque la part des énergies renouvelables intermittentes (biomasse, éolien, biomasse II, petite hydraulique) est appelée à progresser dans le bilan de puissance du Distributeur, même si elles restent marginales, la recherche de *garantie de puissance sous forme de convention d'équilibrage* sera en croissance et s'ajoutera aux besoins déjà croissants en puissance au cours des prochaines années, tel qu'en faisait état le Distributeur dans sa preuve au dossier R-3748-2010.

L'Entente de modulation réduit les achats de court terme – énergie du plan d'approvisionnement.

Le GRAME conclut que l'Entente de modulation permettra la réduction des achats à court terme, la réduction des émissions atmosphérique et une amélioration du bilan des besoins additionnels en puissance. Le GRAME est favorable à l'Entente de modulation pour ces raisons.

III Portée de l'entente

Rappelons la décision de la Régie au dossier R-3748-2010 portant sur les projets en efficacité énergétique associés à de la fourniture d'énergie, pour lesquels la Régie demande au Distributeur d'examiner le potentiel de ce type de projets et d'évaluer les délais requis pour leur mise en œuvre. De plus, la Régie demande au Distributeur, une fois l'examen complété, de prendre les mesures nécessaires pour s'assurer que tout le bassin de fournisseurs potentiels de projets pouvant offrir des produits de puissance soit considéré pour répondre à ses besoins.

Comme ces projets en efficacité énergétique n'ont pas encore fait l'objet de l'examen requis par la Régie, l'ajout d'une clause prévoyant ces projets devrait être reporté au renouvellement de l'Entente de modulation, si celle-ci s'avérait retenue pas la Régie de l'énergie au présent dossier.

IV Les décrets gouvernementaux et L'EGM

La question de la puissance complémentaire à l'énergie éolienne

La Régie ayant déterminé que le service de puissance complémentaire doit faire l'objet d'un appel d'offres, il semble que la disposition 3.2.1 de l'Entente proposée par le Distributeur ne soit pas conforme à cette décision. La disposition 3.2.1 prévoit en effet que « le Producteur fournit au Distributeur une quantité de puissance complémentaire équivalant à 15% de la puissance installée des contrats éoliens en service commercial », ce qui ne respecte pas les principes applicables à la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi sur la Régie.

Ainsi, le GRAME soumet à la Régie que la disposition 3.2.1 de l'Entente devrait être modifiée pour prévoir que la puissance complémentaire fera l'objet d'appels d'offres auprès d'un fournisseur québécois ou d'Hydro-Québec dans ses activités de production. Aussi, le Distributeur doit s'assurer que le premier bloc de 1000 MW soit assorti d'une garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, et ce afin de respecter les dispositions du décret D-253-2003.

Le Distributeur doit également distinguer la provenance de cette puissance complémentaire en fonction des règlements du gouvernement concernant l'intégration de différents blocs d'énergie éolienne.

Ainsi, le recours au marché via l'encan du NYISO, s'il s'avérait possible d'y recourir, devra tenir compte de ces contraintes.

Tout autre fournisseur québécois devrait faire cette démonstration de fiabilité et de disponibilité, s'il devait répondre à un appel d'offres dès 2012 pour cette garantie de puissance.