

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2
DE LA RÉGIE**

CARACTÉRISTIQUES DE L'EGM

- 1. Références :** (i) Pièce B-0012, pages 36 et 37;
(ii) Dossier R-3748-2010, pièce B-0005, page 127;
(iii) État d'avancement 2011 du plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur (ÉAPA 2011), page 11.

Préambule :

Dans sa demande de renseignements n° 1, la Régie adressait la demande suivante au Distributeur :

« 10.2 Veuillez présenter, sous forme de graphiques (courbes horaires des puissances classées), les heures pour lesquelles les besoins réguliers du Distributeur ont dépassé les 32 000 MW, et ce, pour les cinq dernières années. Veuillez ajouter une projection des heures où les besoins réguliers du Distributeur dépasseront les 32 000 MW pour les trois années de l'Entente. »

En réponse à cette demande, le Distributeur présente, à la référence (i), sous forme de tableau, le nombre d'heures pour lesquelles les besoins réguliers du Distributeur (BRD) ont dépassé 32 000 MW. Il explique que *« Ces dépassements correspondent aux périodes de pointe hivernale lors de l'utilisation intensive du chauffage électrique. Le nombre de dépassements annuels est donc étroitement lié aux conditions climatiques »* et que *« [I]es données prévisionnelles proviennent des dépassements moyens des 36 cas climatologiques »*.

À partir du tableau fourni par le Distributeur (référence (i)) ainsi que des données historiques normalisées pour les conditions climatiques et prévisionnelles des besoins en puissance à la pointe d'hiver pour le chauffage des locaux (références (ii) et (iii)), la Régie a préparé le tableau suivant :

Tableau 1

Année	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Hiver	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Nombre de dépassements horaires supérieurs à 32 000 MW	10	138	56	107	23	N/D	211	272	320
Besoins en puissance à la pointe d'hiver									
Chauffage résidentiel et agricole (en MW)	9 858	10 072	10 387	10 746	10 990	11 189	11 399	11 550	11 685
Chauffage commercial et institutionnel (en MW)	3 084	3 155	3 225	3 281	3 394	3 466	3 544	3 629	3 685
Chauffage total (en MW) <i>Calcul de la Régie</i>	12 942	13 227	13 612	14 027	14 384	14 655	14 943	15 179	15 370

**Réponses à la demande de renseignements n° 2
de la Régie**

Croissance annuelle <i>Calcul de la Régie</i>	-	2,2 %	2,9 %	3,0 %	2,5 %	1,9 %	2,0 %	1,6 %	1,2 %
---	---	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------

Demandes :

- 1.1** La Régie souhaite connaître l'ampleur des besoins supérieurs à 32 000 MW que le Distributeur aura à combler par d'autres moyens que l'EGM. En conséquence, veuillez fournir les courbes horaires des puissances classées demandées à la demande 10.2 de la Régie.

Réponse :

Les figures R-1.1-A à R-1.1-E présentent les informations demandées pour les cinq dernières années. Le Distributeur rappelle que le nombre de dépassements horaires supérieurs à 32 000 MW est très variable selon les conditions climatiques et que les données présentées tiennent compte des conditions climatiques réelles observées.

Figure R-1.1-A

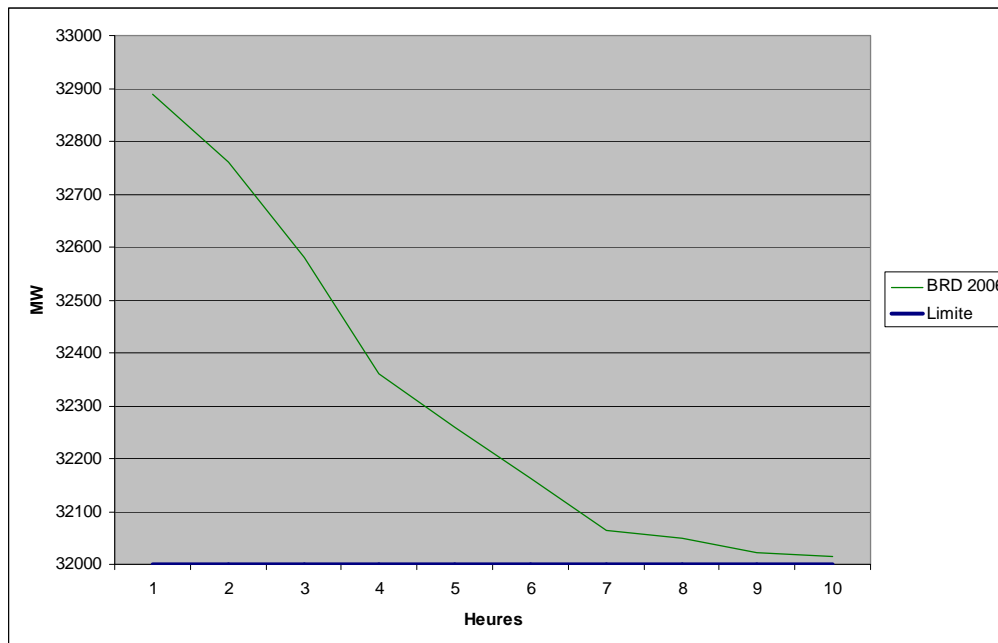


Figure R-1.1-B

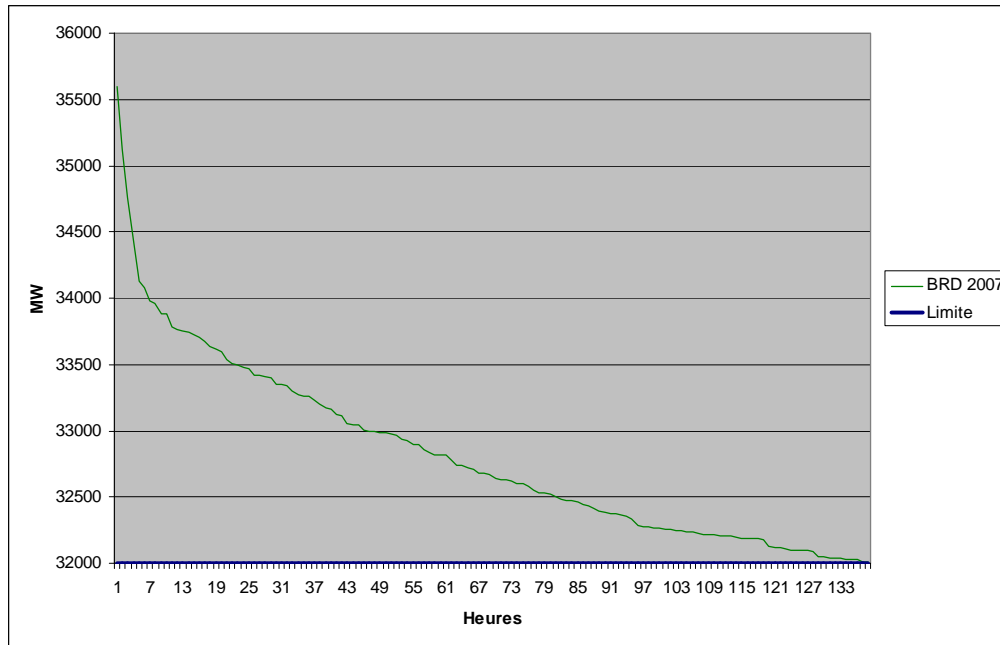


Figure R-1.1-C

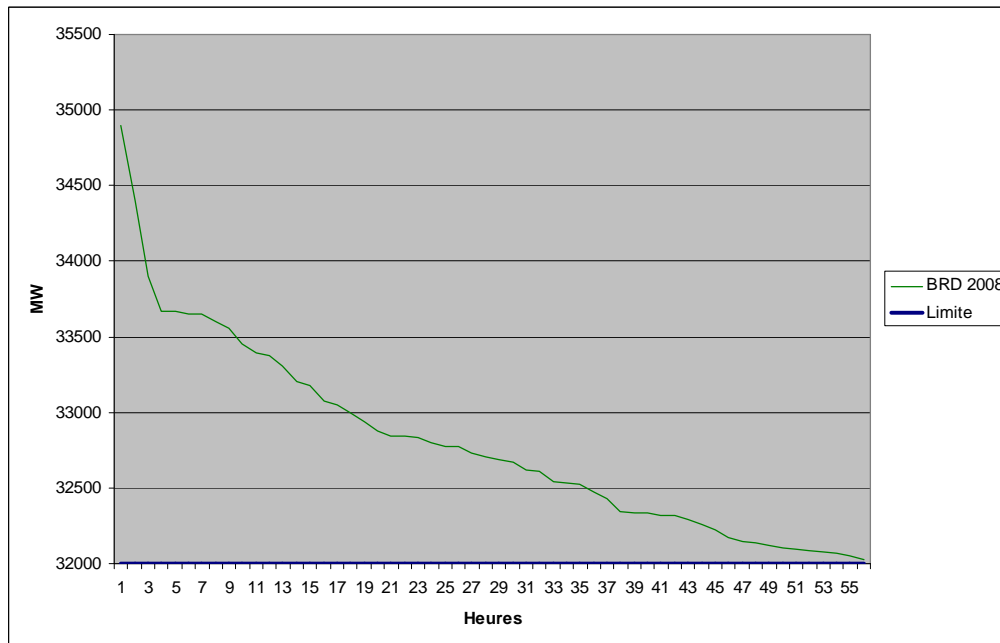


Figure R-1.1-D

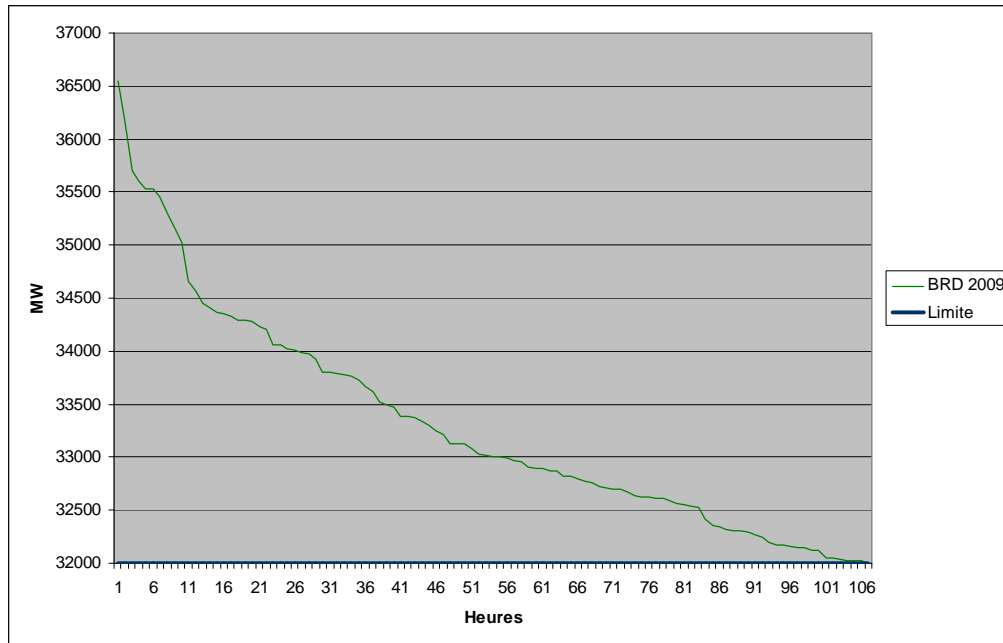
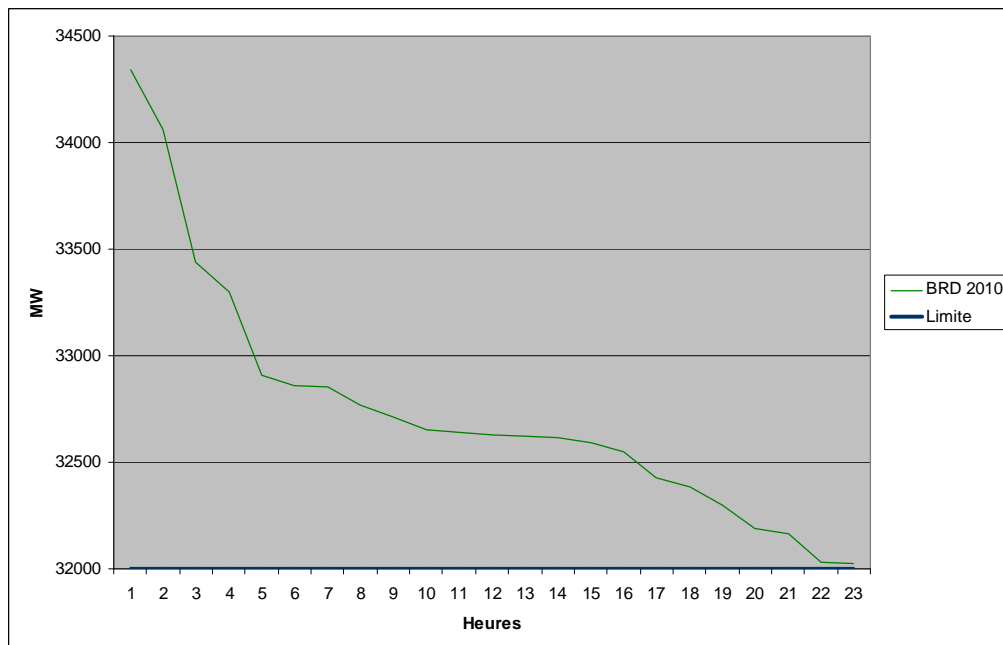


Figure R-1.1-E



Les figures R-1.1-F à R-1.1-H présentent la courbe des puissances classées des heures où les BRD dépassent les 32 000 MW pour la durée de l'Entente. Ces données sont donc prévisionnelles et nécessairement à conditions climatiques normales.

Figure R-1.1-F

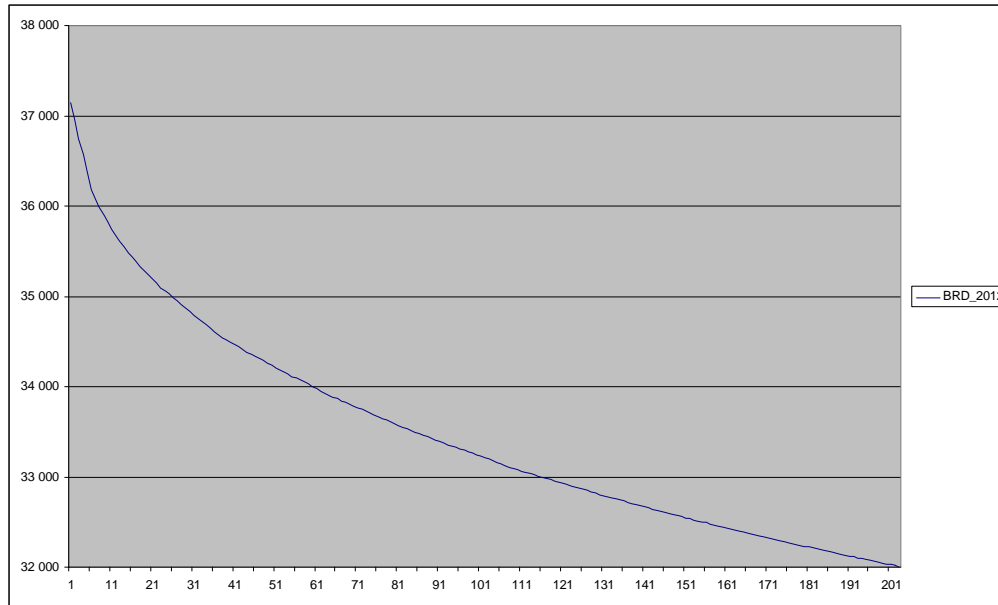


Figure R-1.1-G

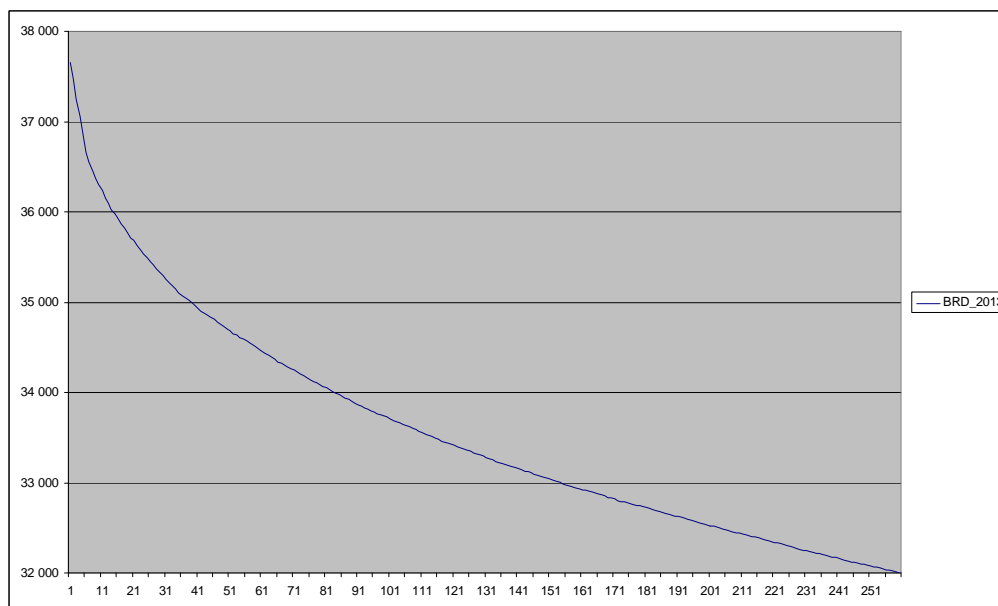
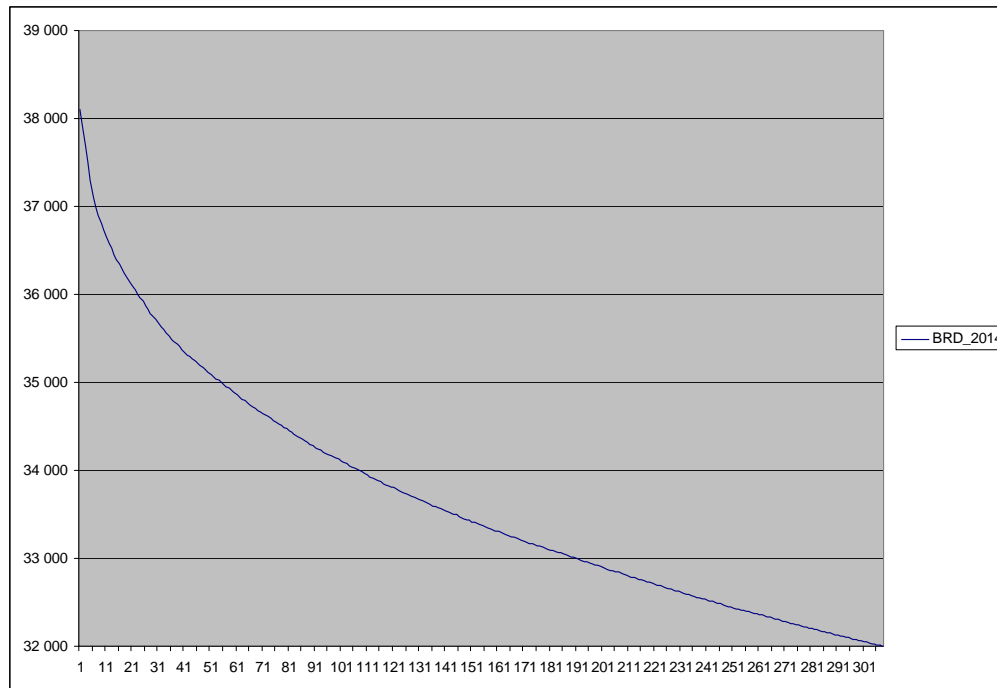


Figure R-1.1-H



- 1.2 Veuillez expliquer le saut observé entre les dépassements horaires historiques supérieurs à 32 000 MW sur la période 2006-2010 et ceux prévus sur la période 2012-2014.

Réponse :

Dans un contexte de croissance de la demande en énergie et en puissance, les cas au-dessus de 32 000 MW sont en augmentation. Les besoins prévus en puissance à la pointe d'hiver 2011-2012 montrent une croissance de plus de 5 % par rapport à ceux de l'hiver 2005-2006 (valeurs normalisées pour les conditions climatiques).

Sur la période 2006 à 2010, les conditions climatiques n'ont pas généré un grand nombre de BRD horaires au-dessus de 32 000 MW. En effet, de façon générale, les hivers ont été plus chauds que la normale, et de façon particulièrement marquée pour les années 2006 et 2010.

- 1.3 Compte tenu de ce saut observé et de votre réponse à la question précédente, veuillez élaborer sur le degré de confiance du Distributeur envers les « données

prévisionnelles [qui] proviennent des dépassements moyens des 36 cas climatologiques ».

Réponse :

Comme le Distributeur le rappelait en réponse à la question 1.1, le nombre de dépassements horaires supérieurs à 32 000 MW est très variable selon les conditions climatiques. À titre d'exemple, pour les 36 variantes climatiques de demande de l'année 2012, les conditions climatiques font varier le nombre de dépassements horaires supérieurs à 32 000 MW entre 36 (condition climatique la plus chaude) et 382 (condition climatique la plus froide).

Étant donné cette grande variabilité et la croissance annuelle de la demande en puissance (tel que mentionné en réponse à la question 1.2), il est hasardeux de comparer le nombre annuel de cas de dépassements observés sur la période 2006 à 2010 avec le nombre annuel de cas prévus en moyenne sur 36 variantes climatiques pour les années 2012 à 2014.

En fait, la comparaison des dépassements prévus de 2012 à 2014 devrait se faire par rapport aux besoins de la période 2006 à 2010, en fonction d'une moyenne établie à partir de 36 variantes climatiques. Le tableau R-1.3 permet de comparer, pour la période 2006 à 2010, le nombre de dépassements moyens obtenus selon cette approche avec les dépassements réels.

Tableau R-1.3

	2006	2007	2008	2009	2010
Moyenne 36 conditions climatiques	79	92	112	119	139
Dépassement réel	10	138	56	107	23

Il permet également de constater que la période historique 2006 à 2010 a été marquée par des conditions climatiques plus chaudes que la normale, notamment pour les mois d'hiver des années 2006 et 2010.

Enfin, la méthodologie utilisée pour évaluer le nombre de dépassements possibles sur la période 2012-2014 est conforme à celle utilisée dans les Plans d'approvisionnement.

2. **Références :** (i) (2003) 135 G.O. II, 1677;
(ii) (2005) 137 G.O. II, 5859B;
(iii) (2008) 140 G.O. II, 5865;

**Réponses à la demande de renseignements n° 2
de la Régie**

- (iv) (2008) 140 G.O. II, 5866;
- (v) ÉAPA 2011, page 15;
- (vi) Pièce B-0014, pages 3 et 10;
- (vii) Pièce B-0005, page 23.

Préambule :

Le premier bloc de 1 000 MW d'énergie éolienne doit, en vertu du décret 352-2003 (référence (i)), 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'électricité ». [nous soulignons]

Le second bloc de 2 000 MW d'énergie éolienne doit, en vertu du décret 926-2005 (référence (ii)), 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'un autre fournisseur québécois ou d'Hydro-Québec, dans ses activités de production d'électricité ». [nous soulignons]

Les deux blocs d'énergie éolienne, l'un de 250 MW issu de projets autochtones et l'autre de 250 MW issu de projets communautaires, doivent, en vertu des décrets 1043-2008 et 1045-2008 (références (iii) et (iv)), être assortis « 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 » [nous soulignons]. L'appel d'offres relatif à l'achat de ces deux blocs de 250 MW s'est soldé par la signature de contrats totalisant 291 MW (référence (v)).

À la référence (vi), le Distributeur répond à deux questions d'EBM :

« 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 [...].

Réponse :

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.

Voir également la réponse à la question 4.3. »

« 4.3 Veuillez confirmer si cette puissance complémentaire pourrait être fournie par d'autres fournisseurs qu'Hydro-Québec Production.

Réponse :

La puissance complémentaire associée à l'Entente s'ajoute à la contribution en puissance propre associée aux formes de production variables et permet de raffermir

**Réponses à la demande de renseignements n°2
de la Régie**

l'ensemble des livraisons provenant des contrats assujettis. [...] Ainsi, non seulement les besoins en énergie et en puissance sont satisfaits, mais les surplus d'énergie peuvent être utilisés à cet égard. L'obtention d'une telle flexibilité sans compromis sur le plan de la fiabilité n'est possible qu'en associant la puissance complémentaire requise au service de modulation. Les deux services sont donc indissociables. » [nous soulignons]

La référence (vii) montre que la puissance complémentaire à être fournie sur la durée de l'EGM, soit 15 % de la puissance installée des contrats éoliens en service commercial, atteint un maximum de 349 MW en 2014.

Demandes :

- 2.1** Veuillez confirmer que le service de puissance complémentaire est équivalent à un service de puissance garantie dont l'énergie, lorsque cette puissance est appelée, provient du compte de modulation prévu à l'Entente. Dans la négative, veuillez élaborer.

Réponse :

La puissance complémentaire associée à l'Entente permet de raffermir l'ensemble des retraits d'énergie du compte de modulation, laquelle est issue des livraisons éoliennes en surplus. Elle permet donc non seulement de raffermir les retraits associés à 15 % de la puissance éolienne en service commercial, mais également au Distributeur de compter sur des retraits garantis à la hauteur de 45 % de la puissance éolienne en service commercial, pendant la période hivernale. Pour ce service, le Distributeur ne paie que la portion en excédent de la contribution en puissance propre à la production éolienne. De surcroît, les retraits garantis ne sont aucunement limités, lorsque les BRD sont inférieurs à 32 000 MW. En d'autres termes, la présence de la puissance complémentaire permet d'assurer au Distributeur qu'il sera en mesure de retirer, notamment en période hivernale, l'énergie disponible dans le compte de modulation, et ce, quelle que soit la provenance de cette énergie en cours d'année. Cette puissance est donc indissociable du service de modulation.

À cet égard, le service de puissance complémentaire contenu dans l'Entente globale de modulation comporte des similitudes avec la puissance complémentaire comprise dans l'Entente d'intégration éolienne approuvée par la Régie en 2006 et inclut les améliorations demandées par la Régie au chapitre de la rémunération du service en hiver seulement et de l'utilisation d'un indicateur de marché.

Le Distributeur souligne également que la puissance complémentaire associée à l'Entente joue un rôle différent des produits de puissance standard généralement transigés sur les marchés. À cet effet, il faut préciser que l'Entente intègre les attributs des services d'équilibrage éolien et de puissance complémentaire prescrits par les règlements sur

les blocs d'énergie éolienne. En effet, un service d'équilibrage éolien doit inclure une garantie de puissance complémentaire afin de garantir des retours d'énergie qui ne sont pas assujettis aux aléas de la production éolienne.

Par ailleurs, un tel service pourrait difficilement être fourni par un autre producteur qu'Hydro-Québec dans ses activités de production. En effet, l'absorption de l'énergie éolienne produite pendant que le Distributeur n'en a pas besoin requiert que le fournisseur du service ait une charge à l'intérieur de la zone de réglage du Québec. À cet égard Hydro-Québec Production est le seul fournisseur dont l'ensemble des installations ne sont pas liées par contrat et qui se qualifie en tant que fournisseur d'un tel service.

Enfin, un service en puissance de type UCAP peut être acquis non seulement auprès de fournisseurs québécois, mais également auprès de fournisseurs situés à l'extérieur de la zone de réglage du Québec. C'est d'ailleurs un produit qu'acquiert régulièrement le Distributeur. Toutefois, pour l'ensemble des raisons mentionnées ci-dessus, un service en puissance de ce type ne saurait constituer une alternative au service de puissance complémentaire intégré à l'Entente.

- 2.2** Veuillez confirmer qu'il est techniquement possible qu'un ou des fournisseurs d'électricité québécois, autre qu'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur), fournissent en tout ou en partie un service de puissance garantie de 349 MW. Dans la négative, veuillez élaborer.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1.

- 2.3** Veuillez confirmer qu'il est techniquement possible de se procurer un service de puissance garantie séparément du service de modulation de l'EGM. Dans un tel cas, le service de puissance garantie impliquerait l'achat d'énergie par le Distributeur lorsque de la puissance est appelée et, conséquemment, le rachat en fin d'année, par le Producteur, d'une quantité d'énergie équivalente, puisque cette quantité ne serait alors pas retirée du compte de modulation. Dans la négative, veuillez élaborer.

Réponse :

Bien qu'il soit techniquement possible de se procurer un service de puissance garantie (UCAP) sans service de modulation, les deux ne peuvent être dissociés lorsqu'il s'agit du raffermissement des livraisons provenant de la production éolienne. En effet, l'Entente permet de soustraire le Distributeur des aléas qu'implique la

production éolienne sur les livraisons d'énergie et la puissance complémentaire est essentielle à cet effet. Voir également la réponse à la question 2.1.

- 2.4** Veuillez confirmer que la seule et unique raison pour laquelle le Distributeur considère que les services de modulation et de puissance complémentaire sont indissociables est « [l']*obtention d'une telle flexibilité sans compromis sur le plan de la fiabilité* ». Veuillez élaborer.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 2.1 et 2.3.

- 2.5** Veuillez élaborer sur la signification de l'affirmation « *sans compromis sur le plan de la fiabilité* » citée à la référence (vi).

Réponse :

La fiabilité qu'apporte la puissance complémentaire tient à l'obtention d'une garantie de livraison d'énergie, à la pointe du réseau, à la hauteur de 45 % de la puissance éolienne en service commercial, quel que soit le niveau de production éolienne. De plus, la garantie de livraison d'énergie n'est pas limitée lorsque les BRD sont inférieurs à 32 000 MW.

- 3. Références :**
- (i) Pièce B-0012, page 44;
 - (ii) Pièce B-0019, page 12;
 - (iii) Décision D-2008-076 Motifs, dossier R-3648-2007 Phase 1, page 6;
 - (iv) Décision D-2011-162, dossier R-3748-2010, pages 79 et 80.

Préambule :

Dans sa demande de renseignements n° 1, la Régie adressait la demande suivante au Distributeur :

« **Préambule :**

L'Entente intervenue entre le Distributeur et le Producteur fait mention de ce qui suit : "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;"

Demande :

13.1 *Veillez confirmer que le Distributeur, anticipant par exemple en cours d'année un solde de fin d'année fortement positif, pourra faire des retraits du compte et revendre lui-même ceux-ci sur les marchés, afin de diminuer l'importance du solde en fin d'année. »*

Le Distributeur y répond comme suit à la référence (i) :

« L'Entente n'empêcherait pas le Distributeur de revendre les surplus découlant des contrats non assujettis.

Par ailleurs, le Distributeur n'a pas intérêt à revendre lui-même l'énergie accumulée dans le compte de modulation, puisqu'il en retire des revenus supérieurs en revendant le solde au Producteur.

Toutefois, le Distributeur ne pourrait effectuer des retraits au compte de modulation sans contrevenir aux principes mêmes de l'Entente. En effet, il est stipulé que la finalité de la présente entente est l'approvisionnement des marchés québécois. Des retraits qui seraient effectués dans l'unique but de revendre constitueraient une utilisation spéculative du service de modulation. À ce titre, le prix de revente du solde de modulation reflète l'évolution des prix de marché pour l'ensemble de l'année. » [nous soulignons]

À la référence (ii), le Distributeur énonce clairement que « [s]elon les dispositions de l'Entente, le Distributeur ne peut pas revendre les approvisionnements postpatrimoniaux assujettis ».

À la référence (iii), la Régie se prononçait sur la revente d'énergie dans le cadre de la demande d'approbation des conventions d'énergie différée avec le Producteur :

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

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

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

La Régie considère que cette possibilité de revente est importante pour conserver la flexibilité du Distributeur en matière de gestion de ses approvisionnements. » [nous soulignons]

À la référence (iv), la Régie précisait ce qui suit :

« [275] Dans le même ordre d'idées, le Distributeur a déjà bénéficié du programme Écoénergie et les subventions découlant de ce programme ont été partagées avec les producteurs éoliens. En ce qui a trait aux CERs, la Régie partage l'avis des intervenants sur le fait que les attributs environnementaux représentent un actif que le Distributeur ne doit pas négliger. À titre d'exemple, si celui-ci s'est assuré d'en être le propriétaire lors de la conclusion des contrats issus de ses appels d'offres réservés à l'éolien, il devrait chercher à les valoriser comme il le fait pour tout actif. **La Régie s'attend donc à ce que le Distributeur reste à l'affût de tout changement sur les marchés avoisinants et à ce qu'il cherche concrètement à profiter d'opportunités qui pourraient se présenter pour réduire les coûts de ses approvisionnements d'énergie renouvelable, au profit de sa clientèle québécoise.** »

Demandes :

- 3.1** Veuillez indiquer si la revente, en tout ou en partie, d'énergie retirée au compte de modulation dans la même heure où celle-ci est produite et ajoutée au compte, constituerait une utilisation spéculative du service de modulation. Dans l'affirmative, veuillez expliquer en quoi.

Réponse :

Un des principaux objectifs de l'Entente est de permettre au Distributeur d'utiliser les surplus d'été associés aux approvisionnements assujettis afin d'approvisionner les besoins du marché québécois durant l'hiver. L'Entente prévoit également que tout surplus résiduel est racheté par le Producteur à des conditions avantageuses par rapport à la revente sur les marchés.

Toute utilisation de l'Entente autre que pour approvisionner les besoins de la charge locale ouvrirait la porte à une utilisation sélective de celle-ci. La garantie d'un prix pour la revente du solde de modulation ne pourrait d'ailleurs subsister concurremment à une option de revente de surplus par le Distributeur aux moments qui lui conviennent.

Par ailleurs, le Distributeur n'aurait aucun intérêt à revendre lui-même ses approvisionnements assujettis, puisque le prix de revente du solde de modulation est plus élevé que ce qu'il pourrait obtenir sur les marchés.

- 3.2** Veuillez indiquer si l'attendu cité à la référence (i) implique que l'énergie produite par les « approvisionnements postpatrimoniaux assujettis » ne pourra pas faire l'objet de revente par le Distributeur à toute entité autre que le Producteur.

Réponse :

L'article 3.1.2 de l'Entente, plutôt que l'attendu cité à la référence (i), implique que l'énergie produite par les approvisionnements

postpatrimoniaux assujettis ne pourra pas faire l'objet de revente par le Distributeur à toute entité autre que le Producteur. En vertu de l'article 3.1.2 (i), l'ensemble de la production réelle des approvisionnements postpatrimoniaux assujettis est ajouté au compte de modulation et en vertu de l'article 3.1.2 (ii), le Producteur achète du Distributeur la totalité de l'énergie accumulée dans le compte de modulation si le solde de fin d'année est positif.

Voir également la réponse à la question 3.1.

- 3.2.1 Si tel est le cas, compte tenu que, de l'avis de la Régie, la possibilité de revente était importante, dans le contexte des conventions d'énergie différée, pour conserver la flexibilité du Distributeur en matière de gestion de ses approvisionnements, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'a pas préservé cette possibilité dans le cadre de l'EGM.

Réponse :

L'Entente permet au Distributeur d'utiliser les surplus d'énergie d'été provenant des approvisionnements assujettis et de les utiliser pour approvisionner des besoins d'hiver, ce qui offre en outre l'avantage de maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale et d'éviter de revendre pour racheter ultérieurement. L'entente introduit donc une flexibilité intra-annuelle nouvelle en matière de gestion des approvisionnements.

L'Entente permet également de revendre le solde du compte de modulation à des conditions avantageuses par rapport à la revente sur les marchés. Enfin, tout autre surplus provenant des contrats non assujettis pourrait être revendu sur les marchés.

Le Distributeur rappelle que les préoccupations soulevées à l'égard de la revente des surplus, dans le cadre des Conventions d'énergie différée, tenaient à la capacité du Distributeur d'utiliser l'ensemble de l'énergie des contrats en base et cyclables et d'éviter ainsi un solde résiduel au terme des contrats. Afin de rencontrer cet objectif, le Distributeur devait conserver la possibilité de revendre plutôt que de différer cette énergie.

Par ailleurs, l'Entente est conclue dans un contexte où les surplus sont importants et récurrents. La disposition de ceux-ci à des conditions avantageuses constitue donc un atout important de l'Entente.

- 3.2.2 Si tel n'est pas le cas, veuillez élaborer et, notamment, concilier votre réponse avec l'énoncé de la référence (ii).

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.2.1.

- 3.3** Veuillez indiquer si le Distributeur conserve la propriété des attributs environnementaux associés aux « approvisionnements postpatrimoniaux assujettis » visés par l'EGM ou si la cession de cet actif au Producteur a été convenue.

Réponse :

Le Distributeur confirme qu'il conserve la propriété des attributs environnementaux associés aux approvisionnements postpatrimoniaux assujettis.

Tel que mentionné à la section 3.5 de la pièce HQD-1, Document 1 du dossier R-3748-2010 (Plan d'approvisionnement 2011-2020), la vente sur le marché des certificats d'énergie renouvelable des attributs environnementaux reliés aux projets d'énergie renouvelable du Distributeur pose cependant beaucoup de défis réglementaires et commerciaux. Toutefois, aucune modalité de l'Entente ne pourrait empêcher le Distributeur de valoriser ses attributs environnementaux sur les marchés locaux, tel un éventuel marché du carbone.

- 3.4** Si cet actif a été cédé au Producteur, veuillez indiquer à quelle valeur et selon quelles modalités et comment cela est pris en compte dans l'EGM.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.3.

- 3.5** Si cet actif n'a pas été cédé au Producteur, veuillez indiquer comment, eu égard à cet actif, le Distributeur pourra répondre à l'attente de la Régie énoncée à la référence (iv), à savoir « *que le Distributeur [...] cherche concrètement à profiter d'opportunités qui pourraient se présenter pour réduire les coûts de ses approvisionnements d'énergie renouvelable, au profit de sa clientèle québécoise* ».

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.3.

SERVICES COMPLÉMENTAIRES

- 4. Références :** (i) Pièce B-0005, page 5;
(ii) Pièce B-0014, page 30.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur indique que :

« Cette entente vise à remplacer l'entente d'intégration éolienne dont dispose le Distributeur. Le gouvernement du Québec, lors de l'adoption des règlements encadrant l'acquisition des différents blocs d'énergie éolienne par le Distributeur, 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". »

À la référence (ii), le Distributeur mentionne que :

« Les impacts de la production éolienne sur les services complémentaires sont actuellement couverts par l'Entente d'intégration éolienne toujours en vigueur. Le prix payé pour ces services est inclus dans les composantes définies à l'article 6 de cette entente (celle-ci est disponible à la pièce HQD-1, Document 1 du dossier R-3573-2005). »

Demande :

- 4.1** Veuillez produire, pour la durée de l'entente d'intégration éolienne, incluant une estimation pour 2011, les informations suivantes :
- a) les coûts annuels du service d'équilibrage;
 - b) les coûts annuels de la puissance complémentaire;
 - c) le prix unitaire (en \$/MW éolien installé) moyen annuel pour le service d'équilibrage.

Réponse :

Le Distributeur produit l'information demandée au tableau R-4.1. Il doit toutefois effectuer une mise en garde sur la définition et la rémunération de chacun des services inclus dans l'Entente d'intégration éolienne (EIE) conclue en 2005. En effet, il s'agit d'une entente globale dont chacun des services ne peut être analysé indépendamment des autres. Ainsi, dans l'EIE, la tarification des services était essentiellement imputée à la puissance complémentaire, laquelle permettait de transformer l'approvisionnement éolien variable d'heure en heure en livraisons uniformes tout au long de l'année. Par

ailleurs, la tarification du service d'équilibrage ne contenait qu'une rémunération des écarts de prévision.

**Tableau R-4.1
Coûts associés à l'Entente d'intégration éolienne**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011 (estimation)
Service d'équilibrage (écarts de prévision - en milliers de dollars)	18	75	96	139	148	156
Service de puissance complémentaire (en milliers de dollars)	37	2019	3693	5671	7742	8847
Coût unitaire du service d'équilibrage (en dollars par kilowatt)	1,5	0,6	0,4	0,4	0,3	0,3

- 5. Références :** (i) Pièce B-0012, page 53;
(ii) ÉAPA 2011, page 6.

Préambule :

À la référence (i), en réponse à la Régie qui lui demande d'expliquer pourquoi les quantités des services de suivi de la charge et de provisions pour aléas ne seraient pas basées sur les besoins réels requis pour fournir ces services, plutôt que sur des études prospectives, le Distributeur précise que :

« La mise en place de systèmes de suivi en temps réel des dépassements des seuils déterminés dans l'Entente sur les services complémentaires requiert l'engagement de coûts importants considérant la valeur des services impliqués. Puisque l'Entente globale de modulation comporte une durée limitée, les parties ont préféré s'en remettre à une solution simple qui minimise les coûts d'administration. »

À la référence (ii), le Distributeur fournit les informations suivantes :

« Par ailleurs, lors de l'examen du Plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur mentionnait que des dépassements aux balises inscrites à l'Entente sur les services complémentaires étaient constatés. Dans le cadre de l'EGM, le Distributeur a négocié et soumis une entente qui couvre les impacts de la production variable, plus particulièrement la production éolienne, sur les services complémentaires. Les services concernés sont : le service de réglage de production (suivi de la charge) et le service de provision pour aléas. Pour ce qui est des dépassements qui seraient attribuables à la croissance de la charge, les impacts seront présentés lorsque des évaluations seront disponibles. »

Demandes :

- 5.1** Veuillez expliquer la méthode utilisée afin de constater les dépassements mentionnés à la référence (i).

Réponse :

Pour constater les dépassements au service de suivi de la charge, le Distributeur a utilisé les 8 760 valeurs annuelles d'électricité patrimoniale mobilisée fournies dans le cadre des suivis de l'Entente-cadre. Ainsi, les variations horaires de la charge associée à l'électricité patrimoniale mobilisée sont comparées à la variation maximale admissible. Cette dernière est constituée de « 11 % de la valeur horaire maximale en MW de la charge associée au volume d'électricité patrimoniale mobilisée pour ce jour, sans dépasser 3 000 MW ». La méthode de calcul correspond donc à celle décrite dans l'entente sur les services complémentaires produite dans le cadre du dossier R-3748-2010, à la pièce HQD-1, Document 2, pages 139-145. Néanmoins, tous les dépassements constatés à partir de cette méthode, appliquée sur les données des dernières années, néglige l'impact associé à la croissance importante de la production éolienne jusqu'en 2014.

Par ailleurs, l'objectif de l'Entente consiste à couvrir l'impact de la production éolienne sur les services complémentaires pour la période de 2012 à 2014. Ainsi, la méthode prospective utilisée pour déterminer les quantités de services complémentaires dans l'Entente est appropriée et vise à déterminer l'impact, à la marge, de la présence de la production éolienne sur les dépassements. Les évaluations réalisées sont basées sur l'application de méthodes reconnues et ont impliqué la participation de l'IREQ.

- 5.2** Veuillez produire des exemples réels de tels dépassements constatés en hiver et en été, le cas échéant, et produire les analyses détaillées permettant de constater ces dépassements.

Réponse :

**Tableau R-5.2
Exemples de dépassements constatés au service de réglage de production (suivi de la charge)**

Année	Mois	Jour	Heure	BRD (MW)	BGS (MW)	Électricité patrimoniale mobilisée (MW)	Volume maximal d'électricité patrimoniale mobilisée pour ce jour (MW)	11% de la valeur horaire maximale sans dépasser 3000 MW	Variation horaire de l'électricité patrimoniale mobilisée (MW)	Dépassement observé (MW)	Production éolienne (MW)
2009	3	19	5	20947	22204	20774	23496	2585	-	0	118
			6	23554	25592	23436	23496	2585	2662	78	101
			7	23489	26147	23192	23496	2585	-245	0	92
2009	5	27	5	15276	16658	15185	18848	2073	-	0	18
			6	17616	19795	17465	18848	2073	2280	207	3
			7	18377	21570	18282	18848	2073	817	0	-1
2009	6	15	5	14562	16438	14440	18344	2018	-	0	41
			6	17006	20039	16944	18344	2018	2504	486	32
			7	17917	22513	17873	18344	2018	929	0	28
2009	6	17	5	14499	16472	14324	18425	2027	-	0	76
			6	17092	20402	17057	18425	2027	2733	707	63
			7	17579	22198	17460	18425	2027	402	0	32
2010	3	19	5	20045	23693	18237	22989	2529	-	0	30
			6	22796	28139	21034	22989	2529	2798	269	16
			7	23379	29717	22989	22989	2529	1954	0	1

5.3 Pour chacun des cas réels exposés précédemment, veuillez fournir les informations suivantes :

a) date, heure et minute du cas;

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.2.

b) profil des BRD, des besoins globaux satisfaits (BGS) et de la production éolienne durant l'heure du cas rapporté, de l'heure qui la précède et de l'heure qui la suit.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.2.