

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER : R-3848-2013

**DEMANDE D'APPROBATION DES CARACTÉRISTIQUES DU SERVICE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE ET DE LA
GRILLE D'ANALYSE EN VUE DE L'ACQUISITION D'UN SERVICE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE**

**PLAN D'ARGUMENTATION
D'EBM**

Montréal, le 17 février 2014

A. LE SERVICE PROPOSÉ NE RESPECTE PAS LES OBLIGATIONS LÉGALES

1. L'article 74.1 de la *Loi sur la Régie* (ci-après la « Loi ») prévoit :

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

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

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

2° accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique, à moins que l'appel d'offres ne prévoie que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement;

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

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

Tout projet d'efficacité énergétique, visé par un appel d'offres en vertu du paragraphe 2° du deuxième alinéa, doit satisfaire aux exigences de stabilité, de durabilité et de fiabilité applicables aux sources d'approvisionnement conventionnelles.

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

Pour l'application du présent article, le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique est considéré comme un fournisseur d'électricité. »

(Nos soulignés)

2. Le Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert l'application de la Régie (le « Règlement ») prévoit :

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

(...)

La demande doit être accompagnée des contrats et contenir les informations suivantes:

1° une description de la contribution de chaque contrat au plan d'approvisionnement, et lorsque l'appel d'offres est satisfait par plusieurs contrats, une description de la contribution de chaque contrat à l'appel d'offres;

(...)

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

(...)

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

(...)

(Nos soulignés) »

3. L'objectif de ces dispositions est d'assurer un traitement équitable et impartial des fournisseurs participants à un appel d'offres (D-2011-193, par. 109, voir aussi la décision D-2012-142, p. 23 à 25) :

« [109] En conformité avec l'exigence prescrite à l'article 74.1 de la Loi, une procédure d'appel d'offres et d'octroi (la Procédure d'appel d'offres) ainsi qu'un code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres (le Code d'éthique) ont été établis par le Distributeur et approuvés par la Régie, par sa décision D-2001-191. Ces éléments visent à assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participants à un appel d'offres et à satisfaire les exigences suivantes : permettre la participation de tout fournisseur intéressé, accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement, favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées et enfin permettre la satisfaction de l'appel d'offres par une combinaison de contrats d'approvisionnement. »

(Nos soulignés)

4. Ces principes ont d'ailleurs déjà été reconnus dans le cadre de la décision de principe de la Régie approuvant la Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les achats d'électricité (la « Procédure d'appel d'offres ») D-2001-191 :

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

La présente décision sur la Procédure d'appel d'offres et d'octroi et sur le Code d'éthique s'inscrit dans un processus plus global visant l'approvisionnement des consommateurs québécois en électricité par le distributeur. Ce processus inclut la préparation d'un plan d'approvisionnement à être approuvé selon l'article 72 de la Loi. Par la suite, des appels d'offres seront lancés pour différents produits (puissance, énergie, etc.), échéanciers et termes. Ces appels d'offres devront respecter la procédure découlant de la présente décision.

(...)

L'appel d'offres est une procédure qui vise à susciter la concurrence entre les offrants. Il permet ainsi à l'appelant d'attirer l'entreprise qui peut fournir le meilleur produit ou service, aux meilleures conditions. Cette procédure permet aussi de donner à toutes les entreprises intéressées un accès égal au processus, selon une procédure juste, équitable et exempte de favoritisme. »

(Nos soulignés)

5. Vous avez aussi référé à ces principes dans la première décision procédurale du présent dossier dans le cadre de la description des enjeux du dossier soit la décision D-2013-104 :

« [17] La Régie identifie les enjeux suivants :

(...)

- Les caractéristiques du service d'intégration éolienne recherchées par le Distributeur dans son appel d'offres sont-elles conformes aux exigences de la Loi, dont :*
 - o le traitement équitable et impartial des fournisseurs;*
 - o la recherche du prix le plus bas;*
 - o la possibilité que les besoins soient satisfaits par plus d'un contrat d'approvisionnement? »*

(Nos soulignés)

6. La Procédure d'appel d'offres reprend d'ailleurs les prescriptions de l'article 74.1 de la Loi.

7. On retrouve l'importance de rechercher une combinaison de soumissions au coût total le plus faible à la section 3.1 de la Procédure d'appel d'offres.

8. Le Code d'éthique sur la gestion des appels d'offres approuvé par la décision D-2001-191 prévoit :

« Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (« Distributeur ») doit mettre en place les contrats d'approvisionnement requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois. À cette fin, le Distributeur doit procéder à des appels d'offres auprès de fournisseurs d'électricité en leur assurant un traitement équitable et impartial, tout en évitant les conflits d'intérêts et en préservant la confidentialité des informations qui lui sont confiées.

Le présent document énonce les principes que le Distributeur doit respecter dans la conduite d'appels d'offres ainsi que dans ses activités courantes, pour éviter de conférer à Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (« Producteur »), à une société affiliée à Hydro-Québec qui agit à titre de fournisseur d'électricité (« Société affiliée ») ou à tout autre fournisseur, un avantage par rapport aux autres fournisseurs. À cette fin, le présent document établit entre le Distributeur et le Producteur ainsi qu'entre le Distributeur et toute Société affiliée, une séparation fonctionnelle des activités touchant l'approvisionnement en électricité. »

(Nos soulignés)

9. De tout ce qui précède, il semble clair que le Distributeur ne peut tenter de moduler le service recherché pour contourner les obligations découlant de l'article 74.1 de la Loi, du Règlement et de la Procédure d'appel d'offres.

10. Il ne peut combiner tous les services dans un seul contrat empêchant ainsi aux fournisseurs de soumissionner pour une partie seulement des services compris dans ce « tout global ».

11. Il ne peut requérir des caractéristiques à ce point exigeantes et non-requises (intégration à la minute, charge située au Québec pour le service de puissance) qu'il empêche des fournisseurs de participer et il doit favoriser la combinaison de contrats.

12. L'article 74.1 de la Loi, le Règlement et la Procédure d'appel d'offres s'appliquent à « tout contrat d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale... ».

13. Nous soumettons que chaque élément du service d'intégration éolienne recherché (le service d'intégration ou les retours d'énergie prédéterminés et garantis, la puissance complémentaire et les différents services complémentaires) constitue chacun un « contrat d'approvisionnement » au sens de la Loi qui doit donc faire chacun l'objet d'un appel d'offres selon l'article 74.1 de la Loi.

14. Cette expression « contrat d'approvisionnement » est définie à l'article 2 de la Loi :

« « contrat d'approvisionnement en électricité »: contrat intervenu entre le distributeur d'électricité et un fournisseur dans le but de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois; »

15. Il s'agit d'une définition très large qui couvre toute demande dans le but de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois.
16. Les notions de « fournisseur d'électricité » et de « fourniture d'électricité » sont également définies de la façon suivante à l'article 2 de la Loi :
- « fournisseur d'électricité »: quiconque étant producteur ou négociant d'électricité fournit de l'électricité;*
- « fourniture d'électricité »: l'électricité mise à la disposition ou vendue au distributeur d'électricité par un fournisseur ou un représentant; »*
17. Dans l'EGM, nous avons plaidé que les différents services prévus étaient des approvisionnements à lumière des décisions D-2005-76 et D-2006-27 interprétant la notion d'approvisionnement et qu'ils devaient chacun faire l'objet d'un appel d'offres en fonction de l'article 74.1 de la Loi et notamment du paragraphe 4.
18. La Régie s'est livrée à cette analyse détaillée (D-2011-193):
- « [87] Certains intervenants, dont EBM, ont soumis que cette demande doit être rejetée, au motif que les services prévus à l'EGM constituent des approvisionnements en électricité et qu'ils doivent faire l'objet d'appel d'offres en vertu de l'article 74.1 de la Loi.*
- (...)
- [90] La Régie doit donc déterminer si les services prévus à l'EGM constituent des approvisionnements en électricité et, dans l'affirmative, s'ils doivent faire l'objet d'appels d'offres en vertu de l'article 74.1 de la Loi.*
- [91] Pour les motifs exposés ci-après, la Régie est d'avis, d'une part, que les services prévus à l'EGM (le service de modulation, la puissance complémentaire et les services complémentaires) constituent des approvisionnements en électricité et, d'autre part, que ces approvisionnements doivent faire l'objet d'appels d'offres en vertu de l'article 74.1 de la Loi. »*
- (Nos soulignés)
19. Toute la section 4.1 d la décision D-2011-193 concerne cette analyse à l'effet que chacun des services de l'EGM constituaient des approvisionnements en électricité.
20. Cette analyse s'applique de la même façon (*mutadis mutandis*) au présent dossier, seul le nom donné aux services compris dans la présente entente a été changé.
21. La Régie a considéré chacun des services séparément et a déterminé qu'ils constituaient tous des approvisionnements.

22. Dans le dossier de l'EGM, au niveau du service de modulation, la Régie conclut que ce service constitue une « mise à la disposition d'électricité aux distributeurs par un fournisseur » soit une « fourniture d'électricité » et donc un approvisionnement au sens de la Loi vu la fourniture d'énergie et de puissance.
23. Ici, dans le présent dossier, le service requis de retours d'énergie qui vise selon HQD à « satisfaire la demande en énergie et en puissance » (HQD-1, doc. 1, p. 10) est un approvisionnement.
24. La Régie a aussi conclu que la puissance complémentaire de 15 % constituait un approvisionnement (D-2011-193, par. 103 et 104) :

« [103] La puissance complémentaire est décrite par le Distributeur comme étant « [...] une garantie de puissance fournie par le Producteur au Distributeur ». Le Distributeur indique que « [p]endant la durée de la présente entente, le Producteur fournira au Distributeur une quantité de puissance complémentaire équivalant à 15 % de la puissance installée des contrats éoliens en service commercial pour la période d'hiver, c'est-à-dire pour les mois de janvier, février, mars et décembre. »

[104] Cette mise à la disposition de puissance pour le Distributeur constitue, elle aussi, une « fourniture d'électricité », et donc un approvisionnement au sens de la Loi. Cette conclusion s'applique d'autant plus qu'il s'agit, en l'occurrence, de la fourniture de puissance additionnelle, au-delà de la contribution propre des parcs éoliens, laquelle fourniture est prise en compte spécifiquement au bilan en puissance du Distributeur. »

(Nos soulignés)

25. Ainsi, dans notre dossier, la puissance supplémentaire de 5 % de la puissance installée constitue donc aussi un approvisionnement.
26. Dans la décision D-2011-193, la Régie a décidé que chacun des services complémentaires constituait une « fourniture d'électricité » et donc un approvisionnement :

« [106] Le Distributeur mentionne que l'EGM « [...] inclut la fourniture des services complémentaires requis découlant des impacts de la production variable, et plus particulièrement de la production éolienne. ». Les services prévus à l'EGM sont les suivants :

- les services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation;*
- le service de réglage de production (suivi de la charge);*
- le service de provision pour aléas.*

[107] Par ailleurs, le texte de l'EGM indique 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 ». Cette entente est définie à l'article 1.9 de l'EGM et est citée en référence par le Distributeur.

[108] À la lecture du texte des annexes A et B de l'Entente de services complémentaires, la Régie note que les services complémentaires indiqués ci-haut et nommément identifiés dans l'EGM, consistent à rendre disponibles ou accessibles des ressources en puissance. Ces services constituent ainsi, chacun, de la « fourniture d'électricité » et donc des approvisionnements en électricité. »

(Nos soulignés)

27. À nouveau, cette conclusion s'applique dans notre affaire quant à la fourniture des services complémentaires « implicitement » compris dans le service d'intégration éolienne recherché.
28. Après avoir considéré chacun des éléments de l'EGM, la Régie sous le titre « 4.2 Les services prévus à l'EGM doivent faire l'objet d'appels d'offres », conclut en ces termes :

« [119] En conséquence de ce qui précède, la Régie conclut que les services prévus dans l'EGM constituent des approvisionnements dans le but de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois en vertu de la Loi. Elle conclut également que tout contrat entre un « fournisseur d'électricité » et le Distributeur pour la fourniture à ce dernier de l'un ou l'autre des services prévus à l'EGM constitue un « contrat d'approvisionnement en électricité » en vertu de la Loi.

[120] Les services prévus à l'EGM visent principalement l'intégration des blocs d'énergie éolienne déterminés par les Décrets. Ils sont donc requis pour « les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112 » au sens de l'article 74.1 de la Loi. Ils doivent donc faire l'objet d'appels d'offres en vertu de cet article. »

(Nos soulignés)

29. De façon générale, sur l'argument d'indissociabilité des services invoqué par HQD, la Régie indique :

« [135] Ces services contenus à l'EGM sont présentés comme « indissociables » par le Distributeur. Ils ont été regroupés dans un contrat afin de répondre, tel que cité ci-haut, spécifiquement aux besoins particuliers du Distributeur et ont fait l'objet d'une négociation avec le Producteur.

[136] Or, tel qu'indiqué précédemment, la Régie a conclu que les divers services prévus à l'EGM constituent, chacun, une fourniture d'électricité et donc un approvisionnement. La Régie est d'avis que le fait que le Distributeur ait négocié une entente sur mesure, « un tout global », ne le dispense pas de procéder par appels d'offres tel qu'exigé par l'article 74.1 de la Loi. »

(Nos soulignés)

30. En conclusion, la Régie énonce :

« [142] En regard des faits mis en preuve et des argumentations soumises et après examen des dispositions législatives et réglementaires pertinentes, la Régie est d'avis que les divers services prévus par l'EGM constituent chacun une «

fourniture d'électricité » et donc un approvisionnement en électricité, en vertu de la Loi. Elle est d'avis que de tels services doivent faire l'objet d'appels d'offres conformément à l'article 74.1 de la Loi et de la Procédure d'appel d'offres, notamment en appliquant les principes de traitement équitable et impartial des fournisseurs et de recherche du prix le plus bas. Ces appels d'offres doivent être conçus de façon à permettre que les besoins puissent être satisfaits par plus d'un contrat d'approvisionnement.

[143] La Régie constate que le Distributeur n'a pas appliqué la Procédure d'appel d'offres relativement aux services visés par l'EGM. Elle doit donc rejeter la demande du Distributeur visant l'approbation de l'EGM. »

(Nos soulignés)

31. À la lecture des extraits de cette décision, il nous semble clair que la Régie a déterminé que les divers services prévus dans cette entente constituaient chacun une « fourniture d'électricité » et donc un approvisionnement en électricité devant faire l'objet d'appels d'offres distincts :
- la Régie n'a pas analysé l'entente comme un « tout global »;
 - elle a considéré chacun des services séparément pour conclure s'ils constituaient chacun un approvisionnement;
 - l'on doit donner un sens à l'article 74.1 et s'assurer de permettre qu'il puisse y avoir une combinaison de contrats pour que tous les fournisseurs intéressés puissent participer et ainsi permettre l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas.
32. Le raisonnement et les conclusions de cette décision D-2011-193 au sujet des différents services inclus dans l'entente d'intégration éolienne proposée s'appliquent en l'espèce.
33. Le Distributeur se devait de soumettre une proposition impliquant au moins trois appels d'offres distincts pour chacun des types d'approvisionnement recherché par l'entente d'intégration éolienne (ou par un appel d'offres séparant les différents produits et en permettant aux fournisseurs de participer par produit et non obligatoirement comme un tout).
34. Il y lieu de se référer aussi à la décision D-2012-142 sur la requête en irrecevabilité relative à la contestation de l'appel de qualification :

« [12] Le 27 octobre 2011, la Régie rend sa décision relative au Plan (décision D-2011-162). Elle retient que le service de puissance complémentaire compris dans l'EGM contribuerait au bilan en puissance du Distributeur à la hauteur de 470 MW et qu'il constitue un approvisionnement postpatrimonial en puissance. Le Distributeur n'a pas convaincu la Régie que ce service devait nécessairement être obtenu du Producteur par le biais de l'EGM et que l'objectif de raffermissement ne pouvait être comblé par un approvisionnement assujéti à la Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les achats d'électricité⁶ (la Procédure). En conséquence, 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. Par

ailleurs, la Régie se déclare satisfaite des caractéristiques de l'EGM présentées par le Distributeur et des bases envisagées pour le calcul des coûts qui y sont associés.

[13] Le 19 décembre 2011, par sa décision D-2011-193, la Régie rejette la demande du Distributeur visant l'approbation de l'EGM. Selon elle, les divers services prévus par l'EGM constituent chacun une « fourniture d'électricité » et donc un approvisionnement en électricité, en vertu de la Loi. Elle est d'avis que de tels services doivent faire l'objet d'appels d'offres conformément à l'article 74.1 de la Loi et de la Procédure, notamment en appliquant les principes de traitement équitable et impartial des fournisseurs et de recherche du prix le plus bas. Elle ajoute que ces appels d'offres doivent être conçus de façon à permettre que les besoins puissent être satisfaits par plus d'un contrat d'approvisionnement. »

35. En plus des arguments mentionnés ci-haut, l'on ne peut traiter en bloc les différents produits car ils n'offrent pas les mêmes attributs.
36. D'ailleurs, notre expert monsieur Marshall a expliqué qu'en matière de fiabilité, il y avait deux types d'exigence, l'une référant à la planification (produit horaire) « resource adequacy » alors que l'autre concerne les opérations « security » afin de pouvoir balancer l'offre et la demande (« continuously balance load and generation »). C'est cette dernière portion qui est requise en matière d'intégration éolienne soit les services complémentaires (intra-horaires) (C-EBM-29, p. 3 à 5).
37. Monsieur Hanser reconnaît que l'intégration éolienne se fait par le biais des services complémentaires intra-horaires (contre-interrogatoire, n.s. 10 février 2014 p. 52) et aussi dans son rapport (HQD-1, doc. 2, p. 5) :

« Q. What services are typically included in the term “integration services”?

A. To date “integration services” include all of the services (and associated costs) necessary to compensate for the intra-hour variability and uncertainty associated with variable energy resources. »

38. L'on comprend également qu'il existe différents types de services complémentaires (intra-horaires) et qu'ils sont décrits séparément :
 - l'annexe 8 des Tarifs et conditions liste différents services complémentaires requis;
 - liste des services complémentaires de l'Entente sur les services complémentaires (C-EBM-23);
 - l'EGM décrivait de façon distincte les services complémentaires qui étaient alors recherchés et prévoyait des prix distincts. Il n'y avait pas de prix global même si HQD dit que cette entente constituait un tout inséparable (C-EBM-22);
 - rapport de monsieur Marshall (C-EBM-15, p. 18 à 21), sa présentation (C-EBM-29, p. 4 et 5);
 - contre-interrogatoire de monsieur Hanser (contre-interrogatoire, n.s. 11 février 2014 p.11.

39. La réponse fournie par l'expert monsieur Hanser sur la séparation des produits (« unbundling ») à l'effet que ce cela serait difficile n'est pas crédible. Il n'a fait aucune étude technique pour tenter d'évaluer les services requis pour l'intégration éolienne. Il n'a pas considéré et n'a pas pris connaissance d'aucune des études effectuées par le Distributeur, l'ESC, les documents produits par le Distributeur au NPCC, ni les dispositions de la Loi et du Règlement (contre-interrogatoire, n.s. 10 février 2014, p. 45 à 49).
40. Il y a lieu de noter que son mandat était aussi fort limité puisqu'il ne devait pas tenter d'identifier les services ni les quantités qui pourraient être requis pour les fins de l'intégration éolienne (contre-interrogatoire, n.s. 10 février 2014, p. 50-51). On devrait prendre avec beaucoup de réserve l'opinion de cet expert lorsqu'il émet des commentaires comparatifs concernant le réseau québécois. Celui-ci n'a même pas considéré le contexte réglementaire québécois pour les fins de la préparation de son rapport tel qu'indiqué précédemment.
41. Aussi, notre expert monsieur Marshall a démontré que l'argument de monsieur Hanser sur les soi-disant « caractéristiques uniques » du Distributeur n'était pas valable puisque ces caractéristiques sont notamment fonction des choix du Distributeur (interrogatoire de M. Marshall n.s. 12 février 2014, p. 178 à 180).
42. L'entente proposée est supposément la seule entente répondant aux besoins d'intégration éolienne et permettant d'assurer la fiabilité et la sécurité du réseau.
43. Cette affirmation du Distributeur est fautive. Elle est contredite par le Distributeur lui-même puisqu'il a toujours affirmé que l'EPM qu'il avait proposé respectait le cadre réglementaire et couvrait tous les impacts de la production éolienne assurant ainsi la fiabilité et la sécurité du réseau (C-EBM-14, par. 48).
44. D'ailleurs, à chacune de ses propositions (équilibre aux heures, aux 5 minutes ou à la minute), le Distributeur a soumis qu'il s'agissait du seul produit capable de répondre aux besoins d'intégration éolienne, alors que chacune de ces propositions étaient différentes.
45. L'ordonnance FERC 888 dont l'objectif est « to promote wholesale competition through open access and non-discriminatory transmission services » prévoit aussi la séparation des services complémentaires (rapport de monsieur Hanser HQD-1, doc. 2, p. 6 et contre-interrogatoire, n.s. 10 février 2014, p. 52).
46. L'objectif de la séparation des produits complémentaires, selon la FERC, est cohérent avec les objectifs recherchés par l'article 74.1 de la Loi.
47. Cette vision est également cohérente avec la nécessité de pouvoir obtenir pour chaque approvisionnement le meilleur prix conformément à l'article 74.1 de la Loi et le Règlement.

B. LA NON-NÉCESSITÉ DU SERVICE RECHERCHÉ ET SES CARACTÉRISTIQUES

1. La non-nécessité du service recherché

48. Lors du renouvellement de l'EIE, plusieurs ont questionné l'opportunité de renouveler cette entente dont EBM (D-2012-144).
49. Dans le cadre de la présente audience, plusieurs intervenants ont affirmé et démontré la non-nécessité d'une telle entente selon ses caractéristiques puisque d'une part, il ne semble pas y avoir de besoins à la marge de l'ESC et d'autre part, puisque la contribution en puissance provenant des éoliennes est désormais reconnue (preuve de EBM et témoignage de M. Cormier n.s. 13 février 2014, p. 36, témoignage de M. Deslauriers n.s. 14 février 2014, p.58 à 59 et p. 61 à 67 et contre-interrogatoire de M. Perrachon n.s. 14 février 2014, p. 106).
50. Nous vous référons plus particulièrement aux commentaires de monsieur Deslauriers du 14 février 2014, p. 40 :

« Q. [10] Mais, Monsieur Deslauriers, est-ce que vous croyez que cette police d'assurance soit nécessaire pour effectuer l'équilibrage éolien? »

R. Écoutez, traditionnellement la gestion de l'incertitude éolienne, comme la gestion de l'incertitude de la charge, se divise en quatre modules : une prévision sur un horizon de vingt-quatre (24) heures; une prévision sur un horizon d'une heure; une prévision intra-horaire, j'ai l'habitude parce que la littérature, parce que beaucoup de systèmes sont bâtis là-dessus, quand on parle intra-horaire on pense cinq minutes - il y a des systèmes à cinq ou à dix (10) minutes, dans cet ordre-là; et la régulation automatique de production. Ce sont les quatre modules vingt-quatre (24) heures, une heure, intra-horaire et le RFP qui gèrent l'incertitude et de la charge et de l'incertitude éolienne.

Dans le contexte québécois, comme les deux premiers modules, c'est-à-dire la variation de la prévision vingt-quatre (24) heures et la réservation une heure sont assurées par la gestion des bâtonnets patrimoniaux qui couvrent déjà ce produit-là, il ne reste que le suivi de la charge et la régulation de fréquence qui, selon tous les avis émis cette semaine, et je pense que c'est unanime, et aussi selon l'avis du rapport de l'IREQ, ne requièrent que très peu de puissance. On a entendu toutes sortes de chiffres mais quand on parle du RFP c'est quelque chose entre dix (10) et vingt (20) ou trente (30) mégawatts puis quand on parle de la prévision intra-horaire, on parle de cent (100), cent vingt-cinq (125), cent cinquante (150), c'est les chiffres qui ont été mentionnés par tout le monde.

Donc c'est notre avis que la police d'assurance n'est pas nécessaire pour assurer la fiabilité et la sécurité du réseau en tenant compte de l'éolien. »

51. Tel qu'indiqué plus haut et démontré par notre expert, lequel n'a pas été contredit, l'intégration éolienne se fait par le biais des services complémentaires.

52. Dans le cadre du plan d'approvisionnement 2008-2017, le Distributeur reconnaissait que les impacts relatifs à l'intégration éolienne se situaient au niveau des services complémentaires (C-EBM-14, p. 17 et 18) :

« 3.4 La stratégie du Distributeur en matière d'intégration de la production éolienne

Pour le Distributeur, les enjeux de l'intégration de la production éolienne se situent au niveau des services complémentaires, à savoir:

- Suffisance des ressources en puissance (contribution en puissance);
- Réglage de fréquence;
- Maintien des réserves (réserve tournante, réserve 10 minutes, etc.);
- Suivi de la charge;
- Provisions pour aléas.

L'approche préconisée par le Distributeur (études en cours au-delà du balisage demandé par la Régie dans la décision D-2006-27, p.11) est la suivante:

1. Compléter les analyses de fiabilité en puissance en cours dont les résultats seront produits avec l'état d'avancement de novembre 2008 (premier bloc d'énergie éolienne et novembre 2009 pour le second) ainsi que lors de la prochaine revue triennale déposée au NPCC;

2. Compléter les études menées par le Comité inter unités: a) Les impacts de l'intégration de la production éolienne sur les réserves d'exploitation (Réglage de fréquence, réserves tournante, réserve 10 minutes et suivi de la charge) et b) Les impacts sur les provisions pour aléas.

Les résultats de ces études permettront d'évaluer les services complémentaires additionnels requis pour intégrer la production éolienne.

Les impacts de la production éolienne sur les services complémentaires sont au cœur des préoccupations reliées à l'intégration de cette source d'énergie.

Les études décrites ci-dessus seront effectuées dans les délais requis pour porter un jugement éclairé concernant le renouvellement de l'entente d'intégration. Elles permettront également, si requis, de déterminer les modalités souhaitables d'une nouvelle entente (n.s. volume 2, page 16).

(...) »

(Nos soulignés)

53. Or, les machines du Producteur asservies au RFP répondent présentement aux variations qui peuvent provenir de l'intégration de la production éolienne. (HQD-2, doc. 3.3 page 3 voir également la réponse affirmative à l'engagement 2 à l'effet que les machines qui offrent les services de l'entente d'intégration éolienne présentement offrent aussi les services complémentaires de l'ESC p. 9-10).

54. Cette preuve est cohérente avec le rapport fourni par HQD au NPCC (C-EBM-17, annexe A, à la p. 48) où il indique « Wind generation integration has not significantly impacted day-to-day operation of the system, and the actual level of wind generation does not require particular operating procedures ».
55. Il a été démontré que si une perturbation majeure survenait sur le système, les machines asservies au RFP répondraient pour rétablir l'équilibre (interrogatoire de M. Marshall n.s. 12 février 2014, p. 148 et contre-interrogatoire n.s 13 février 2014, p. 134 à 136).
56. M. Paquet a par ailleurs confirmé qu'un fournisseur offrant le service d'intégration éolien par le biais de machines asservies au RFP devrait répondre à une perturbation (perte de lignes) (n.s. 11 février 2014, p. 106).
57. Le Distributeur tente, pour des motifs d'ordre purement contractuels avec le Producteur, de traiter de façon complètement séparée l'intégration éolienne du reste du réseau pour les fins de déterminer les caractéristiques du produit recherché.
58. Toutefois, le Distributeur a reconnu que présentement, le réseau était géré globalement. (HQD-2, doc. 3.1, p. 27) :

« Veuillez indiquer si le CCR d'HQT gère présentement l'application de l'entente d'intégration éolienne (EIÉ) mentionnée en référence sur une base différenciée du reste du réseau d'HQ.

Réponse du Transporteur :

Non. L'entente est appliquée de façon intégrée avec le suivi de la Charge. »

59. Nous référons aussi à HQD-2, doc .1 réponse 4.1 :

« 4.1 Veuillez expliquer en détail comment le Producteur réalise l'équilibrage éolien intra-horaire dans le cadre de l'EIÉ.

Réponse du Transporteur :

Le Producteur réalise l'équilibrage éolien intrahoraire à travers son service de RFP et du suivi de la charge. Cet équilibrage est réalisé globalement pour l'ensemble du réseau, incluant l'éolien.

4.1.1 Veuillez également préciser s'il équilibre chacun des parcs éoliens, l'ensemble des parcs globalement ou l'ensemble du réseau incluant la variabilité de la charge, des échanges sur les interconnexions et des différentes sources de production.

Réponse du Transporteur :

Voir la réponse à la question 4.1. »

60. Or, notre expert vous a démontré que la pratique reconnue en Amérique du Nord est de considérer l'intégration éolienne à la marge des ressources existantes et non de façon isolée du reste du réseau et que cette position est conforme à l'ordonnance FERC 764 (C-EBM-29, p. 23, 25; C-EBM-15, p. 43 à 45 et 50).
61. L'expert du Distributeur n'est pas en désaccord avec ces principes (HQD-1, doc.2, p. 11, l. 5 et contre-interrogatoire, n.s. 10 février 2014, p. 57).
62. HQD tente de justifier les caractéristiques du service recherché en indiquant qu'il faille déconsidérer totalement l'apport de l'ESC au réseau. Cette proposition est contraire avec les principes énoncés plus haut à l'effet que l'intégration de la production éolienne ne s'effectue pas en vase clos. Tel qu'indiqué précédemment, la position d'HQD découle de considérations d'ordre contractuel à l'égard de son affilié alors que seules les considérations opérationnelles du réseau dans son ensemble et les obligations légales devraient dicter ces choix et ce afin de réduire l'impact monétaire pour sa clientèle.
63. HQD a indiqué qu'il n'y avait pas de fondement pratique à cette séparation des services complémentaires. Il oublie l'article 74.1 de la Loi. Il ne s'agit pas d'une « utopie » ni d'une « vue de l'esprit ».
64. Si l'ESC était offerte par n'importe quel autre fournisseur que le Producteur, HQD n'aurait pas l'exigence à l'effet « d'absorber l'ensemble des impacts de la production éolienne de manière à ce que la fourniture des services complémentaires associés à l'alimentation de la charge locale ne soit pas affectée par la production éolienne. »
65. D'ailleurs, dans l'EGM, le Distributeur n'a pas tenté de discarter les impacts possibles de cette entente, au contraire, il a considéré ce qu'il jugeait avoir besoin à la marge de l'ESC. Nous vous référons à notre preuve (C-EBM-14, au par. 78) :

« 78. Dans le cadre du plan 2011-2020, le Distributeur a à nouveau expliqué, en ce qui a trait aux services complémentaires, que ce qui était requis en matière d'intégration éolienne était les besoins additionnels à la marge ou les services complémentaires supplémentaires nécessaires à ce que le Distributeur a déjà en matière de gestion des approvisionnements en ces termes :

« L'entente comporterait quatre grandes composantes dans le fond. On parle de quatre grands services, premier service qui serait des services complémentaires supplémentaires pour le Distributeur.

Juste pour revenir sur les services complémentaires. En deux mille cinq (2005), on a eu une entente sur les services complémentaires associés à l'électricité patrimoniale, donc une entente qui a été mise en place en deux mille cinq (2005) et qui couvrirait l'ensemble des besoins du Distributeur, mais basée sur les besoins de... ou associée plutôt à l'électricité patrimoniale.

Évidemment, depuis deux mille cinq (2005), plusieurs moyens de production, plusieurs contrats se sont ajoutés aux approvisionnements du Distributeur. La demande du Distributeur a aussi évolué et surtout les caractéristiques de cette demande, les profils de consommation de la demande ont aussi évolué. Et ce qu'on voit aujourd'hui, ce sont des besoins additionnels à la marge pour ce qui est des services complémentaires.

Donc, c'est des... de façon... on peut dire que ces besoins-là sont aussi issus évidemment des caractéristiques de la production éolienne. Donc, ce que l'entente de modulation inclurait, ce sont des services complémentaires supplémentaires à ce qu'on a déjà qui seraient nécessaires pour la gestion des approvisionnements du Distributeur. »

(Nos soulignés)

66. Revoyons certaines modalités proposées dans l'EGM (C-EBM-22) puisqu'elles démontrent que le Distributeur avait alors en tête ce qui était nécessaire pour intégrer l'éolien en sus de ce que le système offrait dans son ensemble.

67. Dans l'avant-dernier attendu, on pouvait lire :

« ATTENDU QUE le Producteur et le Distributeur ont déjà convenu, le 15 février 2005, d'une entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial, que les Parties constatent que les niveaux de certains des services qui y sont définis ne conviennent plus à la situation actuelle et que le Distributeur désire acquérir auprès du Producteur, pour les fins de la présente entente, des quantités additionnelles de ces services affectés par l'introduction des approvisionnements post patrimoniaux assujettis. »

(Nos soulignés)

68. Au niveau des services complémentaires, l'on voit de façon spécifique que l'intégration éolienne recherchée est pour les besoins qui pourraient être éventuellement requis :

« 3.3.2 Services complémentaires

Les Parties conviennent que (i) 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, et (ii) que les services affectés par l'introduction des approvisionnements postpatrimoniaux assujettis sont prévus aux paragraphes (i) (ii) (iii) suivants. »

69. Le Distributeur ne prévoyait aucun besoin additionnel de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation :

« (i) Services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation.

Pour les services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation, aucune modification à la prestation de service prévue à l'entente de services complémentaires n'est requise au moment de la signature des présentes.

Dans le cas où, afin de maintenir la sécurité et la fiabilité du réseau électrique, le Transporteur exigerait que les niveaux des services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation dépassent ceux prévus dans l'entente de services complémentaires, le Distributeur devra alors se procurer, auprès du Producteur au prix correspondant au service utilisé établi au sous-paragraphe (a), toute quantité supplémentaire de services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation par rapport aux niveaux de services de réglage de

fréquence et de maintien des réserves d'exploitation actuellement fournis en vertu de l'entente de services complémentaires. »

(Nos soulignés)

70. Le besoin en matière de suivi de la charge était limité à 82 MW :

« (ii) Service de réglage de production - suivi de la charge

Le service de réglage de production - suivi de la charge devra être rehaussé par rapport aux niveaux prévus à l'entente de services complémentaires au fur et à mesure que les parcs éoliens visés par les approvisionnements post patrimoniaux assujettis entrent en service commercial et ce, jusqu'à concurrence de 82 MW, lequel 82 MW est attribuable à 3 000 MW de puissance éolienne installée. »

(Nos soulignés)

71. Au niveau du service de provision pour aléas, on indiquait :

« (iii) Service de provisions pour aléas

Le service de provisions pour aléas devra être rehaussé par rapport aux niveaux prévus à l'entente de services complémentaires au fur et à mesure que les parcs éoliens visés par les approvisionnements postpatrimoniaux assujettis entrent en service commercial et ce, jusqu'à concurrence de 45 MW, lequel 45 MW est attribuable à 3 000 MW de puissance éolienne installée. »

(Nos soulignés)

72. Les quantités de services complémentaires alors requises découlaient des différentes études effectuées par HQD (C-EBM-31 à 33).

73. Dans l'étude sur l'impact de la production éolienne sur le service de régulation de la fréquence (C-EBM-31), on peut lire ceci à l'introduction :

« Sur un réseau électrique, comme celui d'Hydro-Québec, la consommation d'électricité varie en permanence et sans préavis. Ainsi, l'opérateur du réseau doit répondre en tout temps à ces fluctuations, par un ajustement de la production, de manière à maintenir la fréquence du réseau à 60 Hz. Des réserves de production doivent donc être rendues disponibles à cet égard.

Il existe actuellement une entente régissant l'ensemble des services complémentaires fournis par Hydro-Québec Production afin d'assurer la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement patrimonial. Cette entente inclut des niveaux de réserve requise afin d'assurer la régulation de la fréquence. Le niveau de réserve actuel peut varier entre 500 et 1500 MW. Cette pratique a historiquement permis à TransÉnergie de maintenir un niveau très élevé de conformité aux normes de contrôle de la fréquence du NERC.

L'énergie éolienne, compte tenu de la variabilité non contrôlée de sa production, peut exiger, de la part du contrôleur d'un réseau, des ressources additionnelles afin d'assurer le maintien de la fréquence. Cette étude vise à évaluer l'impact

potentiel de l'introduction de 3000 MW de production éolienne dans la zone de réglage du Québec. Elle fait appel à des méthodes statistiques appliquées dans d'autres juridictions. Par ailleurs, Hydro-Québec vise également à utiliser un simulateur de réseau afin d'évaluer, avec plus d'acuité, ce type d'impacts. Toutefois, les données d'entrée requises par un tel simulateur ont été rendues disponibles tout récemment, de sorte que les résultats ne seront connus qu'au printemps 2010. »

(Nos soulignés)

74. Or, l'on sait de ce qui précède que dans l'EGM, aucun besoin pour ce service complémentaire n'a été identifié.
75. Dans notre preuve, au paragraphe 80, nous référons à des extraits des notes sténographiques du dossier R-3748-2010 (demande d'approbation du plan d'approvisionnement relativement au RFP) :

« Q. [83] Parfait. Maintenant, dans cette réponse 9.1 vous traitez des dépassements de deux des services, celui dont on vient de parler, la prévision pour l'écart de prévision court terme de la demande, mais aussi au premier paragraphe vous traitez des dépassements concernant le service de réglage de production. Et vous avez fourni dans les deux cas les quantités, le nombre de dépassements et les quantités. Qu'en est-il cependant du réglage de fréquence? Et je vous réfère ici à la pièce B-054, HQD-5, Document 1 qui est votre réponse à la demande de renseignements numéro 3 de la Régie, plus particulièrement aux pages 13 et 14.

(...)

R. Bon. Je vais vous référer en ce qui concerne le réglage de fréquence aux études qu'on a déposées, entre autres, dans le cadre de l'état d'avancement de deux mille neuf (2009). Alors, l'état d'avancement de deux mille neuf (2009) mentionnait au chapitre du réglage de fréquence deux différents, ou du moins séparait le problème entre les besoins de régulation automatique de fréquence, ce qu'on appelle en anglais « automatic generation control », et référerait également aux impacts sur les moyens pris en compte pour le suivi de la charge. Donc, c'est deux, c'était comme deux aspects ou deux, deux aspects qui sont reliés ou deux initiatives qui doivent être prises pour assurer que la fréquence soit stable sur le réseau.

Lorsqu'on se réfère maintenant aux services complémentaires, à l'entente sur les services complémentaires qui s'appelle « Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la fiabilité et la sécurité de l'électricité patrimoniale », on retrouve les services découpés de manière légèrement différente. Donc, le RFP, qui est un des services où on mentionne effectivement que le Producteur doit fournir entre cinq cents (500 MW) et mille cinq cents mégawatts (1500 MW) d'une capacité qui est située entre cinq cents (500 MW) et mille cinq cents mégawatts (1500 MW) qui sont assujettis au réglage automatique de production. Alors, ça c'est un des aspects du service.

Cet aspect du service-là c'est TransÉnergie qui devrait être responsable le jour où ça va arriver de nous mentionner si, effectivement, il enregistre des dépassements ou il enregistre des besoins additionnels par rapport à ce qui lui est actuellement

fourni. Le Distributeur ne possède pas l'expertise, ne possède pas les données pour positionner quelque besoin à cet égard-là. »

(Nos soulignés)

76. Le Distributeur n'a pas soumis d'études plus à jour que celles de 2009 HQD-2, doc. 3.1 p. 21, HQD-2, doc. 1, p. 32 et C-EBM-21). Il n'a pas fourni d'études justifiant le service à la minute par rapport à un service aux 5 minutes (HQD-2, doc.1, p.16)
77. Le Distributeur n'évalue même pas quels sont les services complémentaires actuellement offerts par le Producteur par le biais de l'ESC (n.s. 11 février 2014, p. 42).
- 2) Les services complémentaires qui pourraient être requis
78. Dans son rapport, monsieur Marshall a tenu compte de ces études et a déterminé ce qui pouvait potentiellement être requis en matière de services complémentaires (repris dans sa présentation C-EBM-29, p. 15), si vous ne reprenez pas la preuve à l'effet que le service d'intégration éolien recherché n'est pas requis :

Reliability Requirements vs Application
(For 3139 MW of Wind Capacity)

		Minimum Requirement For Reliability		Implicitly Required in the Application	
		Winter	Summer	Winter	Summer
Adequacy (Year, Month, Day ahead)					
Supplemental Capacity(%CF)		0%	0%	35%	35%
	(MW)	0	0	1099	1099
Forecast Risk Capacity	(MW)	47	47	1099	1099
Error Correction					
Security (Real Time)					
Ancillary Service Capacity					
Regulating Reserve (0-10 min)	(MW)	6-31	6-31	3139	3139
Load Following (<60 min)	(MW)	86-157	86-157	3139	3139
Incremental LF (10-60 min)	(MW)	80-126	80-126	0	0
Required Reliability Services Capacity	(MW)	86-157	86-157	3139	3139

Source - Marshall report Figure 5-1

79. Advenant que vous décidez d'évaluer ce qui est requis en matière d'intégration éolienne de façon isolée du reste du système d'HQD, ce qui est selon nous contraire à la pratique d'industrie standard nord-américaine, monsieur Marshall a évalué les besoins comme devant requérir ce qui suit à la p. 23 de sa présentation :

- *HQD assumes that wind must be balanced separately from load*
- *Under this assumption, I conclude that for 3139 MW of wind generation in 2015*
 - about **300MW of intra-hour Load Following** capacity is sufficient
 - hourly deviations are less than 10% of capacity for 96.1% of time
 - about **50MW of Regulating Reserve** capacity is sufficient
 - 5 minute deviations are less than 1.5% of capacity for 97.7% of time

80. Le Distributeur n'a aucunement tenté d'évaluer de façon spécifique les services complémentaires et les quantités qui pourraient être requis (C-EBM-29, p. 13).
81. Tel qu'indiqué par monsieur Marshall, le Distributeur n'a pas tenté d'évaluer les coûts relatifs à ces services (n.s. 12 février 2014, p. 155-156).
3. Les caractéristiques recherchées
- i) La consigne à la minute
82. Dans les caractéristiques recherchées, le Distributeur indique que le service devra être accessible à des producteurs asservis ou non au RFP, mais il demande aussi que le nouveau service puisse absorber les variations sans que les fournisseurs (le Producteur) des services complémentaires associés à l'alimentation de la charge locale ne soient affectés par la production éolienne.
83. Cette dernière caractéristique n'était pas requise dans l'EGM et monsieur Paquet a confirmé qu'elle n'existait pas dans l'appel de qualification (contre-interrogatoire, n.s. 10 février 2014 p.62).
84. La participation du CCR n'a pas été requise pour déterminer si les caractéristiques de l'EGM rencontraient les exigences de sécurité ou de fiabilité (contre-interrogatoire de M. Paquet, n.s. 10 février 2014 p.79).
85. Il est également intéressant de revoir la demande de renseignements #3 de la Régie (HQD-2, doc. 1.3, question 2) :

« PROGRAMMATION DES RESSOURCES DU FOURNISSEUR

2. **Références :**
- (i) Pièce B-0004, p. 10;
 - (ii) Pièce B-0004, annexe B;
 - (iii) Document d'appel de qualification QA/O 2012-01, réponse 011.

Préambule :

(i) « [...] le Transporteur exige que les fournisseurs du service d'intégration disposent d'une charge et d'une quantité de production dont la modulation permet d'absorber ou de compenser les variations de la production éolienne en tout

temps. À cet effet, la production du fournisseur doit être assujettie, soit à une consigne émise à chaque minute par le CCR [Centre de contrôle du réseau] du Transporteur [Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité], soit aux automatismes de RFP [régulation fréquence puissance]. » [Nous soulignons]

(ii) « Toute consigne demandée par le CCR doit être respectée dans un délai maximum de 1 minute suivant la réception de la consigne. »

(iii) « Question 011 :

Expliquer pourquoi la production éolienne doit nécessairement être équilibrée aux 5 minutes plutôt que sur une base horaire ou des données de mesure aux 15 minutes.

Réponse 011 :

Les impacts de la production éolienne sur le réseau se manifestent sur des pas de temps encore plus courts qu'aux 5 minutes. Toutefois, pour des raisons pratiques, la modulation sur des pas de temps plus courts que 5 minutes exigerait que tous les fournisseurs livrent le service avec des équipements assujettis au RFP. » [Nous soulignons]

Demandes :

2.1 Veuillez préciser les raisons pratiques que le Transporteur (ou le Distributeur) avait identifiées dans la réponse citée au préambule [référence (iii)].

Réponse : Dans le présent dossier, l'assujettissement des équipements des fournisseurs potentiels à une consigne transmise à chaque minute découle d'une exigence du Transporteur. Cette exigence assure que la fourniture des services complémentaires associés à l'alimentation de la charge locale ne soit pas affectée par la production éolienne, conformément à la demande formulée par le Distributeur au Transporteur. Dans le cadre de l'appel de qualification lancé en 2012, l'exigence que le service soit sans impact n'avait pas été précisée dans la demande transmise par le Distributeur au Transporteur pour obtenir ses exigences et critères pour la mise en place d'un service d'intégration éolienne. Cette exigence vise à assurer l'équité entre les fournisseurs des différents services du Distributeur. En effet, les ressources utilisées pour fournir les services complémentaires associés à l'alimentation de la charge locale ne peuvent être utilisées pour compenser la variabilité de la production éolienne. »

86. L'on voit de ce qui précède que l'exigence à la minute découle spécifiquement de la demande d'HQD à l'effet que l'intégration éolienne doit se faire isolément à l'ESC. Le tout a été confirmé par monsieur Paquet du CCR (contre-interrogatoire de M. Paquet, n.s. 10 février 2014, p. 61).
87. C'est dans ce contexte que le Distributeur demande que la production du fournisseur soit soumise à une consigne émise à chaque minute par le CCR ou soit assujettie aux automatismes de RFP (HQD-1, doc. 1, p. 10).
88. Les exigences émises par le Transporteur découlent des caractéristiques déterminées par HQD (contre-interrogatoire de M. Paquet, n.s. 11 février 2014, p.14-15).

89. Ceci a pour effet que le service demandé pourrait exiger des fournisseurs qu'ils aient globalement la capacité technique de fournir à chaque minute de l'énergie pouvant aller de 0 MW jusqu'à 3139 MW (contre-interrogatoire d'HQD, 11 février 2014, à la p. 16).
90. Lors de la conférence préparatoire de l'appel de qualification, EBM avait questionné la nécessité de recourir à un service aux 5 minutes pour la totalité de la production éolienne :

« M. PASCAL CORMIER :

À savoir le produit actuel on parle d'une intégration éolienne aux cinq minutes pour l'ensemble des trois mille (3000), je n'ai pas le chiffre exact, trois mille (3000) mégawatts. Donc, vous voulez avoir la flexibilité de changer aux cinq minutes la totalité, ça peut passer de zéro à trois mille (3000) mégawatts en cinq minutes. Est-ce que c'est notre bonne compréhension?

M. LUC BERNIER :

Je vais vous assurer qu'on a actuellement environ sept cents (700) mégawatts de production éolienne en service. On a fourni des données de référence sur le parc tel qu'il était lorsqu'il y avait quatre cents (400) quelques mégawatts en service.

Je vais vous avouer qu'on a jamais observé de modifications de zéro à quatre cent quarante-sept (447) mégawatts ou l'inverse en cinq minutes. Par contre, il peut y avoir des modifications assez importantes lorsqu'arrivent, par exemple, des fronts en Gaspésie. Il peut y avoir à l'intérieur de quelques heures des variations très importantes de production éolienne, ce qui oblige, effectivement, pour la sécurité et la fiabilité du réseau, pour la maintenir équivalente à ce qu'elle est sans éolien, ça oblige à avoir des ...une quantité importante de production éolienne qui est assujettie aux cinq minutes.

M. PASCAL CORMIER :

Juste pour clarifier la question. Le produit demandé vous donnerait la possibilité de pallier à une variation pour la totalité du parc éolien aux cinq minutes. Est-ce que c'est ... Est-ce que cette affirmation-là est vraie?

M. LUC BERNIER

Si le produit recherché donnerait cette possibilité-là? Oui. »

91. Les caractéristiques du service recherché (à la minute ou des équipements asservis au RFP) favorisent le Producteur au détriment des fournisseurs potentiels dont EBM. Le Producteur est le seul qui possède des équipements asservis au RFP.
92. Selon monsieur Marshall, les caractéristiques du service recherché sont excessives et cette preuve est non contredite (C-EBM-29, p. 19 à 22) i.e. en 2012 l'on constate que seulement 3.9% des variations horaires dépassent 10% de puissance p. 19 / p. 20 les écarts de réglage en 2012 varient seulement de 3.4 à 6.96% pour la période du 20 au 26 janvier 2013, la plus grande variation dans un pas de 5 minutes en valeur absolue a été de 71MW sur une capacité installée de 1437 MW.

93. Certaines autres intervenants ont soulevé cette problématique (exigence à la minute ou assujettissement au RFP) et le fait qu'elle ne favorise pas la concurrence (interrogatoire de M. Deslauriers n.s. 14 février 2014, p. 42, 43 et 50; interrogatoire de M. Paquin n.s. 14 février 2014, p. 80 à 82).
94. C'est dans ce contexte que monsieur Marshall expliquait dans son rapport à la page 25 (C-EBM-15) :

*« The specific ancillary services required for wind integration are masked by requiring 100% of the Contract Quantity to be under the one minute control of CCR. As stated by HQD "The wind power integration service, which allows deliveries that fluctuate from minute to minute and that are associated with major uncertainties to be balanced, **implicitly provides the ancillary services required for the integration of wind power generation**" (Bold underline added). The effect of requiring 100% of the Contract Quantity to be under one minute control to CCR makes 100% of the Contract Quantity equivalent to Regulating Reserve capacity which also provides for Load Following and Day ahead Forecast Risk. »*

et, à la p. 31 :

« The requirement in the Application is to have the total Contract Quantity (3139 MW) under either AGC or one minute control. Dependent on wind production this obligation adds significant AGC and spinning reserve to the system. At 100% wind production the Contract Quantity is to be regulated down to zero output while at zero wind production the Contract Quantity is to be regulated up to 100%. This adds 3139 MW of Regulating/spinning reserve which is clearly excessive of the reliability requirement. »

95. Nous vous référons aussi aux explications fournies lors de sa présentation en audience (C-EBM-29, p. 13).
96. EBM vous a exprimé clairement qu'il aurait pu participer à la fourniture des services décrits dans l'EGM mais qu'avec les caractéristiques exigées dans le présent dossier (assujettissement à une consigne émise par chaque minute par le CCR ou aux automatismes RFP, HQD-1, doc. 1, p. 10), celui-ci se voit automatiquement exclu de la course (interrogatoire de M. Cormier, n.s. 13 février 2014, p. 16-17).
97. M. Paquet a reconnu que l'exigence pour un opérateur de réseau de répondre à des consignes à la minute alors qu'il n'y a pas d'asservissement au RFP n'est pas une pratique courante (n.s. 12 février 2014, p. 100).
98. De plus, cette exigence limite complètement l'utilisation possible des interconnexions.
99. La preuve est à l'effet que l'interconnexion HQT-MASS permet les échanges aux 15 minutes et pourrait même permettre l'échange d'énergie sur une base de 5 minutes (interrogatoire de M. Cormier n.s. 13 février 2014, p. 17). Cette information a été rendue publique dans une présentation du NYISO intitulé Enhanced Inter-Regional Transaction Coordination with Hydro Quebec (C-EBM-14 par. 104, 105; n.s. 12 février 2014, p. 173).

100. L'Ontario a également initié un projet pilote d'échanges aux 10 minutes (interrogatoire de M. Marshall, n.s. 12 février 2014, p. 166-167). M. Hanser ne connaissait pas les détails de ce projet pilote (contre-interrogatoire, n.s. 11 février 2014, p. 14)
101. Dans la preuve d'HQD (HQD-1, doc. 1, p. 14) et lors du témoignage de ses représentants, il fut affirmé que l'appel de qualification avait permis de démontrer qu'il n'y avait qu'au plus deux ou trois fournisseurs pouvant se livrer une concurrence pour le service d'intégration recherché. De tels commentaires sont déplorables dans la mesure où les caractéristiques déterminées par HQD (un service amalgamant tous les approvisionnements et l'obligation de répondre à la minute aux variations) ne respectent pas les décisions passées (D-2011-162 et D-2011-193) de la Régie, l'article 74.1 de la Loi et le processus d'appel d'offres. La tenue d'un appel d'offres séparé pour la puissance, par exemple, aurait suscité l'intérêt de plusieurs fournisseurs.
- ii) la puissance complémentaire
102. Le Distributeur a admis que la puissance complémentaire additionnelle de 5 % qui est demandée dans ce dossier équivaut de façon comparative à la puissance complémentaire additionnelle de 15 % qui était demandée dans le dossier de l'EGM (HQD-2, doc. 3.1., p. 14, qu. 3.1.3);
103. Ainsi, les déterminations passées de la Régie relativement à ce type d'approvisionnement s'appliquent en l'espèce. Selon nous, il s'agit d'un approvisionnement distinct qui doit faire l'objet d'un appel d'offres séparé.
104. Dans notre preuve (C- EBM-14 au par. 43) nous indiquions que le texte même de l'EIE de 2005 décrit deux différents services soit un service d'équilibrage éolien et un service de puissance complémentaire. Dans la réplique du Distributeur dans le dossier d'entente d'intégration éolienne de 2005, celui-ci précisait qu'il s'agissait de services distincts de la façon suivante :
- « Il s'agit là de deux services distincts qui répondent adéquatement aux besoins du Distributeur en absorbant les fluctuations de la production d'énergie éolienne, en lui offrant des livraisons en base d'environ 350 MW sur toutes les heures de l'année et en permettant l'inclusion d'environ 350 MW à son bilan de puissance. »*
105. Dans la décision du plan d'approvisionnement 2011-2010 (D-2011-162), vous avez conclu que cet approvisionnement postpatrimonial était assujéti à un processus d'appel d'offres.
106. Il est important de revenir sur certains extraits de cette décision.

107. Tout d'abord, la Régie avait considéré le fait qu'en l'absence de service de modulation ou d'équilibrage, le Distributeur indiquait lui-même devoir alors conclure des ententes séparées pour acquérir de la puissance complémentaire et des services complémentaires (D-2011-162) :

« [236] Le Distributeur explique que si aucun service de modulation ou d'équilibrage ne s'avérait disponible, il devrait effectuer un nombre accru de transactions sur les marchés de court terme et la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée risquerait d'augmenter. Il devrait également conclure des ententes séparées pour acquérir des services complémentaires et la puissance complémentaire. »

108. Il est fait référence au recours aux marchés de court terme aussi aux paragraphes 249 et 253 de cette décision.
109. Cette reconnaissance d'HQD à l'effet qu'il puisse recourir aux marchés pour cet approvisionnement démontre que l'obtention de puissance n'est pas liée à la contribution éolienne et aussi qu'il s'agit d'un approvisionnement spécifique.
110. Dans le présent dossier, le Distributeur a également reconnu qu'il pourrait faire appel aux marchés pour ce type de produit à défaut d'entente. (HQD-2, doc. 4, p.11)
111. Les passages pertinents de la décision D-2011-162 relatifs à la puissance complémentaire se lisent comme suit :

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

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

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

[254] La Régie retient que le service de puissance complémentaire contribuerait au bilan en puissance du Distributeur à la hauteur de 470 MW et qu'il constitue un approvisionnement postpatrimonial en puissance. Le Distributeur admet qu'il est possible de se procurer, sur le marché, de la puissance pour raffermir le transfert, de l'été vers l'hiver, de l'énergie découlant des contrats éoliens. Il n'a pas convaincu la Régie que ce service 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.

[256] Sous réserve de ce qui précède et des caractéristiques finales de l'EGM à être étudiées dans le cadre du dossier R-3775-2011, la Régie est satisfaite des caractéristiques présentées par le Distributeur et des bases envisagées pour le calcul des coûts qui y sont associés. »

(Nos soulignés)

112. Dans notre preuve (C-EBM-14 au par. 26), nous avons repris un extrait des notes sténographiques du dossier de l'EGM où le Distributeur mentionnait que le 15 à 25% recherché de puissance complémentaire ne proviendrait pas des éoliens mais serait fourni par le Producteur :

« [335] Au niveau du supplément de quinze pour cent (15 %), physiquement parlant est-ce que ça va être effectivement l'éolien qui va le fournir ou ça va être le Producteur qui va le fournir, comment physiquement le quinze pour cent (15 %) de puissance supplémentaire, d'où ça va provenir?

R. Les quinze pour cent (15 %) supplémentaires, la capacité intrinsèque des éoliennes de répondre aux demandes hiver avec toutes les incertitudes que j'ai mentionnées est de trente pour cent (30 %). Donc, le quinze pour cent (15 %) ne peut pas provenir de là. Le quinze pour cent (15 %) il provient, il va provenir pour la composante puissance des autres ressources du Producteur et qui vont venir garantir l'énergie qui est transférée de l'été à l'hiver des éoliennes. Donc, on a parlé du service de modulation, énergie répartie sur toute l'année en moyenne qui donne trente-cinq pour cent (35 %), un certain profil mensuel horaire. Ce qu'on prend c'est l'énergie d'été on la ramène en hiver, puis on dit pour la garantir il va y avoir des équipements du Producteur qui vont venir nous garantir cette présence-là.

Q. [336] Donc, ça va venir du Producteur, c'est ce que je comprends?

R. Oui. »

113. Lors du renouvellement de l'entente d'intégration actuelle, la Régie reconnaissait (D-2012-144) les problématiques relatives aux caractéristiques de cette entente qui se retrouvent également dans les caractéristiques proposées, dont le fait que la puissance contributive est estimée à 30 % et que l'écart entre les quantités de production prévues des parcs éoliens et l'énergie effectivement livrée force le Distributeur à rembourser pour de l'énergie qui dépasse le strict besoin d'équilibrage :

« [113] La Régie constate qu'aucune modification aux caractéristiques techniques et économiques de l'Entente 2005 n'a été apportée depuis son approbation initiale. En effet, le prolongement de l'Entente 2005, bien au-delà de l'échéancier initial, n'a pas permis au Distributeur de prendre en compte les commentaires relatifs aux caractéristiques techniques et économiques émis par la Régie dans ses décisions D-2006-27, D-2008-113 et D-2011-162.

[114] Ainsi, dans l'Entente 2005, la puissance complémentaire tient compte d'une puissance contributive des éoliennes estimée à 15 %. Or, à la lumière des études réalisées par le Distributeur et du dossier R-3775-2011, cette puissance contributive est maintenant estimée à 30 %.

[115] La Régie constate également des données fournies pour l'année 2011 que l'écart entre les quantités prévues d'énergie produites annuellement par les parcs éoliens (35 %) et l'énergie effectivement livrée contraint le Distributeur à devoir rembourser le Producteur pour l'énergie qui dépasse le strict besoin d'équilibrage, et ceci dans un contexte de surplus énergétique. »

114. Dans le plan d'approvisionnement R-3748-2010, le Distributeur indiquait à son bilan de puissance (C-EBM-24) comme deux items complètement séparés la contribution en puissance provenant de l'éolien (30 %) et la contribution de l'entente globale de modulation (15 %).
115. Malgré cette décision sans équivoque selon nous, le Distributeur a présenté un produit incluant une puissance complémentaire intégrée au service de modulation dans l'EGM.
116. Indépendamment des décrets, les prescriptions de l'article 74.1 de la Loi requièrent que ce produit fasse l'objet d'un appel d'offres séparé à titre d'approvisionnement au sens de la Loi.
117. Notre expert, monsieur Marshall, a expliqué que le 5 % de puissance additionnelle demandée par le Distributeur n'était pas requis pour rencontrer les exigences de fiabilité du réseau en terme de « Resource Adequacy » (adéquation des ressources). Dans son rapport, à la page 28 (C-EBM-15), il indique :

« Resource Adequacy

The requirement for Resource Adequacy in all supply areas of North America is the responsibility of all load serving entities, who through the Reliability Coordinator for their area, must demonstrate to the North American Reliability Corporation ("NERC") or one of its regional councils that sufficient capacity exists presently and into the future to reliably supply the forecast load. In Québec it is the responsibility of HQD to demonstrate to NPCC that "The probability (or risk) of disconnecting firm load due to resource deficiencies shall be, on average, not

more than one day in ten years.” The HQD report “**2011 Québec Balancing Authority Area Comprehensive Review of Resource Adequacy**” which was referenced earlier (see footnote 41) demonstrates that sufficient resources will exist in Québec through 2016. Inherent in the analysis is an installed wind capacity under contract to HQD of 3139 MW which was reduced to an accredited capacity equal to 30% of nameplate (941 MW). Total planned resource adequacy capacity of 45,401 MW is forecast to supply a peak load of 39,313 MW with a resulting loss of load expectation (“LOLE”) of only 0.021 days per year for 2015/16 which is well below the requirement of 0.1 days per year. »

118. L'exemple du 2 janvier 2014 fourni par Hydro-Québec ne justifie pas la demande de requérir 35 % de retours garantis en hiver tel qu'expliqué par monsieur Marshall (n.s. 12 février 2014, p. 125 à p. 127 :

« Now, resource adequacy, when I talk about sufficient capacity to reliably supply the forecast load, the long-term criteria, and this is from the North-East Power Coordinating Council, NPCC, is that you not disconnect firm load any more than one day in ten years. And in order to deal with that, there is a requirement for each balancing area in the NPCC region: Ontario, New York, New England, the Maritimes and Quebec, to file a review of adequacy every year. A comprehensive review is filed every third year and an interim review, every year in-between which essentially to demonstrate that you meet that criteria. That is the primary requirement of long-term resource adequacy of NPCC.

But in addition, you have to file an 18-month adequacy report and you have to file reports showing that each week ahead over the next weeks you're going to meet the requirement.

Now inherent in that, it's a probabilistic evaluation. It's... you have enough resources to meet the requirement looking forward at the next winter in the next five years. And different than

the January second (2nd) peak, when we heard from Hydro-Québec Distribution that wind only operated at thirteen percent (13%) and they wanted thirty-five percent (35%); well, it's important for the Régie to understand that those are two different things. The resource adequacy over the long-term look at the wind and what the wind contributes to be able to meet this one day in ten years and there are times that the wind would be operating when Hydro generators and other generators may be forced out of service. And then there are times when the wind is not blowing and the Hydro fills in. The generation and the system help each other. So the wind actually helps the Hydro and the Hydro helps the wind so that together, they will meet this one day in ten year criteria.

And I'll talk a little more later about the need for the thirty-five percent (35%) or I should say, the desire for the thirty-five percent (35%) for a specific peak hour. But for this long-term adequacy, NPCC accepts wind generation in Quebec at thirty percent (30%) of its name-plate capacity. And that's for the long-term adequacy.

Now Hydro-Québec Distribution have said they want an additional five percent (5%) in their... through this application. That five percent (5%), in my view, is not required for integration of wind. The issue for integration of wind relates to the security aspect, the real time operation of the system. If the Hydro-Québec system

is short of capacity long-term, as they show in their supply plan, it's a choice as to where that capacity can come from. »

119. Notre expert monsieur Marshall a expliqué les coûts associés à la puissance complémentaire dans le cadre de l'entente actuelle et a démontré que cette caractéristique n'était pas requise pour l'intégration (C-EBM-29, p. 10-11).
120. L'étude d'octobre 2009 effectuée par Hydro-Québec Distribution intitulée « Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution » (C-EBM-030) indiquait ce qui suit à la p. 1 :

« La présente étude vise à fournir une estimation de la contribution en puissance des 3000 MW de production éolienne sous contrat avec Hydro Québec Distribution.

Il s'agit d'une démarche qui vise notamment à déterminer une valeur à intégrer dans les exercices d'évaluation de la fiabilité en puissance de la zone de réglage Québec. »

(Nos soulignés)

121. La conclusion de ce rapport se lit comme suit :

« La présente évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne fait appel aux approches méthodologiques les plus reconnues dans la littérature et appuyées par les organismes de réglementation comme le NERC (réf 13). Deux modèles distincts ont été utilisés, à savoir, MARS commercialisé par General Electric et FEPMC développé par Hydro-Québec et conduisent à des résultats convergents.

Le modèle MARS indique une contribution en puissance qui s'élève à 32 % de la puissance éolienne installée. Ce modèle est reconnu et largement utilisé dans l'industrie électrique. Par contre, son utilisation ne permet pas de capter, sur un pas de temps horaire, la corrélation entre la production éolienne et les fines pointes de charge susceptibles d'engendrer les événements de délestage.

Ainsi, un second modèle (FEPMC) a été utilisé. Ce dernier permet de capter la corrélation entre les variations de charge et de production éolienne sur une base horaire. Les résultats obtenus avec ce modèle sont par ailleurs sensibles aux données simulées de production éolienne pendant un nombre limité d'événements de forte charge répertoriés durant la période de référence de 36 ans. Ainsi l'évaluation de la contribution en puissance résultant de ce modèle est de 36 % lorsque les données originales d'Hélimax sont utilisées et de 29 % lorsque les corrections apportées par le modèle GEM 2.5 d'Environnement Canada sont appliquées.

Puisque les données de simulation obtenues à partir du modèle GEM 2.5 se sont avérées plus précises, le résultat de 29 0/0 est considéré plus fiable.

Finalem^{ent}, en considérant l'ensemble des résultats obtenus ainsi que les forces et faiblesses propres à chacune des évaluations, une hypothèse de contribution en puissance de 30 % semble centrée. »

(Nos soulignés)

122. Le Distributeur ne peut donc justifier cette demande de 5 % de puissance complémentaire pour des motifs de fiabilité puisque les exigences du NPCC sont rencontrées.
123. Il a été démontré qu'il ne s'agit pas d'un approvisionnement nécessaire pour l'intégration éolienne (C-EBM-29, p. 4) qui requiert plutôt une exigence de fiabilité dite de « Security » (par le biais de services complémentaires intra horaires) à la page 28 du rapport de monsieur Marshall :
- « Security requires that the integrated transmission system operate continuously in real time even in times of contingency. »*
124. Le 5 % de puissance complémentaire additionnelle peut venir de plusieurs sources aux pp. 28 et 29 du rapport de monsieur Marshall :
- « This 5% supplemental capacity can come from any capacity source. It need not be located in Québec and it need not be a generation resource. Interruptible loads and generation contracted from adjacent areas through interconnections can both qualify. »*
125. La décision de l'EGM sur la question de la puissance complémentaire est selon nous cohérente avec la décision de la Régie dans le plan d'approvisionnement (D-2011-162).
126. Le Distributeur s'est toujours limité à lire le paragraphe 138 de la décision D-2011-193 pour argumenter l'indissociabilité des services en faisant abstraction de la décision du plan d'approvisionnement (D-2011-162) et des paragraphes 134 à 137 ainsi que 139 à 141 de cette même décision, notamment en ayant en tête l'article 74.1 de la Loi.
127. Nous les reprenons au long :
- « [134] Ainsi, la Régie est d'avis que les services suivants ne sont pas requis pour fournir la « garantie de puissance [...] sous forme de convention d'équilibrage » ou le « service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne » exigés par les Décrets, mais qu'ils répondent notamment aux besoins de flexibilité d'utilisation des sources d'approvisionnement du Distributeur :*
- les retraits modulés conformément aux besoins du Distributeur;*
 - la puissance complémentaire à la hauteur de 15 % en hiver;*
 - la puissance garantie, sans limitation, lorsque les BRD sont inférieurs à 32 000 MW et qu'il n'y a pas de contraintes de transport;*
 - la constitution d'un solde annuel tel que décrit dans l'EGM;*
 - l'inclusion des PPCH et PPCB.*

[135] Ces services contenus à l'EGM sont présentés comme « indissociables » par le Distributeur. Ils ont été regroupés dans un contrat afin de répondre, tel que cité ci-haut, spécifiquement aux besoins particuliers du Distributeur et ont fait l'objet d'une négociation avec le Producteur.

[136] Or, tel qu'indiqué précédemment, la Régie a conclu que les divers services prévus à l'EGM constituent, chacun, une fourniture d'électricité et donc un approvisionnement. La Régie est d'avis que le fait que le Distributeur ait négocié une entente sur mesure, « un tout global », ne le dispense pas de procéder par appels d'offres tel qu'exigé par l'article 74.1 de la Loi.

[137] Par ailleurs, le Distributeur soumet que les modalités précises du service d'équilibrage ou d'intégration éolienne ne sont pas définies aux Décrets. À cet égard, la Régie est d'avis que le fait que les modalités précises du service d'équilibrage ou d'intégration éolienne ne soient pas définies aux Décrets n'autorise pas le Distributeur à concevoir un produit sur mesure négocié avec un seul fournisseur.

[138] Cela étant dit, la Régie constate qu'en vertu des Décrets, le service d'équilibrage et la puissance complémentaire (ou, selon le cas, la garantie de puissance) sont indissociables. Ceci découle des termes suivants des Décrets :

« Le bloc visé au paragraphe 1o du premier alinéa est assorti d'une garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, sous forme de convention d'équilibrage [...]. » [nous soulignons]

« Le bloc visé au premier alinéa [ou : 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 [...]. » [nous soulignons]

[139] À cet égard, la Régie juge utile de préciser qu'à son avis, la garantie de puissance ou, selon le cas, la puissance complémentaire, exigée par les Décrets se limite au niveau de puissance requis seulement aux fins de l'équilibrage ou de l'intégration éolienne.

[140] En ce qui a trait à la puissance complémentaire de 15 % prévue à l'EGM, la Régie est d'avis que ce pourcentage va au-delà de la puissance requise aux fins de l'équilibrage ou de l'intégration éolienne exigés par les Décrets. »

128. Selon ces extraits, le 15 % de puissance complémentaire (ou présentement le 5%) va au-delà de la puissance requise aux fins de l'équilibrage ou de l'intégration éolienne exigée des décrets.
129. Selon nous, ce qui est requis pour l'intégration éolienne réfère au critère de fiabilité de sécurité par le biais de services complémentaires et la garantie de puissance ou puissance complémentaire n'est pas requise vu la contribution en puissance reconnue par le NPCC à hauteur de 30 % de la puissance éolienne installée.
130. M. Cormier a expliqué la valeur à accorder au 30% reconnu par le NPCC dans un bilan en puissance (n.s. 13 février 2014, p. 108). Il y a clairement une valeur associée à cette contribution en puissance reconnue par le NPCC (n.s. 13 février 2014, p. 36 à 40).

131. Une interprétation fort plausible des décrets est qu'en 2003, 2005 et 2008, la contribution en puissance des éoliennes n'avait pas encore été reconnue par le NPCC (n.s. 13 février 2014, p 94) et c'est peut-être pour cette raison que l'on a référé à l'expression « garantie de puissance » dans ce contexte.
 132. À tout événement, l'on ne peut favoriser une interprétation des décrets qui serait contraire à l'article 74.1 de la Loi.
 133. L'expert de la FCEI, monsieur Raymond, est également d'accord avec monsieur Marshall à l'effet qu'HQD ne tient pas compte adéquatement de la contribution en puissance. Il est aussi d'avis que la puissance proposée de 35% va au-delà de la contribution propre de 30 % des parcs éoliens. Il réfère aussi à la D-2011-193 (par. 104, 134, 139 et 140).
 134. Il réfère aussi au fait que la puissance additionnelle, si requise, pourrait être obtenue auprès de plus de fournisseurs potentiels tel que confirmé par le Distributeur.
 135. Le groupe de consommateurs UC est également d'avis que l'achat de toute puissance complémentaire à la contribution propre des éoliennes devrait se faire à l'extérieur du cadre des appels d'offres pour l'intégration éolienne « afin de profiter de la disponibilité des produits et de la concurrence » (C-UC-0017).
 136. Tel qu'indiqué par monsieur Cormier, il ne s'agit pas d'une quantité importante à obtenir, le cas échéant sur les marchés (157 MW) (n.s. 13 février 2014, p. 41-42)
 137. Pour des motifs de cohérence entre vos décisions (décisions du plan d'approvisionnement D-2011-162, de l'EGM D-2011-193 et la décision sur la requête en irrecevabilité D-2012-142), d'application de l'article 74.1 de la Loi et vu l'ensemble de la preuve offerte par EBM et tous les autres intervenants, la Régie devrait conclure à la pertinence de l'ensemble de cette preuve dans le cadre du présent dossier.
 138. Aussi, par équité procédurale la Régie ne pourrait pas décider de rejeter cette preuve et permettre à tous les autres intervenants de traiter de cette même question. La Régie, rappelons-le, a elle même questionné le Distributeur sur la question de l'indissociabilité des services (HQD-2, doc. 1.2, question 12). Finalement, tel que mentionné dans le cadre de l'audience, l'objectif visé ici est de permettre à la Régie d'avoir toute l'information pertinente pour lui permettre de prendre une décision éclairée.
 139. De plus, la Régie devrait conclure que malgré que les décrets y font spécifiquement référence, celle-ci n'est pas requise pour les fins d'équilibrage et qu'à tout événement, si jugée néanmoins requise, elle devrait faire l'objet d'un appel d'offres distinct.
- iii) Les coûts de l'EIE et de l'entente proposée
140. L'approbation des contrats d'approvisionnement doit se faire sur la base du prix le plus bas.

141. Ce principe a à nouveau été repris dernièrement par la Régie dans sa décision D-2013-183 dans le cadre du dossier du présent plan d'approvisionnement :

« Coûts et risques associés aux approvisionnements

[18] L'article 74.1 de la Loi prévoit que la procédure d'appel d'offres favorise l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées. Dans cet esprit, la stratégie d'approvisionnement retenue en amont du lancement d'appels d'offres doit être celle permettant de minimiser les coûts, compte tenu des risques. Ainsi, la Régie examine les stratégies d'approvisionnement du Distributeur dans une perspective de long terme et doit prendre en compte les principes de suffisance et de fiabilité de ces approvisionnements ainsi que l'objectif de la minimisation des coûts. Quant à la question des risques, l'article 72 de la Loi stipule que le plan d'approvisionnement doit tenir compte des risques découlant des choix des sources d'approvisionnement.

(...)

Caractéristiques des contrats

[27] En vertu de l'article 72 de la Loi et de l'article 1 du Règlement sur le plan, les caractéristiques des contrats et ententes que le Distributeur entend conclure doivent être examinées dans le cadre du plan d'approvisionnement. Par ailleurs, tout contrat fera l'objet d'un examen spécifique de la Régie lorsque le Distributeur déposera une demande d'approbation à cet égard en vertu de l'article 74.2 de la Loi.

[28] En conséquence, ce sont les caractéristiques des contrats et ententes éventuels, telles qu'envisagées par le Distributeur, qu'il doit décrire dans le cadre du Plan. Ainsi, l'examen du Plan par la Régie est le forum approprié pour débattre de ces caractéristiques. À cet égard, la Régie précisait, dans sa décision D-2011-029, qu'elle considérait important que le Distributeur soit explicite quant aux objectifs et stratégies qu'il privilégie, aux coûts et risques associés à ces stratégies et aux impacts de ces stratégies sur les bilans en puissance et en énergie à l'horizon du plan d'approvisionnement.

(nos soulignés)

142. Il revenait à HQD de démontrer que sa proposition est valable du côté économique. Il n'a pas démontré en amalgamant tous les services dans un seul produit qu'il respecte le principe de l'attribution de contrats au plus bas coût possible.
143. Dans la dernière cause tarifaire la Régie mentionnait à nouveau différentes préoccupations au niveau des coûts de l'entente actuelle (D-2013-021) :

« [61] La Régie approuve les coûts du service d'intégration éolienne au montant de 31,9 M\$, puisqu'elle a accepté les renouvellements de l'EIE considérés chaque fois comme temporaires. Elle considère cependant que le paramètre de la puissance contributive devrait être actualisé car toutes les parties, le Producteur, le Transporteur et l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (l'IREQ) s'entendent sur ce paramètre et qu'il est pris en compte par le Northeast Power Coordinating Council (NPCC) depuis 2009.

[62] L'AQCIE/CIFQ rappelle que le Distributeur a toujours soutenu que le coût de l'intégration éolienne serait de 0,5 ¢/kWh₅₀, alors que les coûts réels qui sont

transmis aux consommateurs sont plutôt aujourd'hui de 1,2 ¢/kWh à 1,7 ¢/kWh⁵¹. La Régie partage ce constat et, comme elle l'a exprimé à plusieurs reprises, réitère à nouveau sa préoccupation sur le niveau élevé des coûts d'intégration éolienne.

[63] La preuve soumise dans le présent dossier et le débat sur cet enjeu démontrent que les coûts de l'intégration éolienne sont très élevés. Ils doivent être ajustés à la baisse et les paramètres discutés plus haut doivent être modifiés dans les prochaines ententes à venir. La Régie demande au Distributeur de tenir compte de ces préoccupations lors de l'élaboration du prochain produit d'intégration éolienne. »

144. Notre expert monsieur Marshall vous a expliqué qu'il y avait des coûts importants relatifs à la présente entente dus à la puissance complémentaire, aux retours d'énergie uniformes et au remboursement au Producteur (C-EBM-29, p. 10; C-EBM-15, p. 10 à 13).
 145. À la lumière des leçons apprises, il émet plusieurs préoccupations par rapport à la présente entente, notamment au sujet de la puissance complémentaire, des retours d'énergie uniformes et le fait que le Distributeur ne tient pas compte de l'ESC (C-EBM-15, p. 26-27).
 146. Au niveau des coûts de l'entente actuelle nous vous référons aussi à l'expert M. Raymond et à sa présentation. (C-FCEI-18).
 147. La majorité des intervenants favorisent des retours d'énergie profilés mensuels plutôt que des retours uniformes (C-EBM-29, p. 12, C-FCEI-18, C-UC-17, p. 4)
- iv) Certaines autres caractéristiques
148. Dans la décision D-2011-193, la Régie juge que le contexte législatif dans lequel s'inscrivent les décrets, notamment l'article 74.1 de la Loi, impose une interprétation voulant qu'il soit possible de conclure une combinaison de plusieurs contrats et rejette par le fait même la position avancée par le Distributeur à l'effet qu'un seul fournisseur québécois, soit le Producteur, est en mesure de fournir les services prévus par cette entente (par. 123 à 129).
 149. La Régie souligne d'ailleurs le fait que le Distributeur lui-même a reconnu que d'autres fournisseurs pouvaient offrir ces services notamment dans le cadre du dossier de l'EIE dès 2005 (D-2011-193, par. 125).
 150. La caractéristique voulant que les services soient offerts par un fournisseur situé dans la zone de réglage est contraire aux décrets.
 151. L'approvisionnement en puissance ne doit pas être limitée par cette caractéristique surtout que le terme « fournisseur » dans la Loi comprend la notion de négociant.
 152. Au niveau de la durée du contrat, il serait préférable que l'entente proposée soit d'une durée de trois ans et non d'une durée de cinq ans, tel que proposé par le Distributeur.

153. Il y a lieu de se rappeler que l'EGM proposée par le Distributeur avait une durée de trois ans et que dans le dossier d'appel de qualification, le Distributeur a indiqué qu'il pouvait se satisfaire d'un contrat d'une durée minimale de trois ans.
154. Une durée de trois ans permettrait de s'assurer d'un meilleur arrimage avec les prix de marché suite à des appels d'offres lancés. Aussi, une durée de trois ans cadrerait mieux avec le processus réglementaire incluant l'approbation des plans d'approvisionnement.
155. L'argument du Distributeur sur la lourdeur du processus d'appel d'offres ne devrait être retenu parce que la longueur du processus depuis le plan d'approvisionnement lui est entièrement imputable. (Il n'a pas présenté un appel de qualification conforme au cadre réglementaire D-2012-142. La Régie s'est souvent dite préoccupée par les délais tel que rappelé par EBM dans la lettre C-EBM-10) Si les caractéristiques du service recherché avaient respecté la Loi et le cadre réglementaire, la démarche n'aurait pas été si longue.
156. HQD ne semble pas vouloir définir quelles seraient les pénalités qui pourraient être imposées. En fait, celles-ci ne sont toujours pas définies (HQD-2, doc. 1, p. 48). Il s'agit d'une caractéristique importante qui devrait être définie dès à présent pour s'assurer du traitement équitable et impartial des fournisseurs.
157. Le Distributeur dans son complément de réponse à la demande de renseignements de la Régie (HQD-2, document 1.1, Page 3 de 4) affirme ce qui suit .

« Pour des raisons d'équité envers les fournisseurs potentiels, et afin de respecter les exigences du Transporteur, le Distributeur est dans l'obligation de mettre en place un mécanisme de pénalités en cas de déviation des consignes de programmation. En effet, si une déviation survenait, le Producteur devrait nécessairement compenser avec ses ressources car le Transporteur doit assurer l'équilibre entre l'offre et la demande à chaque instant. »

158. Le Producteur, en tant que fournisseur, ne serait pas assujéti à des pénalités car se sont ses propres machines qui offrent le service de compensation (interrogatoire M. Cormier 13 février 2014, p. 29-30). Cela donne un avantage marqué au Producteur par rapport aux autres fournisseurs qui eux devront assumer les pénalités monétaires.
159. Il y a également lieu de rappeler que les pénalités qui étaient imposées dans le cadre de l'appel de qualification étaient exagérées et contraires à ce que la Régie avait décidé dans sa décision D-2012-010.
160. Les fournisseurs potentiels ainsi que la Régie ont tout intérêt à connaître le risque monétaire associé aux pénalités dans le présent dossier. Un mécanisme de pénalité trop contraignant aurait pour effet de donner un avantage encore plus important au Producteur.

C. L'INTERPRÉTATION DES DÉCRETS

161. Advenant que vous jugiez que les décrets sont valides, ceux-ci doivent s'interpréter en fonction de la Loi et plus particulièrement de l'article 74.1.

162. La Régie reconnaissait ce principe dans la décision D-2011-193, à la p. 36 :

« [123] La Régie ne retient pas l'interprétation restrictive des Décrets proposée par le Distributeur, selon laquelle les services qui y sont visés ne doivent être obtenus qu'auprès d'un seul fournisseur.

[124] En effet, selon l'article 54 de la Loi d'interprétation, « le nombre singulier s'étend à plusieurs personnes ou à plusieurs choses de même espèce chaque fois que le contexte se prête à cette extension ». Or, de l'avis de la Régie, le contexte législatif dans lequel s'inscrivent les Décrets, notamment l'article 74.1 de la Loi, impose une interprétation des Décrets qui soit compatible avec les objectifs et les exigences énoncés dans cet article, en particulier en ce qui a trait à la possibilité de conclure une combinaison de plusieurs contrats. » (nos soulignés)

163. Donc, en tout temps, il y a lieu de privilégier une interprétation permettant la séparation des produits lorsque ceux-ci peuvent être obtenus distinctement afin de privilégier l'obtention des meilleurs prix.

164. Le décret de 2003 prévoit :

« Le bloc visé au paragraphe 1^o 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. »

165. Les décrets de 2005 et 2008 quant à eux mentionnent :

« Le bloc visé au premier alinéa (« ou 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'un autre fournisseur québécois ou d'Hydro-Québec, dans ses activités de production d'électricité. »

166. Selon nous, l'objectif recherché par le gouvernement est l'obtention d'une entente d'intégration si requise pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'intégration au système d'Hydro-Québec des différents blocs d'énergie éolienne (monsieur Marshall dans son témoignage parle aussi de l'importance des notions d'efficacité, n.s. 12 février 2014, p. 155-156).

167. À la pièce C-EBM-17, nous indiquons :

« Les expressions « convention d'équilibrage » ou « entente d'intégration éolienne » réfèrent à la même notion soit l'entente offrant le(s) service(s) requis pour compenser la variabilité et l'intermittence de la production d'énergie éolienne des blocs d'énergie obtenus par les différents appels d'offres, afin d'éviter les impacts sur le réseau électrique.

Selon notre expert, monsieur Marshall, ceci se traduit par l'obtention des services complémentaires additionnels décrits à son rapport en sus de ce qui est actuellement fourni par l'Entente de services complémentaires du 15 février 2005 liés à l'introduction de la production éolienne. »

168. La Régie a la compétence exclusive pour déterminer ce qui est requis pour cette intégration éolienne :

« 31. La Régie a compétence exclusive pour:

(...)

2° surveiller les opérations des titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants;

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

169. Cette détermination cadre aussi avec votre mandat en vertu de l'article 72 de la Loi et votre compétence exclusive vous permettant de déterminer si un appel d'offres est conforme à la Loi et au cadre réglementaire (D-2012-142, par. 98).

170. À la lumière de ce qui précède, la Régie a la compétence d'évaluer si une telle entente est requise et les caractéristiques de cette entente en fonction des véritables besoins.

171. La preuve dans le présent dossier a démontré que ce qui pourrait être requis se limite aux services complémentaires. L'entente d'intégration pourrait se limiter à l'obtention de ces seuls services.

172. Qu'en est-il de la puissance complémentaire dont il est fait référence au décret? Selon nous, cette notion réfère à la contribution en puissance reconnue par le NPCC qui elle est indissociable de la production éolienne et il n'y a donc aucun besoin particulier additionnel qui devrait être reconnu pour les fins d'équilibrage.

173. Cette interprétation est conforme à la position exprimée par la Régie aux paragraphes 134, 139 et 140 de la décision D-2011-193 où elle indiquait que la puissance complémentaire exigée des décrets se limite au niveau de puissance requis seulement pour les fins de l'équilibrage.

174. Tel que l'indiquait monsieur Marshall, il y a lieu de noter qu'à l'époque où les décrets ont été édictés, le NPCC n'avait pas encore reconnu la contribution en puissance provenant de l'éolien (n.s. 13 février 2014, p. 94)

175. La détermination de ce qui pourrait être requis en matière de puissance complémentaire ne peut s'évaluer seulement au gré du calcul mathématique proposé par le Distributeur fonction de sa détermination du pourcentage des retours d'énergie demandés (la capacité contractuelle comparée aux données réelles).

176. Advenant que la Régie juge que les décrets ne sont pas valides, l'analyse demeure la même. Le Distributeur devra alors procéder par appels d'offres pour ce qui est strictement requis aux fins d'intégrer la production éolienne selon les paramètres stricts qui auront été déterminés dans le présent dossier.

177. Les conclusions du présent dossier quant à ce qui est requis ou non pour l'intégration éolienne devraient s'appliquer sans qu'une autre demande n'ait à être présentée car dans l'intervalle le Distributeur continuerait à appliquer l'entente actuelle à l'avantage du Producteur et avec les impacts économiques coûteux qui n'ont pas été contredits.
178. Contrairement à ce que vous dit le Distributeur, il n'y a pas eu diligence dans l'approbation d'une nouvelle entente d'intégration éolienne. Ce processus a commencé avec le dépôt du plan d'approvisionnement 2011-2020 en novembre 2010.
179. Dans le cadre de votre procédurale D-2013-104, la Régie soulevait différents enjeux à considérer relativement au présent dossier dont le fait que la demande était effectuée en vertu de l'article 72 de la Loi et non en vertu de l'article 74.1 de la Loi. Nous sommes d'avis que la demande est visée par cette disposition tel qu'indiqué précédemment et que le Distributeur se devait de prévoir une conclusion spécifique pour faire approuver une modification à la grille d'analyse de la Procédure d'appel d'offres.

D. CONCLUSION

180. Nous soumettons aussi que la Régie doit formuler des conclusions spécifiques et claires afin de s'assurer qu'HQD s'y soumettent contrairement à ce qui fut fait par le Distributeur suite aux décisions passées du plan d'approvisionnement, de l'EGM et de la contestation de l'appel de qualification.
181. Selon nous, le débat relatif au respect de l'article 74. 1 de la Loi se fait pour une 4^e fois (le plan, l'EGM, la contestation de l'appel de qualification) et le Distributeur n'a jamais donné suite aux décisions passées de la Régie voulant que chaque approvisionnement fasse l'objet d'un appel d'offres séparé.
182. Selon nous, les décisions passées de la Régie du plan d'approvisionnement et de l'EGM étaient claires et le Distributeur a toujours trouvé une façon de ne pas y donner suite de sorte qu'on se retrouve encore avec des caractéristiques ne respectant pas l'article 74.1 de la Loi.
183. Il y a un coût qui se rattache à la répétition de ces débats sans compter que pendant ce temps, l'entente d'intégration éolienne qui devait être renouvelée de façon temporaire, se prolonge avec des coûts fort importants tel qu'à nouveau démontré dans cette audience sans compter que cette entente n'a pas été approuvée conformément à l'article 74.1 de la Loi.
184. Ainsi, nous demandons que la Régie rejette les présentes caractéristiques de l'entente proposée.
185. Les caractéristiques du produit proposé ne permettent pas la saine concurrence recherchée par la conclusion possible d'une combinaison de contrats (puissance complémentaire supplémentaire) et n'assure pas une équité et un traitement impartial à l'égard de l'ensemble des fournisseurs potentiels.

186. Le SIÉ, tel que demandé et décrit dans le présent dossier, a un effet restrictif et limitatif sur les fournisseurs potentiels qui pourraient vouloir y répondre par opposition à l'affilié du Distributeur, le Producteur (caractéristique à la minute).
187. La Régie devrait ordonner que les caractéristiques se limitent à ce qui est véritablement requis pour l'intégration éolienne soit l'obtention de différents services complémentaires par le biais d'appels d'offres séparés selon les quantités proposées par notre expert à la marge de l'ESC. Pour ce qui est de toute demande de puissance en sus de la contribution en puissance reconnue par le NPCC provenant des éoliennes, elle devrait faire l'objet d'un appel d'offres distinct.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.