

---

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

RAPPORT D'EXPERTISE

Préparé par : Marcel Paul Raymond, M. Sc.

8 novembre 2013

## Table des matières

<b>Sommaire et recommandations.....</b>	<b>4</b>
<b>1. Mandat .....</b>	<b>11</b>
<b>2. Contexte .....</b>	<b>13</b>
2.1. <i>Les coûts de l'EIE</i> .....	15
<b>3. Principes de l'adéquation entre le produit fourni, le produit demandé et les besoins du Distributeur.....</b>	<b>18</b>
<b>4. La puissance .....</b>	<b>21</b>
4.1. <i>La puissance et les décrets</i> .....	21
4.2. <i>L'intérêt du Distributeur dans l'acquisition de puissance additionnelle</i> .....	27
4.3. <i>L'expérience de l'EIE en termes de puissance</i> .....	28
<b>5. Le profil de l'énergie.....</b>	<b>33</b>
5.1. <i>Les variations mensuelles</i> .....	33
5.2. <i>Variation saisonnière recommandée</i> .....	39
5.3. <i>Mise à jour de la production attendue</i> .....	41
<b>6. La compensation de l'écart annuel des retours d'énergie.....</b>	<b>44</b>
6.1. <i>La problématique</i> .....	44
6.2. <i>Méthode d'ajustement recommandée</i> .....	46
6.3. <i>L'expérience de l'EIE en termes d'énergie annuelle</i> .....	46
<b>7. L'évaluation de l'EIE en résumé .....</b>	<b>48</b>
<b>8. Les exercices de balisage.....</b>	<b>51</b>
<b>9. La prévision de la production éolienne .....</b>	<b>52</b>
<b>10. La flexibilité sur les paramètres .....</b>	<b>55</b>

<b>11. La durée.....</b>	<b>59</b>
<b>12. L'obtention d'un prix juste et raisonnable.....</b>	<b>62</b>
12.1. <i>Problématique.....</i>	62
12.2. <i>Méthodes d'établissement d'un prix juste et raisonnable .....</i>	64
12.3. <i>La position du Distributeur.....</i>	66
12.4. <i>Facteurs influençant les coûts d'intégration .....</i>	69
12.5. <i>Représentativité des cas présentés par l'expert du Distributeur .....</i>	70
12.6. <i>Autres cas.....</i>	77
12.7. <i>Éléments pour l'évaluation des coûts d'intégration au Québec .....</i>	80
<b>13. La procédure d'appel d'offres .....</b>	<b>84</b>
13.1. <i>L'assurance d'obtenir un prix juste et raisonnable .....</i>	84
13.2. <i>Les éléments de pénalité.....</i>	86
13.3. <i>Le calcul d'un coût global.....</i>	86
13.4. <i>Les mécanismes d'indexation.....</i>	87
<b>14. Les décisions antérieures de la Régie en résumé .....</b>	<b>89</b>
<b>15. Conclusion .....</b>	<b>91</b>

**ANNEXE A – Productions éoliennes historiques, janvier 2010 à septembre 2013**

## Sommaire et recommandations

Nous avons analysé l'ensemble de la 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 soumise par Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le « Distributeur ») et nous soumettons les remarques et recommandations qui suivent à la Régie de l'Énergie (la « Régie »).

Comme point de départ, nous avons analysé les coûts réels de l'Entente d'intégration éolienne (« EIE ») en place depuis 2006 entre le Distributeur et Hydro-Québec dans ses activités de production (le « Producteur »). Selon notre évaluation, les coûts réels auront totalisé plus de 139 M\$ à la fin de 2013 dont environ 113 M\$ s'avèreraient non requis selon l'examen que nous avons fait dans le présent rapport. Et ce, sans compter, un manque à gagner évalué à 15 M\$ annuellement dans le cas d'un parc de 3139 MW pour l'énergie d'hiver non reçue par le Distributeur en hiver, tel que décrit à la section 5.1.

Notre examen nous a aussi permis de constater que les coûts unitaires de l'intégration de la production éolienne ont été de 13,88 \$/MWh avec l'EIE sur la période 2008-2012, soit un prix nettement trop élevé selon nous. Sans les coûts non requis identifiés plus haut, le coût unitaire aurait plutôt été de 2,60 \$/MWh.

Les principaux irritants de l'EIE que nous avons identifiés sont :

- (i) Une puissance contractée par le Distributeur :
  - a) Après d'un seul fournisseur

- b) Pour une période de 12 mois alors que les besoins du Distributeur ne sont présents que sur 2 mois
  - c) Pour une quantité de puissance significativement défavorable au Distributeur par rapport à la contribution en pointe intrinsèque de la production éolienne
  - d) Pour une quantité de puissance additionnelle dépassant la contribution en pointe intrinsèque de la production éolienne
  - e) À un coût fixe fortement au-dessus à ce qui se trouve sur le marché
- (ii) Un profil de l'énergie reçue par le Distributeur qui est significativement défavorable par rapport au profil réel ou attendu de la production éolienne
- (iii) Une énergie annuelle reçue par le Distributeur :
- a) Dépassant l'énergie annuelle réelle des parcs éoliens
  - b) À un prix fixe dépassant nettement le prix des autres alternatives pour la portion dépassant l'énergie annuelle réelle des parcs éoliens.

Nous constatons que certains des irritants mentionnés ici n'ont pas été éliminés totalement avec les caractéristiques proposées par le Distributeur dans le présent dossier. Il s'agit des irritants (i) b) et d), (ii) et (iii) a). De plus, le processus d'appel d'offres devra permettre de ne pas répéter l'irritant (iii) b).

Nous estimons donc qu'une partie des coûts non requis de l'EIE se perpétueraient avec les caractéristiques proposées par le Distributeur dans le présent dossier. De plus, sur les 5 prochaines années, de tels coûts non requis récurrents prendraient une valeur encore plus importante que ceux de l'EIE étant donné la puissance éolienne installée beaucoup plus importante.

Afin de réduire les coûts non requis à payer par le Distributeur dans l'intégration de la production éolienne sous contrat avec lui, nous apportons certaines recommandations basées sur notre expérience de l'intégration éolienne et de la gestion de systèmes de production à prédominance hydroélectrique comme celui de la zone du Québec.

Les recommandations portent sur les deux volets du présent dossier soit les caractéristiques du service d'intégration et la procédure d'appel d'offres et sa grille d'analyse en vue de l'obtention d'un tel service.

A. Recommandations sur les caractéristiques du service d'intégration proposées par le Distributeur

**1. Nous recommandons que la Régie ordonne au Distributeur de modifier les caractéristiques du service d'intégration qu'il propose en**

- **plafonnant l'exigence de puissance garantie demandée par le Distributeur à la quantité de contribution en pointe de la production éolienne (présentement à 30% de la puissance installée éolienne)**
- **permettant aux intégrateurs, pour un maximum de 300 heures par hiver à leur discrétion, de programmer et de fournir leurs retours d'énergie en les plafonnant à la contribution en pointe de la production éolienne qu'ils auront la tâche d'intégrer (présentement fixée à 30% de la puissance installée éolienne).**

**Cette recommandation éliminerait totalement les coûts de puissance.**

**2. Nous recommandons que le Régie ordonne au Distributeur de modifier les caractéristiques du service d'intégration proposées en**

retenant un taux de retours d'énergie uniformes à l'intérieur de la période d'octobre à avril inclusivement et un autre taux de retours d'énergie uniformes à l'intérieur de la période de mai à septembre inclusivement. Pour chacune de ces deux périodes, le taux uniforme correspondra au taux équivalant à la production attendue moyenne de la production éolienne sous contrat avec le Distributeur pour cette période, plutôt qu'au taux des retours d'énergie uniformes sur l'année.

3. Nous recommandons de remettre à jour la production attendue mensuelle puis saisonnière une première fois à la date de début des prochaines ententes d'intégration puis de le faire au début de chacune des saisons recommandées plus haut, soit au début des mois de mai et d'octobre. Cette mise à jour doit se faire à chacune de ces dates en utilisant la production éolienne réelle pour les parcs éoliens dont la mise en service date d'au moins une année complète et en utilisant les productions simulées par Hélimax pour les parcs de moins d'un an ou qui ne sont pas encore en service.
4. Selon nous, il n'est pas souhaitable que les quantités d'énergie annuelles fournies aux intégrateurs soit significativement différentes des quantités d'énergie annuelles retournées par ces derniers. En fait, nous recommandons que les écarts soient résorbés selon la méthode d'ajustement décrite à la section 6.2 ci-dessous.
5. De plus, nous ne croyons pas utile d'avoir une compensation monétaire à la fin de chaque année. Une telle compensation ne devrait s'appliquer qu'à l'échéance de la participation d'un intégrateur au service.

6. **Nous sommes d'avis que les coûts des écarts de prévision devraient continuer à occuper une faible proportion dans les coûts d'intégration éolienne et que ces coûts continueront à baisser avec l'amélioration des prévisions.**
7. **Nous recommandons que des mécanismes soient prévus dans les documents d'appel d'offres et dans les contrats qui s'ensuivront afin de permettre une flexibilité pour changer les principaux paramètres s'il s'avérait effectivement que leur évaluation changeait. Par exemple, les paramètres suivants :**
  - **Contribution en puissance de l'énergie éolienne**
  - **Prix de la compensation pour les écarts d'énergie entre la production éolienne et les retours d'énergie**
  - **Calculs des services complémentaires requis (en fonction, par exemple de la production éolienne réelle, de l'amélioration de la prévision éolienne, etc.) et des prix (selon tarifs du Transporteur)**
  - **Prix de la puissance, le cas échéant.**
8. **Nous recommandons un terme de 3 ans pour les prochaines ententes d'intégration.**
9. **Notre examen des cas soumis par l'expert Hanser nous amène à conclure qu'aucun d'entre eux ne doit être utilisé pour juger des coûts d'intégration éolienne au Québec. Le Distributeur, pour juger du caractère juste et raisonnable des prix d'intégration qui lui seront soumis, ne peut se contenter de comparer avec les exemples de tarifs fournis par l'expert qu'il a retenu. Toutefois, l'examen indique**



que les coûts devraient être significativement moindres au Québec que ceux présentés, pour l'intégration intra-horaire de la production éolienne.

10. Notre examen a confirmé que la comparaison des coûts d'intégration avec d'autres juridictions n'était pas indiquée dans le cas du Québec et que, par conséquent, seule une méthode par évaluation des coûts encourus par les intégrateurs peut s'appliquer.

B. Recommandations sur la procédure d'appel d'offres et la grille d'analyse en vue de l'obtention d'un service d'intégration éolienne

11. Nous recommandons donc que les documents d'appel d'offres informent les soumissionnaires qu'ils devront fournir toutes les informations requises permettant de justifier les prix offerts afin de permettre à la Régie de juger de leur caractère juste et raisonnable. Ces informations seront rendues disponibles, lors de l'approbation des contrats, au personnel de la Régie et aux intervenants autorisés par la Régie qui auront souscrit des engagements de confidentialité.

12. Nous recommandons que la procédure d'appel d'offres permette aux soumissionnaires de soumettre un prix pour divers scénarios de modulation des retours d'énergie soit le scénario saisonnier que nous recommandons plus haut, le scénario uniforme sur l'année tel que proposé par le Distributeur et tout autre qu'ils jugeraient approprié.

13. Nous sommes satisfaits des précisions apportées par le Distributeur sur les méthodes d'établissement des pénalités en autant que celles-ci apparaissent aux documents d'appels d'offres.

14. **Nous sommes d'avis que la description des mécanismes d'indexation doit faire partie du présent dossier et être spécifiée par le Distributeur et approuvée par la Régie.**

## 1. Mandat

La Fédération Canadienne de l'Entreprise Indépendante (« FCEI ») nous a confié le mandat de produire un rapport dont l'objectif est de passer en revue l'ensemble de la 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 déposée par Hydro-Québec dans ses activités de distribution (« le Distributeur ») dans le cadre du dossier R-3848-2013. De façon générale, la FCEI nous demande, en abordant les six questions formulées par la Régie dans sa décision D-2013-104, de vérifier si le service d'intégration éolienne et la grille d'analyse en vue de son acquisition constituent une solution optimale pour l'approvisionnement du Distributeur au cours des prochaines années tout en respectant les contraintes et aléas auxquels il doit faire face.

De façon particulière, le mandat donné par la FCEI porte sur l'examen des sujets suivants :

- La puissance complémentaire
- La fixation des pourcentages des retours d'énergie et de la contribution en pointe
- La compensation de l'écart entre la production éolienne annuelle réelle et les retours d'énergie
- La prévision de la production éolienne
- L'application de la procédure d'appels d'offres pour l'obtention d'un prix juste et raisonnable.

Le présent rapport est le fruit de nos travaux et est remis à la FCEI afin que celle-ci puisse le déposer comme faisant partie de sa preuve devant la Régie de l'Énergie (la « Régie »).

## 2. Contexte

La production éolienne au Québec a pris son véritable essor avec l'annonce gouvernementale d'un premier bloc de 1000 MW provenant du règlement contenu dans le décret 352-2003 du 5 mars 2003. L'appel d'offres 2003-02 lancé par le Distributeur s'en est suivi et a mené celui-ci à retenir un premier bloc de 990 MW de projets qui a été approuvé par la Régie dans sa décision D-2005-129.

Par la suite et selon les exigences du décret, le Distributeur et le Producteur ont conclu une Entente d'intégration éolienne (« EIÉ ») approuvée par la Régie dans sa décision D-2006-27, le 9 février 2006. Cette entente ne devait couvrir que le bloc de 990 MW mentionné plus haut et devait arriver à échéance 5 ans après son approbation soit le 9 février 2011.

Le 17 octobre 2008, par sa décision D-2008-132, la Régie approuvait les contrats d'approvisionnement en électricité découlant de l'appel d'offres A/O 2005-03 relatif au second bloc d'énergie éolienne de 2 000 MW.

Le 26 octobre 2010, le Distributeur demande à la Régie d'approuver une prolongation de l'EIÉ pour la période du 9 février au 31 décembre 2011, ce que la Régie approuve le 3 février 2011 par sa décision D-2011-012.

Le 22 juillet 2011, le Distributeur demande à la Régie d'approuver l'entente globale de modulation (« EGM ») intervenue entre le Distributeur et le Producteur laquelle était destinée à remplacer l'EIÉ à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012 pour une durée de 3 ans.

Le 19 décembre 2011, pour les motifs énoncés par la suite dans sa décision D-2011-193, la Régie rejette la demande du Distributeur de conclure l'EGM.

Le 22 décembre 2011, le Distributeur dépose une seconde demande de prolongation de l'EIE pour la période du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2012. Le lendemain, par sa décision D-2011-198, la Régie autorise la prolongation de l'entente mais pour une période se terminant le 9 juin 2012 seulement.

Le 24 avril 2012, le Distributeur lance l'appel de qualification QA/O-2012-01 pour l'obtention d'un service d'intégration éolienne.

Le 11 mai 2012, dans le cadre du dossier R-3799-2012, le Distributeur dépose une troisième demande de prolongation de l'EIE portant sur la période s'étendant du 9 juin 2012 jusqu'à l'approbation des ententes retenues au terme du processus démarré par l'appel de qualification précité. Le 5 juin 2012, la Régie rend sa décision D-2012-065 par laquelle elle autorise la prolongation de l'EIE à compter du 9 juin 2012 jusqu'à l'émission d'une décision finale dans le dossier R-3799-2012.

Le 9 juillet 2012, la Régie rend publique une demande d'annulation de l'appel de qualification précité soumise par l'intervenante EBM. Cette demande fait l'objet du dossier R-3806-2012.

Le 2 novembre 2012, la Régie rend sa décision D-2012-144 dans le dossier R-3799-2012 par laquelle elle approuve la prolongation de l'EIE jusqu'au 31 décembre 2012 et même au-delà de cette date jusqu'à l'approbation de nouvelles ententes d'intégration éolienne. La Régie accepte également que l'EIE prolongée s'applique maintenant à l'ensemble de la production éolienne sous contrat avec le Distributeur, incluant en particulier celle découlant de l'appel d'offres A/O 2005-03, sous réserve du consentement du Producteur. L'EIE couvrirait maintenant l'ensemble de l'énergie éolienne sous contrat avec le Distributeur découlant des décrets 352-2003, 926-2005 (12 octobre 2005), 1043-2008 (29 octobre 2008) et 1045-2008 (29 octobre 2008).

Le 15 novembre 2012, le Distributeur annonçait son intention d'annuler l'appel de qualification QA/O-2012-01 et s'engageait à déposer à la Régie un nouveau dossier, en vue d'un nouvel appel d'offres, avant le printemps 2013. La Régie mentionnait sa préoccupation quant au délai de dépôt du nouveau dossier et des coûts importants liés à l'entente d'intégration éolienne.

Le 25 juillet 2013, le Distributeur a déposé le présent dossier et l'EIE est toujours en place plus de 2 ans après son échéance prévue à l'origine.

Le présent dossier constitue une autre tentative du Distributeur de soumettre à l'approbation de la Régie des caractéristiques en vue d'un autre appel d'offres pour l'obtention d'un service d'intégration éolienne.

D'ici à ce que des ententes d'intégration soient conclues et approuvées par la Régie, l'EIE pourrait se poursuivre avec ses coûts importants au désavantage des clients du Distributeur.

### **2.1. Les coûts de l'EIE**

Comme point de départ, il nous apparaît pertinent de résumer les coûts de l'EIE présentement en place. Ceux-ci serviront de toile de fond dans l'examen qui suivra des différentes caractéristiques du service proposé par le Distributeur.

**Tableau 1**

**Évaluation des coûts de l'EIE pour la période 2008-2013**

Année	Écarts de prévisions (000 \$)	Puissance garantie (000 \$)	Énergie (000 \$)	Coût total (000 \$)
2008	96	3 693	6 252	10 041
2009	139	5 671	6 524	12 334
2010	148	7 742	14 669	22 559
2011	151	8 670	14 794	23 616
2012	261	15 355	29 141	44 757
<b>TOTAL 2008-12</b>	<b>794</b>	<b>41 132</b>	<b>71 381</b>	<b>113 306</b>
%	0,70%	36,30%	63,00%	100,00%
Projection 2013	111	25 633	0	25 745
<b>TOTAL 2008-13</b>	<b>906</b>	<b>66 765</b>	<b>71 381</b>	<b>139 051</b>

Notes:

2013: écarts de prévision 3 mois seulement

2013: puissance garantie: 4 x premier trimestre; conservateur comme si aucun nouveau parc.

Le tableau 1 présente les coûts réels de l'EIE pour la période de 2008 à 2012 et une projection pour 2013. Les coûts de la période 2008-2012 proviennent des suivis trimestriels fait par le Distributeur suite à la demande de la Régie dans sa décision D-2006-27<sup>1</sup>. L'année 2013 a été projetée à partir de l'information disponible dans le suivi du premier trimestre et en supposant que la prévision du Distributeur se concrétisera en ce qui a trait à un facteur d'utilisation de l'énergie éolienne réelle de 35 % pour 2013<sup>2</sup>. À notre avis, cette projection est toutefois nettement optimiste. Il est à noter que le tableau 1 n'inclut pas les coûts encourus pendant la période du 22 novembre 2006 au 31 décembre 2007, l'ensemble des informations n'étant pas disponible ou encore confidentielle pour

<sup>1</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_HQD\\_D-2006-027.html](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2006-027.html) .

<sup>2</sup> B-0016, HQD-2, document 1, page 21, réponse 6.2.



cette période. Toutefois les coûts encourus pendant cette période ne sont pas très élevés et leur non-inclusion n'affectera pas significativement nos évaluations.

### 3. Principes de l'adéquation entre le produit fourni, le produit demandé et les besoins du Distributeur

Avant d'aborder chaque caractéristique du service proposé par le Distributeur en détail, nous énoncerons certains principes généraux qui, selon nous, devraient guider la recherche d'un service d'intégration éolienne.

À la base, l'intégration éolienne dans le contexte du Québec consiste d'abord à la réception par le Distributeur d'un produit en provenance de plusieurs producteurs éoliens et comportant certaines caractéristiques en termes de puissance et d'énergie. Le Distributeur confie cet intrant à un ou plusieurs fournisseurs du service d'intégration éolienne (les « intégrateurs ») dont le rôle sera de le transformer sous une forme rencontrant mieux les besoins du Distributeur que ne le faisait l'intrant.

Vraisemblablement, Hydro-Québec dans ses activités de production (le « Producteur ») constituera un intégrateur de choix étant donné sa capacité de production hydroélectrique. Les intégrateurs qui fourniront un tel service auront intérêt à se faire compenser pour les impacts qu'ils subissent dans le processus de transformation. Le Distributeur a intérêt, selon nous, à ce que le produit transformé corresponde avant tout aux caractéristiques de l'intrant puis qu'il réponde le mieux possible à ses besoins.

Un produit qui reproduirait mal les caractéristiques de l'intrant pourrait aller à l'encontre de l'esprit d'un service d'intégration et des besoins du Distributeur et, ainsi, entraîner des coûts non souhaitables. Par exemple, à notre avis, il ne serait pas à l'avantage du Distributeur qu'il reçoive plus d'énergie qu'il n'en a injectée dans le processus (toujours via les producteurs éoliens) et ceci est encore plus vrai dans le contexte actuel de surplus énergétiques que vit le Distributeur. Il n'a pas non plus d'intérêt à recevoir moins d'énergie qu'il n'en a fourni en intrant, ce

qui correspondrait à ne pas profiter de la possibilité éventuelle d'écouler ces quantités vers d'autres marchés que ceux des seuls intégrateurs qui seront retenus.

Au niveau de la puissance de pointe, si le Distributeur recevait de la part des intégrateurs moins de puissance que celle qu'il leur fournit, il ne répondrait pas à l'objectif du processus d'intégration. À l'inverse, s'il recevait et payait pour une puissance allant au-delà de la valeur intrinsèque de ce qu'il fournit ou même de ce dont il a besoin, il se priverait ainsi de l'accès à d'autres marchés pour le faire. À notre avis, il est primordial dans ce dossier de bien faire la distinction entre la puissance et l'énergie du bloc de production éolienne impliqué.

La variation dans le temps de l'intrant éolien a aussi une importance. Si, par exemple, le Distributeur reçoit moins d'énergie en hiver que ce qu'il fournit, il se prive d'un avantage au bénéfice des intégrateurs.

Donc une mauvaise adéquation entre l'intrant et l'extrait pourrait ne pas répondre aux besoins du Distributeur ou encore entraîner des coûts non souhaitables ou même ne pas lui apporter le bénéfice auquel il devrait s'attendre du produit fourni aux intégrateurs. Le rôle des intégrateurs doit consister, à notre avis, à transformer le produit fourni par le Distributeur et à lui retourner sous une forme différente mais respectant le plus possible les paramètres de la fourniture de départ.

**Tableau 2**

**Adéquation entre les caractéristiques de la production éolienne, le produit demandé et les besoins du Distributeur**

Caractéristique de la production éolienne	A. Produit fourni aux intégrateurs via le Distributeur (Intrant)	B. Produit demandé par le Distributeur aux intégrateurs (Extrant)	C. Besoins du Distributeur
Énergie annuelle	Variable	Fixée uniforme à 35%	Variable
Énergie mensuelle	Variable	Fixée uniforme à 35%	Variable
Puissance	Contribution de 30%	Contribution de 30% + 5%	Contribution de 30%

Le tableau 2 résume :

- A : les principales caractéristiques du produit qu'on retrouve en intrant, soit celles de la production éolienne des parcs sous contrat avec le Distributeur;
- B : le produit que le Distributeur recevrait de la transformation effectuée par les intégrateurs, selon les caractéristiques proposées dans le présent dossier; et
- C : notre évaluation du produit vraiment requis par le Distributeur en termes d'intégration de la production éolienne en fonction des caractéristiques intrinsèques à celle-ci.

Nous sommes d'avis que l'intégration devrait consister à transformer et à reproduire le plus fidèlement possible la matière première injectée dans le processus, ni plus ni moins. Ce n'est pas ce qu'on observe dans le tableau 2. Les prochaines sections traiteront en détail de chacune des caractéristiques apparaissant au tableau 2 et nous fournirons des recommandations pour que le produit de l'intégration corresponde mieux à celui de départ et aux besoins du Distributeur.

## 4. La puissance

### 4.1. La puissance et les décrets

Quatre règlements adoptés par décret par le gouvernement du Québec encadrent la production éolienne sous contrat avec le Distributeur et son intégration. Les décrets portent les numéros 352-2003<sup>3</sup>, 926-2005<sup>4</sup>, 1043-2008<sup>5</sup> et 1045-2008<sup>6</sup> (les « Décrets »).

Ces quatre décrets utilisent un vocabulaire un peu différent en ce qui a trait à la puissance devant faire l'objet du service d'intégration.

Le décret 352-2003 :

*« Le bloc visé au paragraphe 1° du premier alinéa est assorti d'une garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, sous forme de convention d'équilibrage souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'un autre fournisseur québécois ou d'Hydro-Québec, dans ses activités de production d'électricité. »* (Nous soulignons)

Le décret 926-2005 :

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

Le décret 1043-2008 :

*« Ce bloc d'énergie est assorti d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'Hydro-Québec*

---

<sup>3</sup> Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse, décret 352-2003.

<sup>4</sup> Règlement sur le second bloc d'énergie éolienne, décret 926-2005.

<sup>5</sup> Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets autochtones, décret 1043-2008.

<sup>6</sup> Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets communautaires, décret 1045-2008.

*dans ses activités de production d'électricité ou d'un autre fournisseur d'électricité québécois. » (Nous soulignons)*

Le décret 1045-2008 :

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

D'abord, le décret 352-2003 mentionne une « *garantie de puissance* ». Dans le domaine des transactions d'énergie, un bloc d'énergie n'est pas automatiquement assorti d'une puissance garantie correspondant exactement à l'énergie moyenne de la transaction. En fait, une telle situation est plutôt rare.

À titre d'exemple parmi tant d'autres, si on prend les livraisons en base du contrat d'approvisionnement de 350 MW entre le Distributeur et le Producteur pour 2014, on retrouve une prévision de 3,1 TWh d'énergie<sup>7</sup> équivalant à une énergie moyenne annuelle de 272 MW qui est pourtant assortie d'une puissance de pointe garantie différente de 350 MW<sup>8</sup>. Ou encore, il pourrait même arriver que des contrats d'énergie n'aient aucune garantie de puissance en pointe. L'énergie et la puissance sont deux notions différentes et complémentaires qui varient avec les ententes en place et les sources de production sous-jacentes et il est important d'en faire une distinction.

Selon nous, une telle distinction n'est pas faite par le Distributeur notamment lorsqu'il indique que

*« Or, si le Distributeur devait moduler les retours en fonction du profil de la demande (notamment, entre les périodes d'été et d'hiver), la puissance complémentaire, présentement proposée à 5 %, devrait forcément devenir plus importante en période de forte demande. Par exemple, avec des*

---

<sup>7</sup> R-3854-2013, B-0020, HQD-5, document 1, page 13, tableau 4.

<sup>8</sup> R-3854-2013, B-0020, HQD-5, document 1, page 14, tableau 5.

*retours de 45 % en période hivernale, la puissance complémentaire atteindrait 15 %, un niveau que la Régie semblait trouver élevé dans la décision susmentionnée. »<sup>9</sup> (Nous soulignons)*

Selon nous et comme nous l'exposerons plus bas, la puissance ne doit pas « *forcément* » devenir plus importante lorsqu'on augmente la livraison d'énergie d'une période donnée.

La définition du produit de puissance proposé dans l'EGM<sup>10</sup> était un autre exemple où le Distributeur ne faisait pas la distinction entre l'énergie et la puissance du produit.

D'autre part, on constate que le décret 352-2003 ne mentionne pas de valeur chiffrée pour la puissance garantie. Si l'intention du décret était que la puissance garantie corresponde à l'énergie moyenne du service d'équilibrage, nous sommes d'avis que la mention en aurait été faite. Selon nous, la mention « *garantie de puissance* » doit correspondre à la puissance intrinsèquement garantie du bloc d'énergie dont il est question. Il s'avère que la contribution en pointe présentement retenue par le Distributeur suite aux études faites chez Hydro-Québec est de 30% de la puissance éolienne installée<sup>11</sup>.

Dans les trois autres décrets précités, le terme « *garantie de puissance* » a été remplacé par « *puissance complémentaire* », mais nous sommes d'avis que la notion est la même. En effet, le terme « *complément* » signifie « *Ce qu'il faut ajouter à une chose pour la rendre complète* »<sup>12</sup>. En spécifiant la quantité d'énergie et la puissance garantie correspondant à la contribution en pointe d'un bloc de production éolienne, on obtient un tout complet qui décrit les caractéristiques intrinsèques d'un tel bloc. Celui-ci ne requiert pas de puissance

---

<sup>9</sup> B-0016, HQD-2, document 1, page 22, réponse 6.5.

<sup>10</sup> R-3775-2011, HQD-1, document 1, pages 10 et 11, section 2.5.

<sup>11</sup> B-0004, HQD-1, document 1, page 11.

additionnelle pour être complet. Toute puissance en sus de la contribution en pointe de l'énergie éolienne (présentement établie à 30%), serait plutôt, selon nous, une puissance « additionnelle ».

La Régie semble d'ailleurs avoir la même interprétation<sup>13</sup> :

*« [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. »* (Nous soulignons)

La Régie considère que la puissance au-delà de la puissance contributive de 30% n'est pas requise dans le cadre d'une entente d'intégration<sup>14</sup> :

*« [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. »* (Nous soulignons)

---

<sup>12</sup> Le Petit Larousse illustré 2013, page 243.

<sup>13</sup> D-2011-193 Motifs, dossier R-3775-2011, page 31, paragraphe 104.

<sup>14</sup> D-2011-193 Motifs, dossier R-3775-2011, page 39, paragraphe 134.



et<sup>15</sup> :

*« [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. » (Nous soulignons)*

Comme pour le premier décret, les trois décrets utilisant la notion de puissance complémentaire ne mentionnent pas de valeur chiffrée pour la puissance complémentaire. Si l'intention derrière chacun de ces décrets était que la puissance complémentaire corresponde à l'énergie moyenne du service d'intégration, nous sommes d'avis que la mention en aurait été faite. De plus, si comme le Distributeur l'interprète, la puissance complémentaire devrait correspondre à une quantité de 5 % au-dessus de la contribution en pointe, nous sommes d'avis que le décret aurait mentionné spécifiquement une telle valeur. D'ailleurs, même si, à l'instar du Distributeur, on interprétait la puissance complémentaire comme une puissance additionnelle à la contribution en pointe, il n'en demeure pas moins que la valeur d'une telle puissance additionnelle n'est pas mentionnée dans les décrets et, par conséquent, pourrait être n'importe quoi et même pratiquement nulle.

Une autre façon de voir les choses est de supposer la situation suivante. On demande à des intégrateurs d'intégrer une production éolienne qui vaut approximativement 35% de la puissance installée en énergie et 30% de la puissance installée en puissance. On s'attendrait, en toute logique, à ce qu'ils retournent un produit avec les mêmes caractéristiques puisqu'on vise une intégration et non une bonification. Par exemple, si les intégrateurs avaient la

---

<sup>15</sup> D-2011-193 Motifs, dossier R-3775-2011, pages 40 et 41, paragraphes 139 et 140.

capacité de faire une intégration de la production éolienne mais qu'ils ne disposaient pas de puissance au-delà de la valeur intrinsèque de 30% du produit qui leur est fourni en intrant, serait-ce à dire qu'à la limite l'on ne pourrait pas intégrer la production éolienne au Québec? Évidemment notre réponse est négative et cet exemple montre, selon notre expérience, l'illogisme d'un service d'intégration qui exigerait plus de puissance que celle fournie en intrant.

D'ailleurs, la situation décrite n'est pas tout à fait improbable puisque le Producteur a récemment émis des réserves sur sa capacité à garantir de la puissance, du moins à court terme<sup>16</sup>.

La prochaine question qui pourrait nous venir à l'idée est : Mais si la puissance de pointe (30%) est inférieure à l'énergie horaire moyenne de la production éolienne (environ 36%<sup>17</sup>), comment ferait-on pour intégrer toute l'énergie? D'abord, nous recommandons un processus où les intégrateurs pourraient être exemptés, jusqu'à un maximum de 300 heures par année à leur discrétion, de programmer et de fournir la puissance en sus de la puissance contributive de 30%. Cette notion de 300 heures est semblable à celle qui se retrouve d'ailleurs dans l'EIE en place<sup>18</sup> et rencontre un objectif semblable à celui qu'on retrouvait dans le projet d'EGM<sup>19</sup> mais, dans les deux cas, avec une application quelque peu différente à celle que nous proposons, cette dernière représentant mieux, selon nous, la réalité des intégrateurs potentiels.

Selon notre proposition, le peu d'énergie qui ne serait pas livrée lors de ces périodes d'exemption serait prise en compte par un processus d'ajustement de l'énergie qui sera décrit et recommandé plus bas.

---

<sup>16</sup> R-3814-2012, B-0021, HQD-5, document 1, annexe C, page 32.

<sup>17</sup> B-0016, HQD-2, document 1, page 20, tableau R-6.1

<sup>18</sup> R-3573-2005 : HQD-1, document 1, page 2, article 1.9, et page 4, article 5.2.1 b); et HQD-3, document 1, pages 8 et 9, réponse 3.2.

<sup>19</sup> R-3775-2011, HQD-1, document 2, pages 7 et 8, article 3.1.3 (iii) (b).

**1. Nous recommandons que la Régie ordonne au Distributeur de modifier les caractéristiques du service d'intégration qu'il propose en**

- **plafonnant l'exigence de puissance garantie demandée par le Distributeur à la quantité de contribution en pointe de la production éolienne (présentement à 30% de la puissance installée éolienne)**
- **permettant aux intégrateurs, pour un maximum de 300 heures par hiver à leur discrétion, de programmer et de fournir leurs retours d'énergie en les plafonnant à la contribution en pointe de la production éolienne qu'ils auront la tâche d'intégrer (présentement fixée à 30% de la puissance installée éolienne).**

#### **4.2. L'intérêt du Distributeur dans l'acquisition de puissance additionnelle**

Le Distributeur aurait-il besoin de puissance de pointe en sus de la contribution de 30% de la puissance installée de la production éolienne? Possiblement, comme il l'indique<sup>20</sup> :

*« La puissance complémentaire acquise par le Distributeur correspond à 5 % de la puissance éolienne en service commercial. Cette puissance devrait de toute manière être acquise par le Distributeur afin de respecter son critère de fiabilité en puissance. »*

Peut-être le Distributeur aurait-il besoin de puissance additionnelle pour chacune des prochaines années, mais il n'en demeure pas moins qu'une telle puissance additionnelle ne fait pas partie du produit qu'il fournit en intrant aux intégrateurs. Elle constitue donc un approvisionnement à part que le Distributeur pourrait se procurer auprès d'un plus grand éventail de fournisseurs au lieu de s'engager uniquement avec les intégrateurs.

---

<sup>20</sup> B-0020, HQD-2, document 4, pages 11 et 12, réponse 5.3.

De plus, selon les caractéristiques proposées par le Distributeur, ce dernier devrait s'engager à se procurer une telle puissance additionnelle pour 5 ans et la payer pour 4 mois par année de surcroît, soit de décembre à mars<sup>21</sup>. Or, il s'avère que le Distributeur n'a pas eu besoin d'avoir recours à de la puissance à court terme pour les mois de décembre et mars depuis au moins 2006<sup>22</sup>. Et rien ne garantit aujourd'hui qu'il en aura besoin au cours des 5 prochaines années alors que les prévisions peuvent être appelées à changer. De plus, les prix seront aussi appelés à changer comme nous l'a appris l'expérience de l'EIE que nous relaterons plus bas.

Selon nous, ce n'est donc pas dans l'intérêt du Distributeur de décrire un produit dont la puissance garantie ou complémentaire dépasse sa valeur intrinsèque, soit dans ce cas 30% de la puissance installée éolienne.

#### **4.3. L'expérience de l'EIE en termes de puissance**

Le tableau 3 indique que, selon notre estimation, la garantie de puissance de l'EIE aura coûté environ 66,8 M\$ à la fin de 2013 (colonne A). Nous sommes d'avis que le Distributeur a payé des sommes importantes qu'il n'aurait pas eu à payer si l'entente avait mieux représenté les caractéristiques propres à la production éolienne et l'adéquation avec ses besoins.

---

<sup>21</sup> B-0004, HQD-1, document 1, page 7, lignes 3 à 6.

<sup>22</sup> R-3814-2012, B-0096, HQD-13, document 14, page 4, tableau R-1.1; R-3854-2013, B-0088, HQD-15, document 1, page 19, tableau R-9.3.

**Tableau 3**

**Évaluation des coûts de puissance non requis de l'EIE**

Année	A. Coût total de la puissance garantie de l'EIE (000 \$) (1)	B. Surcoût par sous-estimation de la puissance contributive (000 \$) (2)	C. Surcoût de la puissance de 5% des mois de mars à décembre (000 \$) (3)	D. Surcoût du prix payé pour la puissance de janvier et février (000 \$) (4)	E. Besoin véritable de puissance (000 \$) (5)
2008	3 693	2 770	778	71	75
2009	5 671	4 254	1 192	154	72
2010	7 742	5 806	1 613	235	87
2011	8 670	6 503	1 839	297	32
2012	15 355	11 516	3 308	472	58
<b>TOTAL 2008-12</b>	<b>41 132</b>	<b>30 849</b>	<b>8 729</b>	<b>1 229</b>	<b>325</b>
Projection 2013	25 633	19 225	5 373	713	323
<b>TOTAL 2008-13</b>	<b>66 765</b>	<b>50 074</b>	<b>14 102</b>	<b>1 942</b>	<b>647</b>

(1) Tableau 1

(2) 75% de (1) représentant le coût de la puissance contributive de 15%

(3) 25% de (1) représentant le coût de la puissance complémentaire de 5% moins le coût de janvier et février

(4) Colonne (6) du tableau 4

(5) = (1) - (2) - (3) - (4)

Source des données: [www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_HQD\\_D-2006-027.html](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2006-027.html)

Voyons séparément chacun des irritants que nous avons observés en ce qui a trait à la puissance contractée par le Distributeur dans le cadre de l'EIE.

Paielement par sous-estimation de la contribution en puissance de la production éolienne fournie (colonne B)

Dans l'EIE, le Distributeur doit payer pour une portion de puissance contributive qu'il fournit lui-même au Producteur via les producteurs éoliens. En effet, l'EIE est basée sur une puissance contributive de seulement 15% alors que, comme

nous l'avons vu plus haut, la contribution fournie par le Distributeur est plutôt évaluée à 30% présentement.

À elle seule, cette sous-estimation de la contribution en pointe aura entraîné pour le Distributeur des coûts équivalant à 75% des coûts de puissance de l'entente, soit environ 50 M\$ d'ici la fin de 2013.

**Nous sommes satisfaits que cet irritant ne soit pas reconduit dans la proposition actuelle du Distributeur.**

Paiement d'une prime de puissance pour une période de 12 mois alors que les besoins du Distributeur ne sont présents que sur 2 mois (colonne C)

Dans l'EIE, le Distributeur doit payer pour une portion de puissance additionnelle équivalant à 5% de la production éolienne installée et doit faire ce paiement sur 12 mois<sup>23</sup> alors que, comme on l'a vu plus haut, le besoin de puissance additionnelle ne se manifeste généralement que pour les mois de janvier et février.

Selon notre évaluation, le coût d'achat de puissance additionnelle de mars à décembre aura entraîné un coût non souhaitable de 14 M\$ d'ici la fin de 2013.

**Un tel type de coût non requis se retrouverait encore dans la proposition actuelle du Distributeur mais seulement une partie, soit pour les mois de décembre et mars. Notre recommandation de la section 4.1 éliminerait totalement ce type de coût non requis.**

Paiement d'une prime de puissance pour janvier et février à un prix supérieur au marché (colonne D)

---

<sup>23</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_HQD\\_D-2006-027.html](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2006-027.html) .

L'EIE prévoit un coût de puissance de 80 \$/kW-an avec une indexation de 2% par année à compter de mars 2007<sup>24</sup>, ce qui équivaut à un prix de 6,67 \$/kW-mois indexé.

La Régie constatait, dans sa décision D-2008-133<sup>25</sup> :

*« La Régie est d'avis que ce coût est élevé comparativement aux coûts d'autres sources d'approvisionnement en puissance comparables [note de bas de page omise] requises pour combler des besoins en hiver. »*

Nous avons évalué la portion vraiment justifiée de ce coût à l'aide du tableau 4 qui démontre que la même puissance additionnelle que le Distributeur se sera procuré du Producteur pour les mois de janvier et février dans le cadre de l'EIE à la fin 2013 au coût de 2,6 M\$ aurait pu être obtenue sur le marché court terme pour 0,6 M\$, l'excédent de 1,9 M\$ n'étant donc pas requis. La colonne 4 du tableau 4 montre le prix unitaire que le Distributeur a réellement payé pour de la puissance en janvier et février de chaque année sur le marché UCAP. Nous avons supposé un taux de change au pair pour simplifier les calculs.

---

<sup>24</sup> R-3573-2005, HQD-2, document 1, page 11, lignes 9 à 11.

<sup>25</sup> Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007 – Phase 2, page 42.

**Tableau 4**

**Coûts de la puissance additionnelle de l'EiÉ dans le cas d'un achat sur les marchés court terme**

Année	Coût payé pour la puissance janvier et février (1) (000 \$)	Puissance éolienne installée janvier et février (2) (MW)	Puissance additionnelle de 5% (3) (MW)	Coût UCAP somme janvier-février (4) (\$ US/kW-mois)	Coût total (5) (000 \$)	Surcoût pour janvier et février (6) (000 \$)
2008	146	210	11	7,14	75	71
2009	226	320	16	4,50	72	154
2010	323	447	22	3,90	87	235
2011	329	447	22	1,45	32	297
2012	530	707	35	1,65	58	472
TOTAL 2008-12	1554				325	1229
Projection 2013	1036	1437	72	4,49	323	713
<b>TOTAL 2008-13</b>	<b>2590</b>				<b>647</b>	<b>1942</b>

(1), (2) [www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_HQD\\_D-2006-027.html](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2006-027.html)

(3) 5% de (2)

(4) R-3814-2012, B-0096, HQD-13, doc. 14, page 4, tableau R-1.1; R-3854-2013, B-0088, HQD-15, doc. 1, page 19, tableau R-9.3

(5) = (3) x (4)

(6) = (1) - (5)

**Un tel type de coût non requis se retrouverait encore dans la proposition actuelle du Distributeur. Toutefois, notre recommandation de la section 4.1 éliminerait totalement ce type de coût non requis.**

**En conclusion, selon notre évaluation, le Distributeur aura encouru des coûts d'achats de puissance non souhaitables de l'ordre de 66 M\$ dans le cadre de l'EiÉ à la fin 2013, dont plus de 25 M\$ dans la seule année 2013 (tableau 3).**



## 5. Le profil de l'énergie

### 5.1. Les variations mensuelles

Selon les principes généraux exposés plus haut à la section 3, rappelons que nous considérons que le produit extrant du processus d'intégration devrait autant que possible équivaloir à celui fourni en intrant. Or, nous constatons que ce principe n'est pas du tout respecté dans le cas du profil mensuel des retours d'énergie, cette caractéristique étant pourtant d'une importance capitale pour les opérations du Distributeur.

D'ailleurs, autant la Régie que le Distributeur sont du même avis. En effet, la Régie, dans sa décision D-2005-178 constatait<sup>26</sup> :

*« Selon la Régie, l'obtention de livraisons uniformes tout au long de l'année n'est pas nécessairement la façon optimale d'intégrer la production éolienne aux bilans en énergie et en puissance. »* (Nous soulignons)

Le Distributeur, quant à lui, observait<sup>27</sup> :

*« En ce qui a trait au renouvellement de l'entente d'intégration éolienne, le Distributeur a déjà annoncé son intention d'y apporter certaines modifications. Elles portent, entre autres, sur le rehaussement des livraisons d'énergie en hiver et ce, conformément au profil des livraisons d'énergie éolienne et au profil des besoins du Distributeur.*

*L'analyse des données de production éolienne simulée a effectivement permis de constater que la production était beaucoup plus élevée en hiver qu'en été. De surcroît, depuis la signature de l'entente d'intégration éolienne actuellement en vigueur, les besoins du Distributeur ont grandement évolué vers un profil indiquant des besoins plus importants en hiver. Il n'y a donc plus d'intérêt pour le maintien de livraisons d'énergie uniformes tout au long de l'année. Ainsi, lors des mois de janvier et février, le Distributeur recherche des livraisons d'énergie correspondant à environ 45 % de la puissance éolienne installée. Le taux de livraison devrait*

---

<sup>26</sup> Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 26.

<sup>27</sup> État d'avancement 2009 du Plan d'approvisionnement 2008-2017, page 25, lignes 11 à 23.

*s'établir à environ 20 % lors des mois de juillet et août. » (Nous soulignons)*

Cette dernière citation parle d'elle-même et nous comprenons mal pourquoi le Distributeur n'y donne pas suite dans le présent dossier. Le Distributeur explique ainsi ce changement d'orientation<sup>28</sup> :

*« Dans les motifs de la décision D-2011-193, au paragraphe 134, la Régie émettait notamment l'avis que « [les retraits modulés conformément aux besoins du Distributeur] ne sont pas requis pour fournir la "garantie de puissance [...] sous forme de conventions d'équilibrage" ou le "service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne" exigée par les Décrets [...]. »*

*En plus, au paragraphe 139 de cette même décision, la Régie soulignait qu'« 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. » Or, si le Distributeur devait moduler les retours en fonction du profil de la demande (notamment, entre les périodes d'été et d'hiver), la puissance complémentaire, présentement proposée à 5 %, devrait forcément devenir plus importante en période de forte demande. Par exemple, avec des retours de 45 % en période hivernale, la puissance complémentaire atteindrait 15 %, un niveau que la Régie semblait trouver élevé dans la décision susmentionnée.*

*En établissant les retours d'énergie selon un taux uniforme, le Distributeur se conforme aux paragraphes 134 et 139 de la décision D-2011-193. » (Nous soulignons)*

Cette dernière citation nous indique encore une fois que le Distributeur ne semble pas faire pas la distinction entre l'énergie et la puissance du bloc d'énergie éolienne. Par exemple, afin de livrer l'énergie à un facteur de 45% en période hivernale tel que mentionné dans la citation, on peut livrer cette valeur pour la majorité des heures et l'abaisser à un facteur de puissance de 30% quelques heures pendant l'hiver, tel que nous le recommandons plus haut à la

---

<sup>28</sup> B-0016, HQD-2, document 1, page 22, réponse 6.5.

section 4.1. Ainsi, pour ce faire, il n'est pas « forcément » obligatoire de hausser la puissance garantie ou complémentaire requise.

D'autre part, toujours dans la citation, le Distributeur évoque le paragraphe 134 de la décision D-2011-193 qui indique notamment que des retraits modulés ne devraient pas être mis en place uniquement pour rencontrer les besoins du Distributeur. Ce que nous proposons est non pas de moduler les retours d'énergie spécifiquement en fonction des besoins du Distributeur mais de les faire varier en fonction des caractéristiques propres de la production éolienne. La nuance est importante. Mais rien n'empêche quand même qu'une telle variation rencontre certains besoins du Distributeur; selon nous, ce serait tant mieux et le Distributeur ne devrait pas s'en priver.

Une autre réponse du Distributeur sur le lien entre l'énergie et la puissance<sup>29</sup> nous amène certains commentaires :

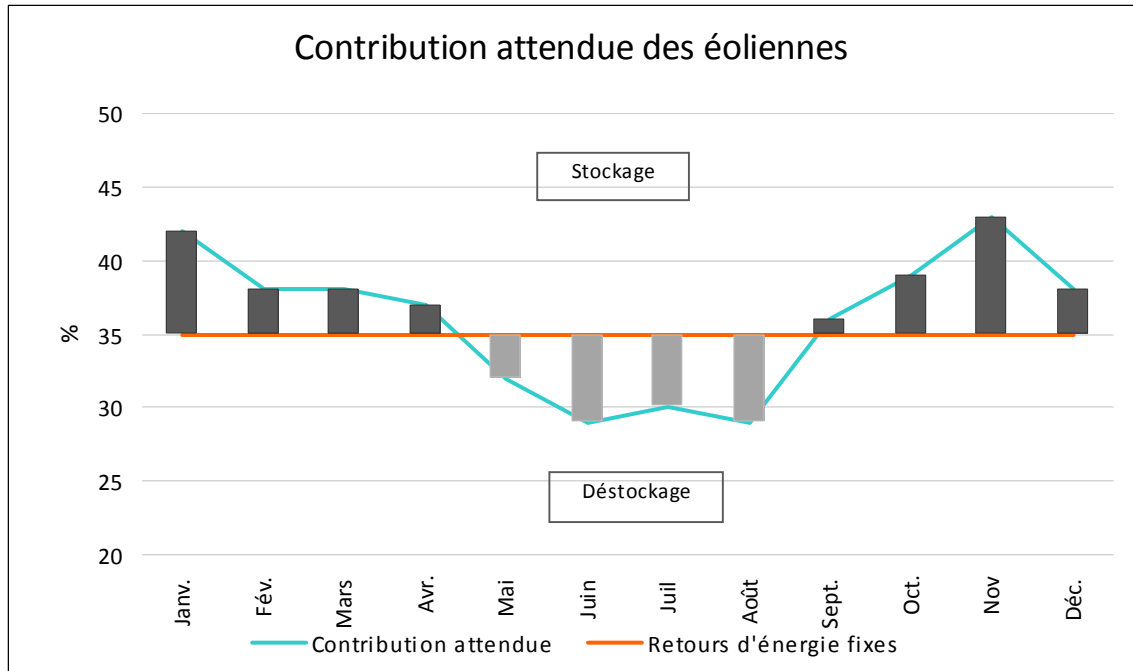
*« Le service d'intégration éolienne est utile dans la mesure où il permet au Distributeur d'obtenir des retours d'énergie fiables et garantis. La garantie de puissance doit donc correspondre à ce qui est requis pour raffermir des retours d'énergie à la hauteur de 35 %. »* (Nous soulignons)

Encore ici, le lien que le Distributeur fait entre les deux phrases n'est pas obligatoire, selon nous. Nous le répétons, il est possible de livrer une énergie garantie dont la moyenne de puissance est différente de la puissance garantie. Pour ce faire, à la limite, un fournisseur pourrait garantir qu'il livre pendant une période d'un mois, par exemple, une quantité totale d'énergie mais la livraison pourrait se faire n'importe quand à n'importe quel taux horaire variable dans le mois. En d'autres mots, énergie garantie ne signifie pas automatiquement puissance garantie à toutes les heures.

---

<sup>29</sup> B-0024, HQD-2, document 8, page 15, réponse 8.1.

**Figure 1**  
**Contribution attendue de la production éolienne en énergie mensuelle**



La figure 1 montre l'inadéquation entre le profil attendu de la production éolienne<sup>30</sup> et ceux des retours d'énergie uniformes de 35%<sup>31</sup> proposés par le Distributeur. Cette figure soulève trois préoccupations.

(i) Énergie d'hiver non retournée en hiver

Premièrement, en ne recueillant pas durant les mois d'hiver l'énergie à laquelle il aurait droit, le Distributeur encourra vraisemblablement des coûts d'approvisionnements évitables.

Par contre, ce dernier n'a pas indiqué, en réponse à une demande de renseignements<sup>32</sup>, s'il a réalisé des études sur la valeur pour lui de recevoir des retours d'énergie selon le profil mensuel de la production éolienne au lieu de

<sup>30</sup> R-3748-2010, B-0039, HQD-2, document 8, page 5, tableau R-2.1.

<sup>31</sup> B-0004, HQD-1, document 1, page 7, lignes 11 et 12.

<sup>32</sup> B-0020, HQD-2, document 4, pages 4 et 5, réponse 1.6.

retours d'énergie uniformes. On peut quand même déterminer un ordre de grandeur du gain qu'aurait le Distributeur à recevoir en hiver l'énergie correspondant à la production des parcs éoliens. Pour ce faire, nous avons préparé le tableau 5.

**Tableau 5**

**Énergie d'hiver non retournée en hiver (parc de 3139 MW)**

Mois	Contribution attendue (%)	Énergie attendue (GWh)	Énergie à 35% (GWh)	Écart GWh
Décembre	38	887	817	70
Janvier	42	981	817	163
Février	38	802	738	63
Mars	38	887	817	70
<b>TOTAL</b>		<b>3557</b>	<b>3190</b>	<b>367</b>

Pour un parc de 3139 MW comme celui sous contrat avec le Distributeur à compter de décembre 2015<sup>33</sup>, on constate qu'en se basant sur la contribution attendue en énergie des parcs éoliens, une quantité de 367 GWh d'énergie d'hiver serait retournée par les intégrateurs hors de la saison hivernale. En 2012, les indicateurs de marché du Distributeur indiquent un coût moyen de 68,2 \$/MWh pour les achats à court terme et un revenu moyen des reventes de 27,5 \$/MWh<sup>34</sup>. **En utilisant un différentiel de prix conservateur de 40 \$/MWh pour l'énergie d'hiver de 367 GWh non retournée, on obtiendrait un manque à gagner de l'ordre de 15 M\$ annuellement pour un parc de 3139 MW.** Évidemment, cette évaluation est faite avec les moyens disponibles. Une étude

---

<sup>33</sup> B-0020, HQD-1, document 1, annexe A, page 21.

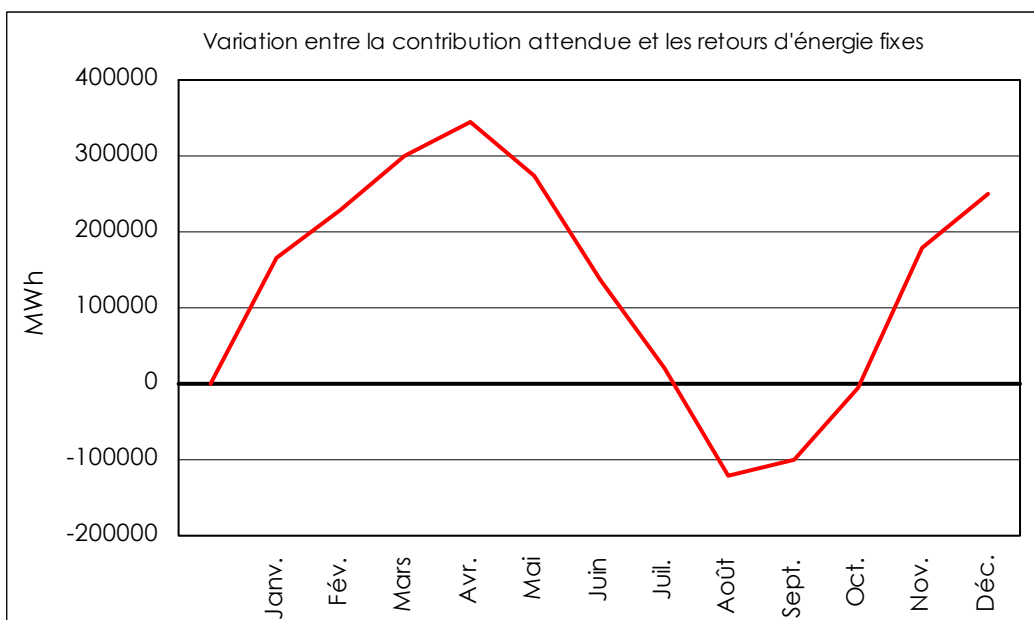
<sup>34</sup> R-3854-2013, B-0020, HQD-5, document 1, page 18, tableau 9.

sur pas de temps horaire faite par le Distributeur fournirait une estimation plus précise d'un tel manque à gagner.

(ii) Gains possibles pour les intégrateurs

**Figure 2**

**Accumulation des écarts entre la contribution attendue des éoliennes et les retours d'énergie fixés à 35 % (parc de 3139 MW)**



Deuxièmement, du point de vue d'un producteur hydroélectrique qui intégrerait la production éolienne sous contrat avec le Distributeur, la figure 2, basée sur le parc éolien de 3139 MW, montre que ce producteur accumulerait de l'énergie du Distributeur en hiver contribuant ainsi à hausser la hauteur de chute de certaines de ses centrales et, ainsi, lui procurant une puissance additionnelle et un meilleur rendement sur son énergie de la période. Par exemple, dans le cas du Producteur<sup>35</sup> :

---

<sup>35</sup> R-3526-2004, HQP-1, document 1, page 19.

*« Les variations saisonnières du niveau d'eau dans les réservoirs limitent la période pendant laquelle Hydro-Québec Production peut disposer de la puissance maximale de ses centrales hydroélectriques (baisse de niveau durant l'hiver car forte période de consommation au Québec, ce qui entraîne une diminution des hauteurs de chute donc une réduction de la puissance disponible, ensuite remplissage des réservoirs au printemps, à l'été et en automne en prévision de l'hiver suivant) ; »*

Il se peut donc que l'intégration des quantités annuelles engendre des gains à certains intégrateurs plutôt que des coûts. On voudra s'assurer que de tels gains soient pris en compte lorsque le Distributeur validera l'obtention d'un prix juste et raisonnable.

On remarque de la figure 2 que la courbe ne revient pas à 0 à la fin de l'année. Cette constatation est cohérente avec la précision apportée par le Distributeur sur les retours d'énergie de 35 % versus un facteur d'utilisation attendu un peu plus élevé<sup>36</sup>.

### (iii) Limitation pour certains intégrateurs

Enfin, certains intégrateurs possibles n'ayant pas nécessairement le potentiel d'emmagasinement des réservoirs du Producteur pourraient se voir limités dans leur capacité de stocker de l'énergie des mois d'hiver ce qui pourrait restreindre leur possibilité de soumission au service d'intégration, privant ainsi le Distributeur d'opportunités d'intégration intéressantes.

## **5.2. Variation saisonnière recommandée**

On pourrait être tenté de recommander de faire varier les retours d'énergie à tous les mois selon le patron de la production attendue. Toutefois, on constate une variation importante entre les années pour un même mois (annexe A, tableau A-3) et, par conséquent, l'imposition d'une valeur différente par mois

---

<sup>36</sup> R-3573-2005, HQD-3, document 5, page 14, réponse 11.1.

pourrait ne pas rendre justice aux parties. Toutefois, on constate quand même que la production éolienne montre, autant en théorie (figure 1) qu'en pratique (annexe A, tableau A-3), une tendance au-dessus de la moyenne annuelle pour les mois d'octobre à avril inclusivement alors que les mois de mai à septembre montrent une tendance soit près de ou sous la moyenne annuelle. L'utilisation d'un taux différent pour chacune de ces deux périodes permettrait au Distributeur de bénéficier de la production éolienne plus élevée en hiver tout en conservant une certaine stabilité pour atténuer les variations aléatoires qui se produiront.

**2. Nous recommandons que le Régie ordonne au Distributeur de modifier les caractéristiques du service d'intégration proposées en retenant un taux de retours d'énergie uniformes à l'intérieur de la période d'octobre à avril inclusivement et un autre taux de retours d'énergie uniformes à l'intérieur de la période de mai à septembre inclusivement. Pour chacune de ces deux périodes, le taux uniforme correspondra au taux équivalant à la production attendue moyenne de la production éolienne sous contrat avec le Distributeur pour cette période, plutôt qu'au taux des retours d'énergie uniformes sur l'année.**

Le Distributeur commente ainsi l'avantage qu'il voit dans des livraisons uniformes toute l'année<sup>37</sup> :

*« Au contraire, des livraisons uniformes d'énergie, conformément à ce qui est prévu dans les caractéristiques du service proposé, contribuent à simplifier et clarifier, auprès des soumissionnaires, les paramètres du service qu'ils doivent maintenir tout au long du contrat. »* (Nous soulignons)

Nous ne pensons pas que les soumissionnaires potentiels qui ont l'habitude par ailleurs de gérer des changements de programmes de production et d'échanges à toutes les heures ou plus ne verront d'inconvénient majeur à changer le taux de retour d'énergie deux fois par année, conformément à notre recommandation.



### 5.3. Mise à jour de la production attendue

Étant donné le biais systématique que l'on peut constater, dans le tableau 6, sur la production éolienne des parcs présentement en service et étant donné les réserves émises sur les simulations effectuées par la firme Hélimax avec les données dont elle disposait<sup>38</sup>, il nous apparaît tout à fait approprié d'utiliser le plus tôt possible la production réelle des parcs en service afin de mettre à jour les taux de production attendue.

**Tableau 6**  
**Suivi de l'énergie de l'EIE**

Année	Énergie livrée parcs éoliens (MWh)	Énergie livrée par HQP (FU 35%) (MWh)	Écart (MWh)	Énergie livrée parcs éoliens F. U.
2008	605 006	682 416	-77 410	31,0%
2009	945 761	1 024 569	-78 808	32,3%
2010	1 197 631	1 370 503	-172 872	30,6%
2011	1 335 968	1 506 063	-170 095	31,0%
2012	2 294 414	2 621 314	-326 900	30,6%
<b>TOTAL</b>	<b>6 378 780</b>	<b>7 204 865</b>	<b>-826 085</b>	<b>31,0%</b>

Source:

[www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_HQD\\_D-2006-027.html](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2006-027.html)

Le Distributeur indiquait d'ailleurs qu'une telle pratique est tout à fait indiquée<sup>39</sup> :

*« Dès les premières années d'exploitation d'une centrale éolienne, la chronique de la production éolienne peut être de nouveau validée en utilisant les mesures de production des éoliennes ainsi que les mesures des tours anémométriques. »* (Nous soulignons)

---

<sup>37</sup> B-0024, HQD-2, document 8, page 17, réponse 9.4.

<sup>38</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2008-133/Suivi\\_R-3648-2007\\_D2008-133\\_EF\\_rapport\\_2009-07-08.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2008-133/Suivi_R-3648-2007_D2008-133_EF_rapport_2009-07-08.pdf), page 1.

<sup>39</sup> R-3648-2007 – Phase II, HQD-1, document 2, Annexe 6D, page 12.

Évidemment, tel que le fait remarquer le Distributeur<sup>40</sup>, pour les parcs qui ne sont pas encore en service on doit utiliser la production éolienne attendue selon les simulations mais rien n'empêche d'utiliser les productions réelles pour les parcs en service, quelques-uns l'étant d'ailleurs depuis plus de 5 ans. Selon nous, il n'est pas nécessaire d'attendre que tous les parcs soient en service pour commencer à utiliser les données historiques de certains parcs.

**3. Ainsi, nous recommandons de remettre à jour la production attendue mensuelle puis saisonnière une première fois à la date de début des prochaines ententes d'intégration puis de le faire au début de chacune des saisons recommandées plus haut, soit au début des mois de mai et d'octobre. Cette mise à jour doit se faire à chacune de ces dates en utilisant la production éolienne réelle pour les parcs éoliens dont la mise en service date d'au moins une année complète et en utilisant les productions simulées par Hélimax pour les parcs de moins d'un an ou qui ne sont pas encore en service.**

Il ne nous est pas possible d'effectuer ces calculs présentement, ne disposant pas de données de production historiques pour chaque parc pris séparément.

Sur la possibilité de faire varier les retours d'énergie selon les données réelles, le Distributeur émet la réserve suivante<sup>41</sup> :

*« Le fait de varier le taux de retour attendu créerait, pour les fournisseurs, une incertitude quant aux quantités livrables. Le Distributeur estime que ceci est susceptible de réduire la concurrence en vue de la prestation du service. De plus, une telle modalité exigerait une flexibilité plus grande de la part des fournisseurs potentiels, ce qui se reflèterait possiblement dans les prix soumis pour la fourniture du service. »*

Selon nous, le fait de varier le taux de retour deux fois par année, selon ce que nous recommandons, n'aura pas de conséquence sur les intégrateurs dans la

---

<sup>40</sup> B-0016, HQD-2, document 1, page 20, réponse 6.2.

mesure où cette recommandation devrait avoir pour effet de réduire les écarts entre les quantités d'énergie reçues par l'intégrateur et les quantités retournées. Au contraire, dans la situation proposée où il y a un plus grand écart entre l'intrant et l'extrait, les intégrateurs potentiels possédant moins de capacité d'emmagasinement d'énergie pourraient être désavantagés, ce qui réduirait la concurrence et pourrait entraîner des prix plus élevés.

---

<sup>41</sup> B-0016, HQD-2, document 1, pages 22 et 23, réponse 6.6.

## 6. La compensation de l'écart annuel des retours d'énergie

### 6.1. La problématique

Dans un processus d'intégration, la quantité d'énergie qui sort du processus d'intégration éolienne devrait autant que possible être égale à celle qui y a été injectée et, idéalement, sur une période de retour assez courte afin que le Distributeur profite des variations saisonnières de la production éolienne. Le principe a d'ailleurs été mis de l'avant par la Régie<sup>42</sup> :

*« La fonction du service d'équilibrage est de régulariser la production éolienne. Ainsi, durant une période de temps défini, par exemple une semaine, le fournisseur de service accumule la production variable provenant des parcs éoliens et, durant une autre période, il restitue la même quantité d'énergie à une puissance définie. »* (Nous soulignons)

Le Distributeur a aussi reconnu l'importance de ne pas avoir un solde de fin d'année trop élevé<sup>43</sup> :

*« Le Distributeur considère plus réaliste d'utiliser un taux de puissance garantie de 35% plutôt que 36,5%, tel que présenté dans son dernier Plan d'approvisionnement. Bien que l'écart soit peu important, le Distributeur préfère utiliser des hypothèses conservatrices afin de minimiser les écarts entre l'énergie éolienne effectivement reçue par Hydro-Québec Production et l'énergie que celle-ci aura livrée au Distributeur, au taux de puissance garantie de 35%. C'est donc davantage pour une problématique d'énergie que le Distributeur a voulu limiter à 35 % le taux de puissance garantie, laquelle s'applique à toutes les heures de l'année. »* (Nous soulignons)

La Régie a aussi exprimé ses préoccupations sur le solde de fin d'année<sup>44</sup> :

*« [115] La Régie constate également des données fournies pour l'année 2011 que l'écart entre les quantités prévues d'énergie produites*

---

<sup>42</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3526-04/AvisRegie\\_3526\\_Juin2004.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3526-04/AvisRegie_3526_Juin2004.pdf), page 94.

<sup>43</sup> R-3573-2005, HQD-3, document 5, page 14, réponse 11.1.

<sup>44</sup> Décision D-2012-144, dossier R-3799-2012, page 26, paragraphe 115.

*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. » (Nous soulignons)*

Or, dans la proposition actuelle comme dans l'EIÉ, il pourrait y avoir un solde important en fin d'année qui serait effacé par une compensation monétaire entre les parties. Le fait d'échanger une partie importante de l'énergie en compensation monétaire ne nous semble pas répondre à l'esprit de l'exercice d'intégration. Dans un contexte de surplus énergétiques, le Distributeur n'a encore moins d'intérêt à recevoir des retours d'énergie annuels supérieurs à ce qu'il a fourni aux intégrateurs. Ceci peut être perçu comme un approvisionnement d'énergie qui, d'abord, est non requis, puis qui doit normalement, lorsque requis, faire l'objet d'un processus d'appel d'offres auprès de tous les fournisseurs potentiels. Ce principe est encore plus vrai quand on constate un biais systématique négatif entre les quantités fournies et les quantités retournées de 35 % tel qu'il apparaît au tableau 6 plus haut.

De la même façon, dans un cas moins probable où les quantités de production éolienne fournies dépasseraient les retours d'énergie, le Distributeur se trouverait à vendre de l'énergie à des fournisseurs en particulier, ne profitant pas ainsi de l'accès à d'autres clients potentiels pour ce genre de produit.

**4. Selon nous, il n'est donc pas souhaitable que les quantités d'énergie annuelles fournies aux intégrateurs soit significativement différentes des quantités d'énergie annuelles retournées par ces derniers. En fait, nous recommandons que les écarts soient résorbés selon la méthode d'ajustement décrite à la section 6.2 ci-dessous.**

**5. De plus, nous ne croyons pas utile d'avoir une compensation monétaire à la fin de chaque année. Une telle compensation ne devrait s'appliquer qu'à l'échéance de la participation d'un intégrateur au service.**

## **6.2. Méthode d'ajustement recommandée**

Tout d'abord, notre recommandation de la section 5.3 de mettre à jour la production attendue régulièrement devrait atténuer grandement les écarts à compenser à la fin de chaque année. Il pourrait quand même persister certains écarts.

Afin d'atténuer de tels écarts accumulés entre les quantités d'énergie fournies et les retours d'énergie, nous proposons une méthode d'ajustement simple à appliquer deux fois par année en même temps que la mise à jour que nous recommandons de la production attendue, soit les 1<sup>er</sup> mai et 1<sup>er</sup> octobre.

Le 1<sup>er</sup> mai : pour la période de mai à septembre qui commence, le retour d'énergie de chacun des 5 mois de la période, après avoir mis à jour la production attendue, sera augmenté (réduit) de façon à étaler également sur les 5 mois l'écart positif (négatif) accumulé.

Le 1<sup>er</sup> octobre : pour la période d'octobre à avril qui commence, le retour d'énergie de chacun des 7 mois de la période, après avoir mis à jour la production attendue, sera augmenté (réduit) de façon à étaler également sur les 7 mois l'écart positif (négatif) accumulé.

## **6.3. L'expérience de l'EIE en termes d'énergie annuelle**

Les tableaux 6 et 7 indiquent qu'entre 2008 et 2012, le Distributeur a reçu du Producteur 826 GWh de plus que ce qu'il lui avait fourni en production éolienne, pour un coût de 71,4 M\$ en vertu de l'EIE, voir tableau 1. Le coût unitaire moyen de ce bloc d'énergie acquis par le Distributeur a donc été de 86,41 \$/MWh.

**Tableau 7**

**Estimation du coût de remplacement de l'énergie retournée en trop de l'EiÉ**

Année	Énergie retournée en trop (MWh) (1)	Coût unitaire (\$/MWh) (2)	Coût unitaire de remplacement (\$/MWh) (3)	Coût de remplacement (000 \$) (4)
2008	77 410	80,77	30	2 322
2009	78 808	82,79	30	2 364
2010	172 872	84,85	30	5 186
2011	170 095	86,98	30	5 103
2012	326 900	89,14	30	9 807
<b>TOTAL 2008-12</b>	<b>826 085</b>	<b>86,41</b>	<b>30</b>	<b>24 783</b>

(1) Voir tableau 6

(2) Selon coût de l'énergie du tableau 1

(3) Hypothèse retenue

(4) = (1) x (3)

Nous avons préparé le tableau 7 en supposant que le Distributeur aurait pu se procurer cette énergie à un coût unitaire de 30 \$/MWh. Les 826 GWh auraient ainsi coûté 24,8 M\$ au lieu de 71,4 M\$, soit une différence de 46,6 M\$. Le prix de 30 \$/MWh est un peu plus élevé que celui de l'électricité patrimoniale et nous semble raisonnable lorsqu'on considère que l'énergie patrimoniale inutilisée a varié entre 1,5 TWh et 4,8 TWh par année entre 2009 et 2012<sup>45</sup>.

**Nous estimons donc que le Distributeur a encouru des coûts d'énergie non requis de 46,6 M\$ entre 2008 et 2012 dans l'EiÉ.**

---

<sup>45</sup> Voir tableau 2 du document HQD-5, document 1 des dossiers R-3740-2010, R-3776-2011, R-3814-2012 et R-3854-2013.

## 7. L'évaluation de l'EIE en résumé

Comme l'indique le tableau 1, l'EIE aura coûté, selon notre estimation, plus de 139 M\$ à la fin 2013. De ce montant, nous avons identifié des coûts non requis de 66 M\$ en puissance (section 4.3) et de 47 M\$ en énergie (section 6.2). **Selon notre évaluation, l'EIE aurait donc dû avoir représenté des coûts de l'ordre de 26 M\$ au lieu de 139 M\$. Et ce, sans compter, le manque à gagner décrit à la section 5.1 sur l'énergie d'hiver non reçue en hiver.**

Le Distributeur répète souvent que l'EIE est un tout indissociable et que chaque service ne peut être considéré séparément<sup>46</sup>. Nous ne sommes pas nécessairement d'accord avec cette affirmation mais on peut quand même regarder les coûts de l'EIE dans leur ensemble. Ainsi, le tableau 8 présente le coût unitaire de l'intégration de la production éolienne sous contrat avec le Distributeur pour la période 2008-2012.

---

<sup>46</sup> Voir notamment R-3799-2012, HQD-2, document 3, pages 4 et 5, réponse 1.4.



Tableau 8

## Coûts unitaire de l'intégration de la production éolienne (EIÉ)

Année	Énergie produite (MWh) (1)	Coût total (000 \$) (2)	Coût moyen (\$/MWh) (3)	Coût total net (000 \$) (4)	Coût moyen net (\$/MWh) (5)
2008	605 006	10 041	16,60	7 719	12,76
2009	945 761	12 334	13,04	9 970	10,54
2010	1 197 631	22 559	18,84	17 372	14,51
2011	1 335 968	23 616	17,68	18 513	13,86
2012	2 294 414	44 757	19,51	34 950	15,23
<b>TOTAL 2008-12</b>	<b>6 378 780</b>	<b>113 306</b>	<b>17,76</b>	<b>88 524</b>	<b>13,88</b>

(1) Voir tableau 6

(2) Voir tableau 1

(3) = (2) / (1)

(4) = (2) - dernière colonne du tableau 7

(5) = (4) / (1)

Au total, le coût moyen de l'intégration a été de 17,76 \$/MWh ce qui, selon nous, est beaucoup trop élevé. Rappelons toutefois que le coût total inclut un coût d'achat auprès du Producteur de l'énergie retournée en trop. Pour obtenir le coût net correspondant à la production éolienne réelle, on doit enlever la valeur de remplacement du bloc excédentaire de 826 GWh mentionné plus haut, soit 24,8 M\$, selon le tableau 7. On obtient ainsi un coût moyen de 13,88 \$/MWh ce qui nous apparaît aussi très élevé. D'ailleurs, ce coût unitaire est beaucoup plus élevé que l'évaluation de 5 \$/MWh véhiculée par le Distributeur dans la justification de l'entente<sup>47</sup>.

Ce n'est pas le cas en réalité mais si on supposait, pour fins de discussion, que l'on dissocie totalement le coût de l'énergie retournée en trop, on obtiendrait

<sup>47</sup> R-3573-2005, HQD-2, document 1, page 5 et HQD-3, document 7, pages 8 et 9, réponse 6.1.

quand même un coût unitaire d'intégration de 6,57 \$/MWh<sup>48</sup>, ce qui est encore trop dans le contexte québécois, tel que nous l'exposerons plus longuement plus bas à la section 12.

Nos conclusions sur le coût élevé de l'EIE sont tout à fait cohérentes avec le constat effectué par la Régie<sup>49</sup> :

*« [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. »* (Nous soulignons)

---

<sup>48</sup> [113,3 M\$ (tableau 1) – 71,4 M\$ (tableau 1)] / 6 378 780 MWh (tableau 8) = 6,57 \$/MWh).

<sup>49</sup> Décision D-2013-021, dossier R-3814-2012, page 19, paragraphe 63.

## 8. Les exercices de balisage

Dans la suite du rapport nous ferons référence à deux exercices de balisage que nous avons consultés, soit le rapport de balisage déposé par Hydro-Québec en 2008<sup>50</sup> (le « rapport de balisage HQD ») et celui publié par CEATI International en 2011<sup>51</sup> (le « rapport de balisage CEATI ») et son sommaire<sup>52</sup>. Le rapport de balisage CEATI a été préparé à la demande de son groupe *Hydraulic Plant Life Interest Group* (« HPLIG ») et Hydro-Québec faisait partie des commanditaires du rapport (page iv).

---

<sup>50</sup> R-3648-2007 – Phase II, HQD-1, document 2, Annexe 6D.

<sup>51</sup> [http://www.ceati.com/freepublications/0371\\_Web.pdf](http://www.ceati.com/freepublications/0371_Web.pdf), consulté le 1<sup>er</sup> novembre 2013.

<sup>52</sup> [http://www.ceati.com/freepublications/0371\\_Summary\\_Report.pdf](http://www.ceati.com/freepublications/0371_Summary_Report.pdf), consulté le 1<sup>er</sup> novembre 2013.

## 9. La prévision de la production éolienne

Comme nous l'avons vu au tableau 1, les coûts reliés à la prévision de production éolienne ont représenté moins de 1% des coûts de l'EIE sur la période de 2008 à 2012. Dans l'EIE, ces coûts sont regroupés sous le vocable du service d'équilibrage éolien mais, à toutes fins pratiques, ils couvrent les erreurs de prévision de la production éolienne 4 heures à l'avance<sup>53</sup>.

En comparant les coûts des écarts de prévision du tableau 1 avec l'évaluation faite par le Distributeur lors de la justification de l'EIE<sup>54</sup>, on constate que ce dernier a systématiquement sous-évalué les coûts du service d'équilibrage ou, à tout le moins, sous-estimé l'ampleur des écarts de prévision.

Dans le présent dossier, le Distributeur n'indique toutefois pas pour quelle prévision et écarts il recherche une soumission de prix<sup>55</sup>. Les soumissionnaires devront le préciser en fonction de leurs besoins propres<sup>56</sup>.

Toutefois, nous sommes d'avis que le Distributeur devra s'assurer dans l'obtention d'un prix juste et raisonnable que les prix soumis pour les erreurs de prévision resteront faibles étant donné :

- La forte probabilité que les soumissions soient basées sur de la production hydroélectrique avec des temps de réponse courts étant, par conséquent, moins tributaire d'une prévision précise plus que quelques heures à l'avance;
- Les intégrateurs auront accès, à chaque minute, au niveau de production éolienne réel<sup>57</sup> et, ainsi, pourront disposer d'une

---

<sup>53</sup> R-3573-2005, HQD-1, document 1, pages 3 et 4, article 5.1.

<sup>54</sup> R-3573-2005, HQD-3, document 5, page 7, réponse 4.6.

<sup>55</sup> B-0020, HQD-2, document 4, page 6, réponse 2.2.

<sup>56</sup> B-0031, HQD-2, document 4.1, page 6.

prévision intra-horaire basée sur l'hypothèse de persistance qui constitue, selon le Distributeur, la meilleure prévision pour cet horizon<sup>58</sup>.

De plus, les rapports de balisage consultés s'entendent pour dire qu'une bonne prévision de la production éolienne à court terme est l'un des moyens les plus reconnus afin de réduire les coûts d'intégration éolienne et que les modèles de prévision offrent en général de bonnes performances et s'améliorent avec les années d'expérience. Voir notamment le rapport de balisage HQD (pages 9 et 10) et le rapport de balisage CEATI (page 2-8). Aussi, le système BPA dans le nord-ouest des États-Unis a pu réduire de façon importante ses coûts d'intégration en améliorant ses prévisions et en utilisant les prévisions de persistance aux 30 minutes<sup>59</sup>.

Dans le cas du Distributeur, l'examen des coûts unitaires assumés dans l'EIE nous indique que ceux-ci ont systématiquement baissé à chaque année, voir le tableau 9 ci-dessous

---

<sup>57</sup> B-0020, HQD-2, document 4, page 8, réponse 2.8.

<sup>58</sup> B-0020, HQD-2, document 4, page 6, réponse 2.2.

<sup>59</sup> [http://www.nationalwind.org/assets/blog/NWCC\\_Transmission\\_Update\\_Aug09.pdf](http://www.nationalwind.org/assets/blog/NWCC_Transmission_Update_Aug09.pdf) , page 1.

**Tableau 9**

**Coûts unitaires des erreurs de prévision éolienne de l'EIE**

<b>Année</b>	<b>Écarts de prévisions (000 \$) (1)</b>	<b>Énergie produite (MWh) (2)</b>	<b>Coût moyen (\$/MWh) (3)</b>
2008	96	605 006	0,16
2009	139	945 761	0,15
2010	148	1 197 631	0,12
2011	151	1 335 968	0,11
2012	261	2 294 414	0,11
<b>TOTAL 2008-12</b>	<b>794</b>	<b>6 378 780</b>	<b>0,12</b>

(1) Tableau 1

(2) Tableau 6

(3) = (1) / (2)

**6. Nous sommes d'avis que les coûts des écarts de prévision devraient continuer à occuper une faible proportion dans les coûts d'intégration éolienne et que ces coûts continueront à baisser avec l'amélioration des prévisions.**

## 10. La flexibilité sur les paramètres

L'un des irritants que nous avons observés dans l'EIE est son manque de flexibilité du fait que certains paramètres ont été fixés sans avoir été mis à jour depuis la signature de l'entente.

### Puissance contributive

Mentionnons d'abord la puissance contributive estimée qui a été fixée à 15 % dans l'EIE<sup>60</sup>. Or, l'étude d'Hydro-Québec déposée à la Régie en 2009 a évalué la puissance contributive à 30%<sup>61</sup> mais l'EIE ne prévoyait, de façon spécifique, aucune mise à jour rétroactive ou future de ce paramètre. Si l'entente avait prévu une mise à jour rétroactive et future de ce paramètre important, le coût non requis de 50 M\$ dont il est question à la section 4.3 n'aurait pas été encouru par le Distributeur entre 2008 et 2013.

Le Distributeur, lors de la justification de l'entente, a mentionné qu'une telle possibilité d'augmentation de la puissance contributive n'entraînerait pas de modification à l'EIE<sup>62</sup> :

« *Demande :*

*8.1 Dans la mesure où le Distributeur constate que la contribution effective des parcs éoliens s'avère supérieure à 15 %, veuillez indiquer la démarche qu'il envisage et si la révision de l'Entente sera présentée à la Régie.*

*Réponse :*

*La révision de cette hypothèse n'entraînerait pas de modification à l'entente.*

---

<sup>60</sup> R-3573-2005, HQD-1, document 1, page 4, article 5.2.1 b).

<sup>61</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport\\_Contribution%20en%20puissance%20.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Contribution%20en%20puissance%20.pdf), page 16.

<sup>62</sup> R-3573-2005, HQD-3, document 1, page 14 et 15, réponse 8.1.

*En effet, en vertu de l'entente les parties retiennent l'hypothèse que « la quantité minimale en MWh par heure livrée par les parcs éoliens pendant les 300 plus grandes valeurs horaires de consommation de la clientèle du Distributeur pour une année [...] est égale ou supérieure à 15 % de la puissance contractuelle des parcs éoliens en exploitation commerciale. Cette hypothèse a pour objectif de limiter le risque du Distributeur en lui garantissant un seuil minimum de 15 % de la puissance contractuelle »*

La réponse du Distributeur nous laisse croire qu'il n'avait pas prévu à l'époque que le calcul de la puissance contributive réalisé en 2009 aurait préséance sur la notion de quantité minimale livrée par les parcs éoliens pendant les 300 plus grandes valeurs horaires de consommation.

En effet, l'étude effectuée en 2009 était basée non pas sur les seules 300 plus grandes valeurs horaires de consommation mais bien sur tous les paramètres et aléas affectant la contribution en pointe. L'argumentation du Distributeur ne tenait donc plus après la publication de l'étude et le Distributeur aurait bien pu faire modifier l'entente, alors qu'il indiquait qu'il en avait la possibilité<sup>63</sup>.

La Régie a d'ailleurs noté cette possibilité dans sa décision D-2006-27<sup>64</sup>.

D'autre part, le Distributeur émettait même clairement la possibilité de réviser la puissance contributive de l'entente<sup>65</sup> :

*« De plus, en vertu de l'Entente, la contribution des parcs éoliens comporte un seuil minimal correspondant à 15 % de la puissance contractuelle des parcs éoliens en exploitation. Ce seuil est basé sur une hypothèse optimiste de contribution du parc éolien, hypothèse qui devrait être révisée si la contribution effective s'avérait supérieure à 15 %. »  
(Nous soulignons)*

---

<sup>63</sup> R-3573-2005, HQD-3, document 5, page 5, réponses 3.1 et 3.2.

<sup>64</sup> Décision D-2006-27, dossier R-3573-2005, page 6.

<sup>65</sup> R-3573-2005, HQD-2, document 1, page 11, lignes 15 à 19.



Enfin, dans sa réplique dans le même dossier, le Distributeur vantait la flexibilité de l'EIE à s'adapter à « de multiples circonstances »<sup>66</sup>

Force est de constater que cette possibilité évoquée par le Distributeur n'était pas suffisante alors qu'aucun changement n'a été apporté à l'entente après que l'étude de contribution en puissance ait été publiée. **Nous sommes d'avis toutefois que si l'EIE avait prévu spécifiquement un mécanisme de mise à jour dans le cas où la puissance contributive avait été modifiée, le cas aurait été couvert correctement sans devoir revenir à la table de négociations.**

#### Compensation de l'écart des retours d'énergie

Comme nous l'avons montré plus haut, il est rapidement devenu évident que le prix des retours d'énergie excédentaires annuels s'éloignait du prix du marché auprès duquel le Distributeur aurait pu s'alimenter sans la présence de retours d'énergie excédentaires. Cette situation a été au désavantage du Distributeur à chaque année étant donné la surestimation systématique des retours d'énergie. **Avec un mécanisme de mise à jour du prix qui aurait été aligné avec les coûts de remplacement, le Distributeur aurait pu éviter une bonne partie des coûts non requis de 46,6 M\$ entre 2008 et 2012, selon notre estimation de la section 6.3.**

#### Le prix de la puissance

Un autre paramètre qui était fixé sans possibilité de mise à jour était le prix unitaire de la puissance. Un prix qui aurait été ajustable en fonction du marché aurait permis d'éviter une partie des coûts de puissance non requis estimés plus haut.

---

<sup>66</sup> R-3573-2005, Réplique du Distributeur, pages 4 et 5.

**En résumé, si l'EIE avait été munie de mécanismes de modification plus flexibles, ceux-ci auraient servi de police d'assurance dans le cas où certains paramètres devaient changer et auraient permis d'éviter plusieurs coûts non requis.**

Malgré tout, dans le dossier actuel, le Distributeur confirme son intention de fixer les paramètres du service<sup>67</sup>.

**7. Nous recommandons que des mécanismes soient prévus dans les documents d'appel d'offres et dans les contrats qui s'ensuivront afin de permettre une flexibilité pour changer les principaux paramètres s'il s'avérait effectivement que leur évaluation changeait. Par exemple, les paramètres suivants :**

- **Contribution en puissance de l'énergie éolienne**
- **Prix de la compensation pour les écarts d'énergie entre la production éolienne et les retours d'énergie**
- **Calculs des services complémentaires requis (en fonction, par exemple de la production éolienne réelle, de l'amélioration de la prévision éolienne, etc.) et des prix (selon tarifs du Transporteur)**
- **Prix de la puissance, le cas échéant.**

---

<sup>67</sup> B-0020, HQD-2, document 4, page 12, réponse 5.4.

## 11. La durée

Nous avons retenu 5 facteurs qui peuvent nous orienter dans le choix entre 3 et 5 ans pour la durée d'une entente d'intégration. Ils apparaissent au tableau 10 avec notre évaluation du terme qui favoriserait chacun des facteurs.

**Tableau 10**

**Facteurs influençant le choix de la durée d'une entente d'intégration éolienne**

<b>Facteur</b>	<b>3 ans</b>	<b>5 ans</b>
Flexibilité	X	
Accès aux données réelles	X	
Maturité de la filière	X	
Combinaisons 3-5 ans	X	
Coûts de gestion d'un appel d'offres		X

Selon nous, le facteur le plus important est la flexibilité que permettent les ententes d'intégration éolienne. Nous avons assez insisté sur les irritants de l'EIE pour qu'on comprenne que si celle-ci avait été plus courte, plusieurs des coûts non requis auraient été évités. Sur la base de l'expérience vécue avec l'EIE et considérant le manque de flexibilité inhérent aux caractéristiques proposées par le Distributeur dans ce dossier, un terme de 3 ans nous apparaît comme un maximum dans ce contexte.

Plusieurs évaluations de la production éolienne attendue ont été faites à partir de données de simulation et l'accès à des données de production réelles pourrait, tel qu'exposé plus haut, amener à modifier certains paramètres des ententes. Le Distributeur reconnaît même qu'après 3 ans, on a une meilleure évaluation du comportement d'un parc éolien<sup>68</sup>. Si ce principe s'applique pour l'ensemble du parc global, il s'applique aussi pour un sous-ensemble de celui-ci. En d'autres occasions aussi, le Distributeur insistait sur l'importance de tenir compte des données réelles après le premier terme de 5 ans de l'EIE<sup>69</sup>.

On en sait plus aujourd'hui sur la filière éolienne et sur son intégration que lors de l'approbation de l'EIE en 2006. Le secteur est toutefois encore en pleine ébullition et n'a pas encore atteint sa maturité au Québec, selon nous, ce qui milite en faveur d'un terme de 3 ans.

Les paramètres de l'appel d'offres proposés par le Distributeur permettent des soumissions sur 3 ou 5 ans, amenant des situations qui pourraient être plus difficiles à gérer. Un terme de 3 ans éliminerait ces situations.

Tel qu'indiqué par le Distributeur<sup>70</sup>, les frais liés à la gestion d'un appel d'offres constituent sûrement un facteur qui plaide en faveur d'une plus longue durée. Toutefois, si l'appel d'offres est bien préparé cette fois-ci, il pourra être réutilisé plus facilement. Dans le cas contraire, si on se rend compte que l'appel d'offres n'a pas bien atteint son but, alors, de toute façon, il serait souhaitable qu'il soit renouvelé le plus tôt possible.

Le Distributeur ajoute aussi :

*« Des contrats d'une durée de cinq ans permettent au Distributeur de réduire l'incertitude sur la disponibilité de ressources requises pour satisfaire entre autres les besoins d'hiver, sur un horizon de cinq ans,*

---

<sup>68</sup> B-0020, HQD-2, document 4, page 12, réponse 5.4.

<sup>69</sup> R-3573-2005, HQD-2, document 1, page 10, section 3.2.

<sup>70</sup> B-0016, HQD-2, document 1, pages 3 et 4, réponse 1.1.

*lequel est habituellement couvert par les revues de fiabilité en puissance déposées au NPCC. »*

Nous ne voyons pas la pertinence de cet argument du Distributeur. En effet, ce n'est pas la présence ou non d'une entente d'intégration en vigueur qui empêche le Distributeur de compter sur la contribution en puissance de la production éolienne dans ses bilans à long terme ou dans ses revues de fiabilité. C'est plutôt l'étude de contribution en pointe qui justifie la valeur de 30 % dans les bilans et auprès du NPCC<sup>71</sup> :

*« In the previous Comprehensive Review, all wind power in the area was completely derated. Since the 2009 interim review, a capacity value at peak equals to 30 percent of installed capacity is used for wind power under contract with Hydro-Québec Distribution. Studies supporting this evaluation have been filed to the Régie de l'énergie du Québec, to the NPCC CP-8 WG and have been presented in 2010 in the 9th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems.*  
» (Nous soulignons)

**8. En conclusion, nous recommandons un terme de 3 ans pour les prochaines ententes d'intégration.**

Rappelons d'ailleurs que le Distributeur était du même avis en 2005<sup>72</sup> :

*« La durée de 3 ans pour les renouvellements permet un ajustement plus rapide des modalités de l'entente en fonction de l'évolution des besoins des parties. Le terme initial est plus long que 3 ans pour acquérir une expérience plus représentative des besoins couverts par l'entente, compte tenu du fait que la mise en service des parcs éoliens se fera graduellement dans le temps. Ainsi, après la durée initiale de 5 ans, à la fin novembre 2011, il restera encore 2 parcs éoliens à mettre en service »*  
(Nous soulignons)

---

<sup>71</sup> <https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/Québec%20Comprehensive%20Review%202011.pdf> , page 9.

<sup>72</sup> R-3573-2005, HQD-3, document 1, page 13 et 14, réponse 7.2.

## 12. L'obtention d'un prix juste et raisonnable

### 12.1. Problématique

La majorité des observateurs s'entendent pour convenir que l'intégration de plus de 3000 MW de production éolienne au Québec ne peut se faire sans la participation du Producteur. Ce dernier pourrait à lui seul intégrer toute cette production et aucune autre entité ou groupe d'entités ne pourrait le faire en entier. Le Producteur constitue donc un intégrateur incontournable et on pourrait l'appeler l'intégrateur universel. C'est aussi le fournisseur de dernier recours<sup>73</sup>. Ce qui n'exclut pas, bien sûr, que d'autres participants que le Producteur puissent contribuer à une partie de l'intégration au Québec.

Mais en ce qui a trait à son rôle de fournisseur de dernier recours, le Producteur l'a, à toutes fins pratiques, toujours joué même sans production éolienne. En effet, au Québec, c'est le Transporteur qui s'est vu décerner un rôle de contrôle du réseau. C'est lui qui doit s'assurer que l'électricité rencontre certains critères de qualité dont celui de gérer la demande d'électricité tout en contrôlant la fréquence à l'intérieur de certaines limites pour respecter les lois immuables de la physique. Pour jouer ce rôle, le Transporteur s'est vu confier des moyens de gestion de l'offre provenant du Producteur et, dans une moindre mesure, du Distributeur. En plus de gérer l'utilisation de ses propres équipements de transport, le Transporteur doit « conduire » la flotte de moyens qui lui ont été confiés par le Producteur en suivant certains guides fournis par celui-ci afin de tenir compte de considérations d'efficacité notamment<sup>74</sup>

En temps réel, lorsque la demande augmente, le Transporteur doit faire augmenter la production des équipements en marche ou encore en démarrer de

---

<sup>73</sup> B-0018, HQD-2, document 2, page 6, réponse 4.2.

<sup>74</sup> État d'avancement 2009 du Plan d'approvisionnement 2008-2017, réponses à la DDR no. 1 de la Régie, page 5, réponses 2.1 et 2.2.

nouveaux. À l'inverse, si la demande baisse, il doit faire baisser la production de certains équipements ou encore en arrêter certains. Ces actions se prennent à tous les horizons par des moyens différents soit par des automatismes comme le réglage fréquence-puissance (« RFP ») à tout instant ou par l'intervention humaine des répartiteurs sur des horizons pour longs.

L'avènement de la production éolienne au Québec ne change rien en pratique au fonctionnement décrit sommairement ci-dessus. On pourrait même imaginer une situation hypothétique selon laquelle la production éolienne était ajoutée au réseau à l'insu du Producteur; dans un tel cas, ce dernier pourrait ne pas s'en rendre compte immédiatement. Par contre, s'il examinait en détail la performance de ses équipements, il pourrait constater une dégradation soudaine, toutes autres choses étant égales par ailleurs.

L'ajout de production éolienne au Québec ne change rien au fait que le Transporteur doit constamment ajuster l'offre en fonction de la demande. On peut simplement penser à la production éolienne comme une demande négative qui arrive, tout comme la demande, sans qu'on puisse totalement la contrôler. Les experts s'entendent pour parler d'une notion de « demande nette » (rapport de balisage CEATI, page 1-3). La différence est toutefois que la demande et la production éolienne, même s'ils ne sont pas totalement contrôlables démontrent des comportements statistiques différents, la production éolienne ayant un comportement relativement plus volatile à court terme que la demande.

**Le fait que le Producteur soit un intégrateur incontournable signifie-t-il pour autant que celui-ci puisse soumissionner pour un service d'intégration à n'importe quel prix, élevé ou non, et qu'il serait automatiquement choisi? Nous ne le croyons pas puisque ce ne serait sûrement pas dans l'esprit des Décrets ni dans l'intérêt public.**

La Régie a d'ailleurs bien résumé cette situation<sup>75</sup> :

*« RECOMMANDATION NO 10*

*Comme le Producteur se trouve en situation de monopole pour le service d'équilibrage, et qu'il est un concurrent potentiel lors des appels d'offres du Distributeur, il est requis que le prix de ce service soit soumis à la Régie dans un souci de protection des consommateurs. »*

Il est donc clair que la Régie a un rôle important à jouer pour s'assurer que le Distributeur obtiendra un prix juste et raisonnable et cette question doit, selon nous, être abordée dès maintenant avant la publication des documents d'appel d'offres et non pas attendre l'ouverture des soumissions. Bien sûr, le Distributeur indique qu'il peut, notamment sur la base des prix, refuser toute offre qui sera soumise<sup>76</sup> dont celle du Producteur mais nous considérons qu'une telle situation ne serait guère productive et perpétuerait encore plus la prolongation de l'EIE dont nous avons soulevé les irritants plus haut.

## **12.2. Méthodes d'établissement d'un prix juste et raisonnable**

Nous avons répertorié trois familles de méthodes pour vérifier l'obtention d'un prix juste et raisonnable dans le domaine de l'intégration éolienne :

- La méthode par évaluation de l'alternative
- La méthode par comparaison avec d'autres juridictions
- La méthode par évaluation des coûts encourus par les intégrateurs.

Nous décrivons sommairement ici chacune des méthodes et arriverons par la suite à la conclusion que la troisième est celle qui devrait s'appliquer au Québec.

### La méthode par évaluation de l'alternative

Avec cette méthode, le requérant d'un service évalue combien il lui en coûterait pour s'offrir lui-même ce service avec ses propres moyens. Dans le cadre de

---

<sup>75</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3526-04/AvisRegie\\_3526\\_Juin2004.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3526-04/AvisRegie_3526_Juin2004.pdf), page 95.

<sup>76</sup> B-0016, HQD-2, document 1, page 37, réponse 13.1.



l'EGM, le Distributeur avait appliqué une telle méthode pour justifier les prix qu'il proposait de payer au Producteur pour l'intégration éolienne<sup>77</sup>. Dans le cadre du dossier R-3775-2011, le Distributeur supposait donc que l'alternative qu'il avait envisagé était faisable.

Depuis, le Distributeur a constaté que l'alternative qu'il étudiait ne serait plus faisable et que, par conséquent, une méthode par évaluation ne serait pas applicable puisqu'en réalité, le Distributeur ne dispose d'aucune alternative dans ce cas<sup>78</sup>. Selon nous, c'est d'ailleurs la raison pour laquelle les Décrets demandent au Distributeur de se procurer auprès de tiers un service d'intégration de la production éolienne.

#### La méthode par comparaison avec d'autres juridictions

Cette méthode a l'avantage d'être simple et consiste à regarder ce qui se fait ailleurs et à établir un prix qui se situe dans la fourchette de ce qui a été évalué dans d'autres juridictions. À première vue, cette méthode comporte toutefois certains désavantages puisqu'on se rend rapidement compte que la fourchette de prix peut être assez large étant donné les grandes différences qui existent entre les systèmes des différentes juridictions. Une telle méthode a d'ailleurs été appliquée lors de la mise en place de l'EIE avec les résultats que l'on connaît. Mais on doit reconnaître que l'état de la connaissance n'était pas aussi avancé qu'aujourd'hui il y a de ça 8 ans. Comme nous le verrons plus bas, nous ne saurions pas recommander une telle méthode dans le contexte privilégié du Québec.

#### La méthode par évaluation des coûts encourus par les intégrateurs

---

<sup>77</sup> R-3775-2011, HQD-1, document 1, page 16 à 21.

<sup>78</sup> Décision D-2012-144, dossier R-3799-2012, page 9, paragraphe 30.

En consultant la vaste documentation disponible sur l'intégration éolienne, on constate que c'est cette méthode qui est la plus couramment utilisée. Et, selon nous, ce n'est pas par hasard qu'au cours des quelques années récentes une multitude d'évaluations de coûts d'intégration aient été produites partout dans le monde et particulièrement aux États-Unis et au Canada. Comme nous l'expliquerons plus bas, nous sommes d'avis que cette méthode est la meilleure étant donné les disparités parfois importantes entre les juridictions et les moyens plus ou moins flexibles dont chacune dispose pour intégrer la production éolienne.

### 12.3. La position du Distributeur

Dans le présent dossier, l'expert retenu pas le Distributeur a présenté des tarifs d'intégration pour 5 exemples répertoriés aux États-Unis<sup>79</sup> :

**Table 3: Non-market Intra-Hour Wind Integration Rate Summary**

	MW Installed Capacity	Published Capacity Factor	Published Rate (\$/kW-month)	Rate in \$/MWh (for published capacity factor)	Rate in \$/MWh (reference capacity factor of 35%)
BPA	4711	32%	\$1.23	\$5.27	\$4.81
PSE	430	30%	\$1.55	\$7.08	\$6.07
Westar*	614	40%	\$4.44	\$0.50	\$0.58
NorthWestern**	141	40%	\$1.58	\$5.41	\$6.18
Idaho Power	678	27%	NA***	\$6.50	\$5.01

\* Rates for Westar are for regulation only, while for the four other utilities the rate includes following and imbalance services.

\*\* Rates for NorthWestern Energy represents a Zone 1, long-term contract rate

\*\*\* The published rate for Idaho Power is already in \$/MWh

L'expert indique par ailleurs que<sup>80</sup> :

*« My testimony mandate was focused on North America. The United States has published cases on specific wind integration tariffs and services. To the best of my knowledge there are no published specific wind integration cases in Canadian jurisdictions. »*

et que:

---

<sup>79</sup> B-0005, HQD-1, document 2, page 23, table 3.

<sup>80</sup> B-0020, HQD-2, document 4, page 17, réponse 9.1.

*«To the best of my knowledge we covered every jurisdiction in North America with specific wind integration services and tariffs. »*

Ces réponses nous ont surpris alors que l'on est conscient de l'existence de plusieurs autres études d'intégration éolienne que celles présentées par l'expert. Nous devons revenir en audiences pour mieux saisir les nuances qui s'appliqueraient aux réponses de l'expert.

Dans son rapport, l'expert indique quand même que certains des éléments tirés de ces exemples pourraient servir de base pour l'établissement d'un tarif au Québec<sup>81</sup>. Il suggère même que les tarifs au Québec devraient comporter des coûts en sus de ceux de certains exemples<sup>82</sup>.

Lorsque questionné sur la pertinence des exemples qu'il a fournis pour l'établissement de tarifs au Québec, l'expert précise<sup>83</sup> :

*« The numbers in the table of reference only account for intra-hourly portion of wind integration, and could be used to obtain an order-of-magnitude reference for the intra-hourly portion of HQD's needs. However, the specific rate will differ among systems. »* (Nous soulignons)

Il ajoute aussi qu'il pourrait y avoir des différences<sup>84</sup> :

*« The rate in HQD need not be the same due to differences in costs between generators providing integration services in the Northwestern Energy footprint and HQD. Generators in HQD that are providing wind integration services in HQD could also service electricity markets in New England, New York, and Ontario markets which are different from the markets generators in NWE could serve. »* (Nous soulignons)

La position de l'expert nous est apparue un peu ambiguë ou à tout le moins pas très nette et nous pourrions y revenir en audiences d'autant plus que l'expert a

---

<sup>81</sup> B-0005, HQD-1, document 2, pages 26 à 28.

<sup>82</sup> B-0005, HQD-1, document 2, page 27, lignes 1 à 5.

<sup>83</sup> B-0020, HQD-2, document 4, pages 22 et 23, réponse 13.3.

indiqué que son témoignage ne l'a pas amené à regarder les facteurs devant être pris en compte dans l'évaluation du coût de service d'intégration au Québec<sup>85</sup>.

Quant au Distributeur, il indique sans toutefois le préciser clairement que les prix fournis par l'expert serviront de base à l'établissement d'un prix raisonnable<sup>86</sup> ou non-concurrentiel<sup>87</sup>.

Une telle position peut surprendre lorsqu'on la compare à celle adoptée par le Distributeur dans le dossier R-3573-2005<sup>88</sup> :

*« L'intéressé demande que la Régie ordonne au Distributeur d'assurer un suivi au Plan d'approvisionnement quant aux différents services d'intégration offerts dans d'autres juridictions (p. 2 des Observations de la FCEI).*

*Également, l'intéressé demande une analyse publique de l'entente à l'expiration de son terme initial et ce, avant son renouvellement (p. 2 des Observations de la FCEI).*

*Le Distributeur souhaite mettre en garde l'intéressé dans sa démarche comparative de divers services d'intégration. Ceux-ci sont souvent très différents de celui dont dispose le Distributeur. Ils sont généralement fortement adaptés aux divers fournisseurs locaux et portent sur des quantités de puissance et d'énergie largement inférieures à celles qui seront intégrées au réseau québécois.*

*Le Distributeur mise plutôt sur un service adapté en développant sa propre expertise considérant notamment l'appel d'offres A/O 2005-03 qui lui permettra d'acquérir 2000 MW d'énergie éolienne supplémentaire à l'horizon 2013. Il est donc primordial que le Distributeur développe et adopte des pratiques qui facilitent l'intégration efficace de l'énergie éolienne selon son propre contexte.*

*La position du Distributeur à cet égard est également fondée sur le fait qu'il doit contracter avec un fournisseur québécois puisque, d'une part, le service dont il bénéficie implique que le fournisseur soit raccordé de façon synchrone à la charge du Distributeur et que, d'autre part, les décrets liés aux approvisionnements en énergie éolienne l'exigent.*

---

<sup>84</sup> B-0020, HQD-2, document 4, page 24, réponse 13.7.

<sup>85</sup> B-0020, HQD-2, document 4, page 23, réponses 13.4 et 13.5.

<sup>86</sup> B-0016, HQD-2, document 1, page 17, réponse 4.4.

<sup>87</sup> B-0016, HQD-2, document 1, pages 37 et 38, réponses 13.3 et 13.4.

<sup>88</sup> R-3573-2005, Réplique du Distributeur, 5 décembre 2005, pages 8 et 9.

De là, les comparaisons avec des juridictions étrangères sont très souvent boiteuses et de faible valeur. » (Nous soulignons)

Nous sommes d'accord avec la conclusion du Distributeur dans cette dernière citation et nous l'explicitons en plus de détails ci-dessous.

#### **12.4. Facteurs influençant les coûts d'intégration**

Un grand nombre d'études d'intégration éolienne ont été réalisées récemment et les techniques pour les réaliser ont été raffinées grâce notamment à une bonne collaboration entre les experts du domaine.

Le rapport de balisage HQD (pages 21 et 22) indique les principaux impacts de la production éolienne :

- « Les coûts se traduisent généralement par :
- o des déplacements des transactions énergétiques dans le temps ainsi que par des modifications au programme de maintenance des équipements ;
  - o des pertes d'efficacité de l'exploitation du système de production : chargement des groupes, augmentation du nombre d'arrêts et démarrages des groupes, effets sur la gestion du système hydrique (hauteur de chute, possibilité de déversement etc.) ;
  - o l'ajout éventuel d'installation d'unités de production (cet aspect est cependant très peu étudié jusqu'ici). »

Plusieurs facteurs influencent toutefois les coûts (page 37) :

- « En général, ces coûts dépendent :
- des caractéristiques de la production éolienne (variabilité et dispersion sur le territoire) ;
  - du taux de pénétration de production éolienne ;
  - de la complémentarité entre la demande et la production éolienne ;
  - de la qualité des prévisions éoliennes ;
  - de la configuration du réseau et de la capacité des interconnexions synchrones avec les réseaux voisins ;
  - de la qualité des données ;

- de la flexibilité des équipements de production (thermique et hydroélectrique) utilisés pour pallier aux variations de la production éolienne. » (Nous soulignons)

La production hydroélectrique et la présence de réservoirs sont aussi des caractéristiques avantageuses (page 38) :

*« La production hydroélectrique est en général plus flexible que la production thermique, c'est-à-dire que le cycle d'arrêt et de démarrage d'un groupe turbine-alternateur est beaucoup plus court. Toutefois, cette flexibilité est grandement réduite pour les centrales au fil de l'eau, car ces centrales doivent turbiner l'eau qui arrive. Par ailleurs, les centrales adossées à un réservoir offrent davantage de flexibilité. Un survol des études permet de conclure que les résultats sont spécifiques aux caractéristiques des équipements de production (types de centrales et contraintes d'exploitation de chacun des systèmes hydriques). »* (Nous soulignons)

Aussi, le rapport de balisage de CEATI, aux pages xiii et ix, résume très bien les enjeux de l'intégration éolienne avec des parcs hydroélectriques.

## **12.5. Représentativité des cas présentés par l'expert du Distributeur**

La section précédente présentait les principaux facteurs influençant les coûts d'intégration éolienne. Nous avons préparé le tableau 11 afin de comparer certaines caractéristiques des cinq juridictions présentées par l'expert retenu par le Distributeur à celles du Québec. De fait, nous avons utilisé seulement les chiffres d'Hydro-Québec pour représenter le Québec. L'ajout des ressources de d'autres producteurs comme Brookfield et Rio Tinto Alcan réduirait encore plus les ratios observés au Québec en termes de pénétration éolienne.

Notons aussi que le tableau 11 utilise deux notions de taux de pénétration selon les définitions suivantes pour l'énergie et la puissance, tirées du balisage de CEATI à la page 3-1 :

*« The wind power penetration level may be defined by either energy (i.e., total electrical production coming from wind energy over the course of a year divided by the total electrical energy consumed in the associated balancing area over the same time period) or capacity (i.e., the installed nameplate capacity of wind power divided by the peak system demand). Either of these approaches to defining the wind penetration level may be applied to a specific area (local). » (Nous soulignons)*

## Tableau 11

### Comparaison des caractéristiques de certaines juridictions

	BPA	PSE	Westar	NorthWestern (Montana)	Idaho Power	Hydro-Québec
A. Puissance éolienne (MW)	4 711 (1)	430 (1)	614 (1)	141 (1)	678 (1)	3 139 (10)
B. Puissance installée non éolien (MW)	12 413 (2)	2 496 (4)	6 876 (6)	372 (8)	3 543 (9)	40 829 (11)
C. Puissance hydroélectrique installée (MW)	11 283 (2)	236 (4)	0 (6)	0 (8)	1 709 (9)	40 125 (11)
D. Pointe de demande 2012 (MW)	9 625 (3)	4 837 (5)	5 000 (7)	1 784 (8)	3 245 (9)	38 797 (12)
E. Facteur de pénétration énergie 2012	19,00% (3)					3,80% (13)
F. Facteur de pénétration pointe 2012	48,95%	8,89%	12,28%	7,90%	20,89%	8,09%
G. Éolien/hydroélectrique	41,75%	182,20%	XXXXX	XXXXX	39,67%	7,82%
H. Hydro pour réserve d'équilibrage (MW)					775 (9)	17418 (14)
I. Éolien/hydro équilibrage					87,48%	18,02%
J. Tarif (basé sur FU 35 %)	4,81 (1)	6,07 (1)	0,58 (1)	6,18 (1)	5,01 (1)	

Notes :

F = A / D; G = A / C; I = A / H

(1) B-0005, HQD-1, document 2, page 23, table 3.

(2) BPA sustained 120-hour peak capacity (January) : [www.bpa.gov/news/pubs/GeneralPublications/gi-BPA-Facts.pdf](http://www.bpa.gov/news/pubs/GeneralPublications/gi-BPA-Facts.pdf) , consulté le 1er novembre 2013.

(3) B-0022, HQD-2, document 6, pages 17 et 18, réponse 18.4.

(4) [www.pse.com/aboutpse/PseNewsroom/MediaKit/020\\_About\\_PSE.pdf](http://www.pse.com/aboutpse/PseNewsroom/MediaKit/020_About_PSE.pdf) , consulté le 1er novembre 2013.

(5) [www.pse.com/aboutpse/EnergySupply/Documents/IRP\\_2013\\_AppH.pdf](http://www.pse.com/aboutpse/EnergySupply/Documents/IRP_2013_AppH.pdf) , consulté le 1er novembre 2013.

(6) <https://www-10.westarenergy.com/wcm.nsf/content/generation> , consulté le 1er novembre.

(7) prévision: [https://www-10.westarenergy.com/wcm.nsf/resources/CEP2/\\$file/CEP2.pdf?openelement](https://www-10.westarenergy.com/wcm.nsf/resources/CEP2/$file/CEP2.pdf?openelement) , consulté le 1er novembre 2013.

(8) [www.northwesternenergy.com/docs/default-source/documents/ataglance/ataglancement.pdf](http://www.northwesternenergy.com/docs/default-source/documents/ataglance/ataglancement.pdf) , consulté le 1er novembre 2013.

(9) [www.idahopower.com/pdfs/AboutUs/PlanningForFuture/irp/2013/windIntegrationStudy.pdf](http://www.idahopower.com/pdfs/AboutUs/PlanningForFuture/irp/2013/windIntegrationStudy.pdf) , consulté le 1er novembre.

(10) B-0004, HQD-1, document 1, Annexe A, page 21.

(11) Hydro-Québec, Rapport annuel 2012, page 120.

(12) Hydro-Québec, Rapport annuel 2012, page 2.

(13) Pour 2014: B-0022, HQD-2, document 6, page 17, réponse 18.3.

(14) B-0016, HQD-2, document 1, page 11; Hydro-Québec, Rapport annuel, page 120.



À l'aide du tableau 11, nous apportons ici quelques remarques sur chacune de ces juridictions et nous nous prononçons sur la pertinence de leur comparaison avec la problématique d'intégration éolienne du Québec.

### BPA

Le système de BPA montre un taux de pénétration en énergie de 19,00 % qui est beaucoup plus élevé que celui de 3,80 % pour Hydro-Québec. Dans le cas de BPA, le taux de pénétration en pointe peut être trompeur étant donné que ce système exporte beaucoup d'énergie et de puissance même à la pointe. Le ratio éolien/hydroélectrique est aussi beaucoup élevé dans le cas de BPA avec 41,75 % versus 7,82 % pour Hydro-Québec. Même si le système de BPA est celui qui a le plus haut pourcentage de puissance installée d'origine hydroélectrique parmi les 5 cas présentés par l'expert Hanser, ce système ne se compare aucunement à celui d'Hydro-Québec en termes de flexibilité. En effet, tel qu'indiqué par le balisage de CEATI aux pages 4-9 et 4-10 :

*« Construction of a dam and hydropower facility is motivated by, and results in, a number of benefits to society, often serving regional growth. These benefits translate into multiple priority functions of the hydro facility, and consequently, operational parameters that define power plant flexibility. The most common of these higher priority functions are listed below:*

- *Flood control*
- *Environmental, Wildlife, and Fishery Considerations*
- *Agriculture/Urban Water Demands*
- *Navigation Purposes*
- *Recreational Purposes*
- *Power Generation*

*How these functions are prioritized varies from country-to-country and by region and river systems within countries. The second priority listed (i.e., environmentally related considerations) was likely not a priority at the time of planning and construction of many facilities, but later became one as the impacts on wildlife of the various hydro impoundments or hydropower operations became understood. With respect to the United States, the*

functions listed above are in a typical order of priority, with hydropower generation being last. In some countries, such as Canada or in the Nordic countries, hydropower operations may be one of the highest, or the highest, priority of a dam. » (Nous soulignons)

Selon notre expérience, les systèmes hydriques de BPA se situent dans ceux dont la production hydroélectrique vient plutôt dans les dernières priorités alors que dans le cas des centrales du système hydrique de La Grande Rivière qui contribuent au RFP<sup>89</sup>, elles correspondent à la situation canadienne décrite dans la citation où la production hydroélectrique n'est pas aussi affectée par d'autres priorités, sans toutefois minimiser les efforts faits par Hydro-Québec dans le respect des considérations environnementales.

Un rapport du groupe d'intégration éolienne de BPA confirme d'ailleurs notre interprétation<sup>90</sup> :

*« Hydropower is exceptionally valuable in integrating wind power because its output can be increased or decreased in large quantities (100s or 1,000s of MW) very quickly (seconds). But the amount and variability of the wind resource in BPA's balancing area now exceeds the federal hydro system's ability to absorb wind power's variations under some conditions.*

*Compared to some of the larger systems in the United States, BPA's balancing authority area has a relatively small load of 5,000 to 7,000 megawatts served by a hydro and nuclear resource base with a firm annual energy capability of about 8,000 MW. BPA has already seen wind output comparable to more than 50 percent of its entire load within an hour, and has seen wind power output swings exceeding 2,400 MW within an hour.*

*The sheer scale of machine movement needed to counterbalance that much variation in within-hour output is exceeding the flexibility available from the FCRPS, given its other statutory obligations and physical limitations. In addition to BPA's load service obligations to its utility preference customers, federal hydro resources operate within numerous constraints for hydraulic reliability, flood control, fish protection and other non-power requirements. Given this volatility,*

---

<sup>89</sup> B-0016, HQD-2, document 1, pages 11 à 15.

<sup>90</sup> [www.bpa.gov/Projects/Initiatives/Wind/Documents/WIT\\_2\\_0\\_Summary.pdf](http://www.bpa.gov/Projects/Initiatives/Wind/Documents/WIT_2_0_Summary.pdf) , page 4.

*the FCRPS does not have sufficient flexibility to alone provide sufficient within-hour reserves for additional wind power in its balancing authority. »*

De plus, la capacité de stockage des réservoirs de BPA ne se compare nullement à celle des 26 grands réservoirs dont dispose Hydro-Québec<sup>91</sup>.

### Idaho Power

L'étude d'intégration réalisée par Idaho Power date de février 2013<sup>92</sup>. Voici les faits saillants découlant de cette étude :

- avec 678 MW d'éolien le taux de pénétration de l'énergie éolienne s'approche de la saturation (page 5). En fait, à compter de 800 MW d'éolien, les coûts d'intégration augmentent de façon drastique pour atteindre 19 \$/MWh dans un cas de 1200 MW (page 7);
- l'intégration de la production éolienne crée des impacts sur l'utilisation de la production hydroélectrique mais aussi sur celle du charbon et du gaz naturel à cycle combiné (page 16); en certaines circonstances, l'éolien doit carrément être arrêté (page 7) et même à la limite des délestages de charge pourraient être requis (page 17);
- seulement deux centrales hydroélectriques, Brownlee (585 MW) et Oxbow (190 MW)<sup>93</sup> sont utilisées pour fournir des réserves d'équilibrage pour un ratio de 87 % entre l'éolien et l'hydroélectrique d'équilibrage, contre 18 % pour Hydro-Québec (tableau 11);

---

<sup>91</sup> Hydro-Québec, Rapport annuel 2012, page 8.

<sup>92</sup> [www.idahopower.com/pdfs/AboutUs/PlanningForFuture/irp/2013/windIntegrationStudy.pdf](http://www.idahopower.com/pdfs/AboutUs/PlanningForFuture/irp/2013/windIntegrationStudy.pdf) .

<sup>93</sup> [www.idahopower.com/AboutUs/EnergySources/Hydroelectric/hydroelectric.cfm](http://www.idahopower.com/AboutUs/EnergySources/Hydroelectric/hydroelectric.cfm), consulté le 26 octobre 2013.

- certains scénarios entraînent même des déversements étant donné le peu de capacité d'emmagasinement du réservoir Brownlee (pages 33 et 34);

Enfin, les taux de pénétration à la pointe (21 % vs 8 %) et le ratio éolien/hydroélectrique (40 % vs 8 %) ne permettent aucune comparaison entre la situation d'Idaho Power et celle d'Hydro-Québec.

### PSE

Avec seulement 236 MW de production hydroélectrique pour l'intégration de 430 MW de production éolienne, la situation de Puget Sound Energy (« PSE ») ne peut absolument pas être comparée à celle du Québec. Notons d'ailleurs que la puissance éolienne de PSE est maintenant de 773 MW avec la mise en service de la phase I du projet Lower Snake River en 2012<sup>94</sup>, ce qui hausserait le ratio éolien/hydroélectrique à 327 %, nullement comparable à celui d'Hydro-Québec à 8 %.

### Westar

Une remarque s'impose dans le calcul du tarif d'intégration éolienne de ce producteur du Kansas. En effet, le calcul du tarif par MWh éolien fait intervenir un taux multiplicatif de « 3,32 % to account for the percentage regulation charge »<sup>95</sup>. Sans un tel facteur multiplicatif, le tarif serait de 15,56 \$/MWh au lieu de 0,50 \$/MWh.

Ceci étant dit, Westar ne possède aucune production hydroélectrique et, de ce seul fait, ne peut pas être comparé au Québec.

### Northwestern (Montana)

---

<sup>94</sup> <http://www.pse.com/aboutpse/PseNewsroom/NewsReleases/Pages/Washingtons-Largest-Wind-Power-Site.aspx>, consulté le 1er novembre 2013.

<sup>95</sup> B-0020, HQD-2, document 4, page 22, réponse 13.1.

Des chiffres fournis par l'expert Hanser et de sa réponse à une demande de renseignements<sup>96</sup>, nous déduisons qu'il fait référence aux opérations de Northwestern au Montana. Tout comme Westar, Northwestern ne possède pas de production hydroélectrique au Montana et, par conséquent, toute comparaison avec le Québec est inappropriée.

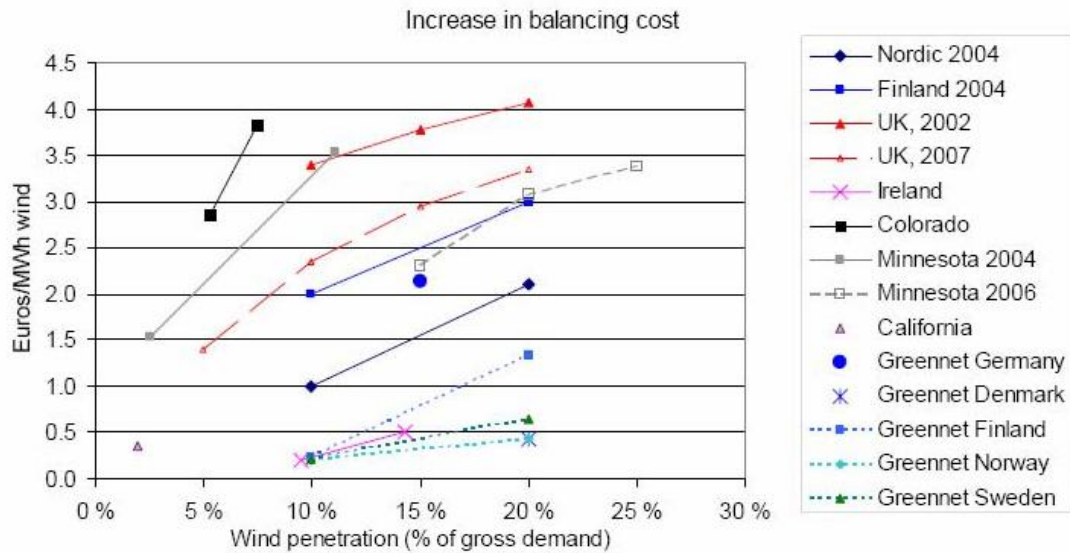
**9. Notre examen des cas soumis par l'expert Hanser nous amène à conclure qu'aucun d'entre eux ne doit être utilisé pour juger des coûts d'intégration éolienne au Québec. Le Distributeur, pour juger du caractère juste et raisonnable des prix d'intégration qui lui seront soumis, ne peut se contenter de comparer avec les exemples de tarifs fournis par l'expert qu'il a retenu. Toutefois, l'examen indique que les coûts devraient être significativement moindres au Québec que ceux présentés, pour l'intégration intra-horaire de la production éolienne.**

#### **12.6. Autres cas**

Si on exclut le cas de Westar discuté plus haut, les tarifs d'intégration soumis par l'expert Hanser varient entre 4,81 \$/MWh et 6,18 \$/MWh pour un facteur d'utilisation de 35 %. Or, dans le rapport de balisage HQD (page 21), le Distributeur a observé une fourchette variant plutôt entre 0,25 et 6,00 \$/MWh pour des juridictions aux États-Unis et en Europe, tel qu'illustré dans la figure suivante où les coûts sont exprimés en euros.

---

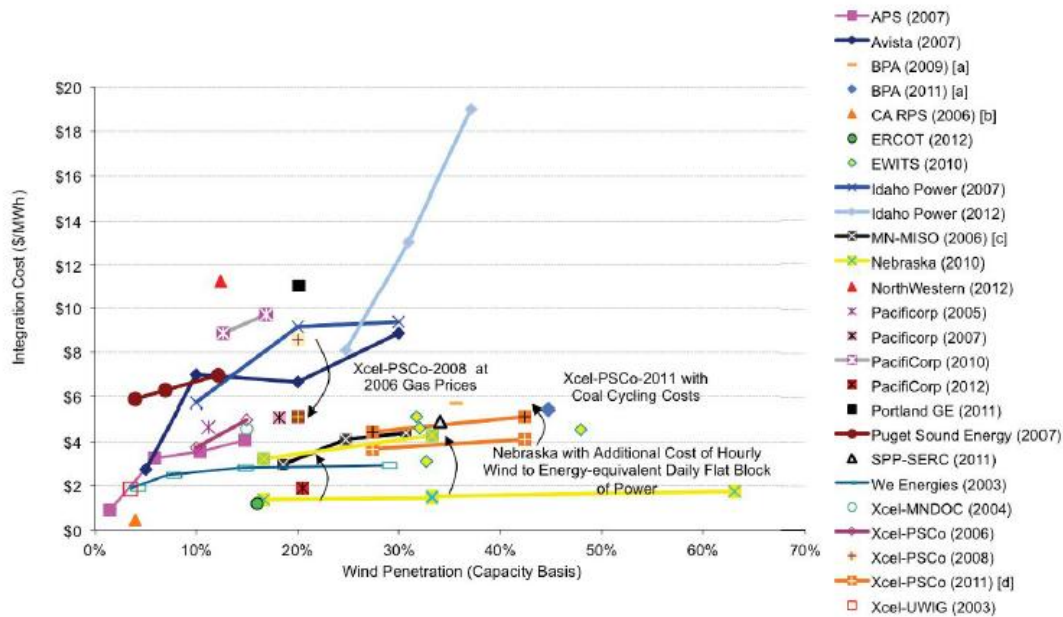
<sup>96</sup> B-0017, HQD-2, document 3.2, page 17, réponse 14.3.



**Figure 6** Coûts estimés des besoins d'équilibrage de la production éolienne (réf. 32)

Dans le dernier rapport annuel du U.S. Department of Energy<sup>97</sup> dont nous avons reproduit la figure 37, les coûts d'intégration américains répertoriés varient généralement entre 0,45 \$US/MWh et 12 \$ US/MWh sauf pour l'exception d'Idaho Power à 19 \$US/MWh dont nous avons parlé plus haut.

<sup>97</sup> [http://www1.eere.energy.gov/wind/pdfs/2012\\_wind\\_technologies\\_market\\_report.pdf](http://www1.eere.energy.gov/wind/pdfs/2012_wind_technologies_market_report.pdf) .



- [a] Costs in \$/MWh assume 31% capacity factor.
- [b] Costs represent 3-year average.
- [c] Highest over 3-year evaluation period.
- [d] Higher-cost line adds the coal cycling costs found in Xcel Energy (2011).

Sources: Acker (2007) [APS (2007)]; EnerNex Corp. (2007) [Avista (2007)]; BPA (2009); BPA (2011); Shiu et al. (2006) [CA RPS (2006)]; Maggio (2012) [ERCOT (2012)]; EnerNex Corp. (2010) [EWITS (2010)]; EnerNex Corp. and Idaho Power Co. (2007) [Idaho Power (2007)]; Idaho Power (2012); EnerNex Corp. and WindLogics Inc. (2006) [MN-MISO (2006)]; EnerNex Corp. et al. (2010) [Nebraska (2010)]; NorthWestern Energy (2012); PacifiCorp (2005); PacifiCorp (2007); PacifiCorp (2010); PacifiCorp (2012); Portland General Electric and EnerNex Corp. (2011) [Portland GE (2011)]; Puget Sound Energy (2007); EPRI (2011) [SPP-SERC (2011)]; Electrotek Concepts, Inc. (2003) [We Energies (2003)]; EnerNex Corp. and WindLogics Inc. (2004) [Xcel-MNDOC (2004)]; EnerNex Corp. (2006) [Xcel-PSCo (2006)]; EnerNex Corp. (2008) [Xcel-PSCo (2008)]; Xcel Energy and EnerNex Corp. (2011) [Xcel-PSCo (2011)]; Brooks et al. (2003) [Xcel-UWIG (2003)]

**Figure 37. Integration Costs at Various Levels of Wind Power Capacity Penetration**

De telles fourchettes illustrent mieux que celle fournie par Hanser la variation qu'on peut rencontrer dans les divers coûts d'intégration. Ces fourchettes confirment bien que le coût peut être significativement différent entre les juridictions. Le balisage du Distributeur est d'autant plus intéressant qu'il montre des coûts sous la barre de 0,50 \$/MWh pour 5 cas d'intégration éolienne et pour des taux de pénétration supérieurs à ceux du Distributeur, soit l'Irlande et Ile Danemark, la Finlande, la Norvège et la Suède, ces derniers pays scandinaves montrant des caractéristiques semblables à celles du Québec en termes de production hydroélectrique et de réservoirs d'emmagasinement.

**10. Notre examen a confirmé que la comparaison des coûts d'intégration avec d'autres juridictions n'était pas indiquée dans le cas du Québec et que, par conséquent, seule une méthode par évaluation des coûts encourus par les intégrateurs peut s'appliquer.**

Le rapport de balisage HQD (page 22) confirme d'ailleurs cette position :

*« Il y a très peu d'études portant sur des réseaux comparables à celui d'Hydro-Québec. Ce dernier se distingue par :  
o sa forte proportion de production hydroélectrique ;  
o la grande dispersion potentielle des éoliennes ;  
o la proportion de la production asservie sous le RFP ;  
o l'absence d'interconnexions synchrones avec les réseaux voisins. » (Nous soulignons)*

### **12.7. Éléments pour l'évaluation des coûts d'intégration au Québec**

En 2007, le Distributeur annonçait qu'Hydro-Québec avait amorcé une réflexion en vue d'intégrer le plus efficacement possible l'énergie éolienne à son réseau et qu'elle avait mis sur pied un comité regroupant le Distributeur, le Producteur, Hydro-Québec TransÉnergie et l'IREQ (le « Comité »)<sup>98</sup>.

Les enjeux identifiés par le Comité portaient sur :

- le comportement électrique du réseau ;
- la quantité de réserves d'exploitation et de provision pour aléas ;
- l'utilisation des équipements de production assurant l'équilibrage de l'éolien ;
- la contribution de la ressource éolienne à la fiabilité en puissance des approvisionnements.

---

<sup>98</sup> R-3648-2007, HQD-1, document 1, pages 49 et 50.



En 2009, le Distributeur déposait des études simultanément avec l'État d'avancement. Il indiquait que les services potentiellement affectés qui ont fait l'objet d'études par le Comité sont :

- La *Planification des ressources en puissance* ;
- Le *Réglage de fréquence* ;
- Le *Réglage de production* ;
- La *Provision pour écart de prévision court terme de la demande*.<sup>99</sup>

Par la même occasion, le Distributeur émettait toutefois les réserves suivantes :

*« Les conclusions de ces études reposent sur la meilleure information disponible à ce jour. L'étude portant sur l'impact des 3 000 MW de production éolienne sur le service de réglage de fréquence n'a pu profiter des méthodes les plus appropriées, lesquelles impliquent l'utilisation d'un simulateur de réseau. L'information détaillée portant sur les configurations de réseau associées à la présence des éoliennes, un intrant au simulateur, n'était pas disponible dans les délais requis pour assurer la production des résultats cet automne. D'autres résultats concernant l'impact des éoliennes sur ce service seront donc disponibles d'ici le printemps prochain et seront déposés à la Régie.*

*Par ailleurs, le Producteur, qui fournit le service d'intégration éolienne, s'interroge sur d'autres types d'impacts susceptibles d'affecter son parc de production. Si d'autres impacts s'avèrent significatifs, l'information appropriée à cet égard sera jointe au dossier qui portera sur l'approbation d'une nouvelle entente d'intégration éolienne. Un tel dossier devrait être déposé à la Régie au cours du printemps prochain. » (Nous soulignons)*

Nous avons questionné le Distributeur sur l'existence de résultats additionnels concernant l'impact des éoliennes sur le service de réglage de fréquence et concernant les autres impacts pour le Producteur, dans le cas évoqué dans la citation où ces derniers s'avéraient significatifs. Le Distributeur indique que toute

---

<sup>99</sup> État d'avancement 2009 du Plan d'approvisionnement 2008-2017, pages 24 et 25.

l'information complémentaire sur ces sujets se retrouve dans un article paru en 2012 dans une revue scientifique<sup>100</sup>.

On peut résumer ainsi les impacts dégagés par les études faites par le Comité pour l'intégration de 3000 MW de production éolienne :

- Impact sur la *Planification des ressources en puissance* : la contribution en puissance est de 30 %<sup>101</sup>.
- Impact sur les services de *Réglage de fréquence* et de *Maintien des réserves d'exploitation* : aucune quantité additionnelle pour ces services n'est actuellement requise<sup>102</sup>.
- Impact sur le service de *Réglage de production (suivi de la charge)* : la quantité additionnelle de ressources modulables requise s'élève à 82 MW<sup>103</sup>.
- Impact sur la *Provision pour écart de prévision court terme de la demande* : le Distributeur estime l'impact annuel moyen à 45 MW<sup>104</sup>.
- Enfin, l'étude publiée en 2013<sup>105</sup> conclut que le nombre d'arrêts et de démarrages de groupes turbines-alternateurs augmentera de 5 % et que des opportunités d'import/export pourraient être perdues.

---

<sup>100</sup> B-0020, HQD-2, document 4, pages 26 à 28, réponses 15.1 à 15.3.

<sup>101</sup> [http://www.regieenergie.qc.ca/audiences/EtatApproHGD/Rapport\\_Contribution%20en%20puissance%20.pdf](http://www.regieenergie.qc.ca/audiences/EtatApproHGD/Rapport_Contribution%20en%20puissance%20.pdf), page 16.

<sup>102</sup> R-3775-2011, HQD-1, document 1, pages 11 et 12, section 2.6.1.

<sup>103</sup> R-3775-2011, HQD-1, document 1, page 12, section 2.6.2.

<sup>104</sup> R-3775-2011, HQD-1, document 1, pages 12 et 13, section 2.6.3.

<sup>105</sup> M. de Montigny, A. Heniche, I. Kamwa, L. Cauchon, R. Mailhot, S. Lebeau, D. Lefebvre and L. Bernier, « Multiagent Stochastic Simulation of Minute-to-Minute Grid Operations and Control to Integrate Wind Generation Under AC Power Flow Constraints », *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 3, July 2013, pages 619-629.

De plus, les impacts de l'équilibrage, s'il en est, au-delà de l'horizon de l'heure doivent être pris en compte.

### 13. La procédure d'appel d'offres

Outre les recommandations sur les caractéristiques apparaissant plus haut, certaines considérations doivent être prises en compte dans la procédure d'appel d'offres.

#### 13.1. L'assurance d'obtenir un prix juste et raisonnable

Tel que démontré à la section 12, l'obtention d'un prix juste et raisonnable pour le service d'intégration éolienne passe par une justification des coûts de la part des soumissionnaires et ce, à même leur soumission. Forcément, ils auront dû faire des études pour évaluer leurs coûts et nous sommes d'avis qu'ils devraient en fournir les éléments, avec les réserves qui s'imposent, permettant à la Régie de jouer son rôle.

Une telle approche nous semble conforme au rappel fait par la Régie dans sa décision D-2006-27<sup>106</sup> :

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

La citation référerait aussi en bas de page à l'article 31 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

---

<sup>106</sup> Décision D-2006-27, dossier R-3573-2005, page 6.

L'approche est aussi conforme à ce qui se fait dans d'autres juridictions, par exemple<sup>107</sup> :

*« The study of these costs is viewed by Idaho Power as an important part of efforts to ensure prices paid for wind power are fair and equitable to customers and generators alike. »* (Nous soulignons)

Tel que montré plus haut à la section 12.1, nous considérons qu'il n'est pas suffisant ni efficace de se contenter de la clause d'annulation mentionnée par le Distributeur.

**11. Nous recommandons donc que les documents d'appel d'offres informent les soumissionnaires qu'ils devront fournir toutes les informations requises permettant de justifier les prix offerts afin de permettre à la Régie de juger de leur caractère juste et raisonnable. Ces informations seront rendues disponibles, lors de l'approbation des contrats, au personnel de la Régie et aux intervenants autorisés par la Régie qui auront souscrit des engagements de confidentialité.**

Aussi, à la section 5.2, nous avons recommandé l'utilisation de retours d'énergie saisonniers à la place de livraisons uniformes à l'année. Le choix de l'une ou l'autre de ces options pourrait toutefois dépendre du prix de chacune.

**12. Par conséquent, nous recommandons que la procédure d'appel d'offres permette aux soumissionnaires de soumettre un prix pour divers scénarios de modulation des retours d'énergie soit le scénario saisonnier que nous recommandons plus haut, le scénario uniforme sur l'année tel que proposé par le Distributeur et tout autre qu'ils jugeraient approprié.**

---

<sup>107</sup> [www.idahopower.com/pdfs/AboutUs/PlanningForFuture/irp/2013/windIntegrationStudy.pdf](http://www.idahopower.com/pdfs/AboutUs/PlanningForFuture/irp/2013/windIntegrationStudy.pdf) , page 11.

### 13.2. Les éléments de pénalité

Dans ce dossier, deux situations pourraient amener des pénalités dans le cours du processus d'intégration, d'abord, sur le respect de la puissance garantie des retours d'énergie<sup>108</sup> puis sur le respect des consignes du CCR<sup>109</sup>.

Dans le cas des pénalités sur le respect de la puissance garantie, le Distributeur a précisé la base qu'il envisage utiliser pour les établir en s'inspirant de ce qui se fait dans le cas des contrats de type UCAP<sup>110</sup>.

Pour ce qui est des pénalités sur le respect des consignes du CCR, le Distributeur a aussi élaboré sur ce qu'il entend faire<sup>111</sup>.

**13. Nous sommes satisfaits des précisions apportées par le Distributeur sur les méthodes d'établissement des pénalités en autant que celles-ci apparaissent aux documents d'appels d'offres.**

### 13.3. Le calcul d'un coût global

Les fournisseurs potentiels du service d'intégration seront invités à soumettre jusqu'à trois types de prix pour constituer la base de rémunération<sup>112</sup>. Cependant, la preuve du Distributeur n'indiquait pas comment il comptait pondérer ces trois types de prix et nous sommes d'avis que cette précision doit

---

<sup>108</sup> B-0004, HQD-1, document 1, page 7, lignes 13 à 15.

<sup>109</sup> B-0004, HQD-1, document 1, annexe B, page 3.

<sup>110</sup> B-0024, HQD-2, document 8, page 25, réponse 13.3; B-0029, HQD-2, document 3.4, pages 3 et 4, réponse 2.6.

<sup>111</sup> B-0027, HQD-2, document 1.1, pages 3 et 4, réponse 18.2.

<sup>112</sup> B-0004, HQD-1, document 1, page 8, section 2.6.

apparaître aux documents d'appels d'offres et être approuvée par la Régie dans le présent dossier.

Nous avons questionné le Distributeur sur la méthode qu'il prévoit utiliser pour la pondération et le Régie a confirmé que la question était pertinente<sup>113</sup>.

Le Distributeur a précisé les éléments de la méthode qu'il entend utiliser<sup>114</sup>. Toutefois, le traitement du 2<sup>e</sup> élément ne nous apparaît pas clair :

*« 2- Compensation pour l'écart entre la production éolienne réelle et les retours d'énergie*

*Afin d'établir la valeur annuelle de cette compensation, le Distributeur supposera, pour chaque soumission, le même écart de livraison, en %. Le volume d'énergie annuel correspondant à cet écart sera multiplié par le prix soumis pour cette compensation. »*

**En effet, le Distributeur spécifie comment il répartira l'écart de livraison mais il ne fournit aucune indication sur l'hypothèse qu'il retiendra pour l'écart de livraison comme tel. Nous comptons revenir lors des audiences pour faire clarifier la méthode.**

#### **13.4. Les mécanismes d'indexation**

Nous avons montré à la section 10 plus haut l'importance des mécanismes de mise à jour des paramètres et des prix. Or, le Distributeur indique que les mécanismes d'indexation admissibles seront précisés dans les documents d'appels d'offres<sup>115</sup>.

---

<sup>113</sup> A-0014, D-2013-169, page 5, paragraphe 10.

<sup>114</sup> B-0031, HQD-2, document 4.1, pages 4 à 6, réponse 8.6.

<sup>115</sup> B-0020, HQD-2, document 4, pages 15 et 16, réponse 8.4.

**14. Nous sommes d'avis toutefois que la description des mécanismes d'indexation doit faire partie du présent dossier et être spécifiée par le Distributeur et approuvée par la Régie.**



#### 14. Les décisions antérieures de la Régie en résumé

Dans l'un des enjeux qu'elle a identifiés, la Régie se demande si les caractéristiques du service d'intégration éolienne recherchées par le Distributeur dans son appel d'offres sont conformes aux décisions antérieures de la Régie à cet égard<sup>116</sup>.

Nous avons préparé le tableau 12 pour résumer les décisions pertinentes et évaluer si le Distributeur les a respectées ou non. Le tableau indique que deux décisions de la Régie n'ont pas été prises en compte par le Distributeur dans le dossier actuel. Toutefois, les recommandations de ce rapport, quant à elles, permettent de respecter toutes les décisions apparaissant au tableau.

---

<sup>116</sup> A-0001, D-2013-104, page 7.

**Tableau 12**

**Évaluation du respect des décisions antérieures de la Régie**

DÉCISION	CARACTÉRISTIQUE	HQD?
D-2006-27	Page 10 :  La Régie considère que le Distributeur pourrait grandement réduire le coût de l'Entente en limitant sa garantie de puissance aux mois d'hiver.	OUI
D-2011-193  Motifs	[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.	NON
D-2012-144	[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.	NON

## 15. Conclusion

Dans ce rapport, nous avons examiné la preuve du Distributeur pour l'établissement des caractéristiques du service d'intégration éolienne et la procédure d'appels d'offres et la grille d'analyse en vue de l'acquisition d'un service d'intégration éolienne. Notre examen nous a amené à faire des recommandations à la Régie afin que les ententes d'intégration à venir rencontrent les intérêts des parties et des consommateurs d'électricité.

ANNEXE A – Productions éoliennes historiques, janvier 2010 à septembre 2013

Les valeurs mensuelles des productions réelles (2010-2013) et des retours d'énergie réels (2010-2012) ont été fournies par le Distributeur<sup>117</sup>.

**Tableau A-1**

**Production éolienne réelle (MWh)**

	2010	2011	2012	2013	TOTAL
Janvier	117 446	117 325	177 982	482 116	894 869
Février	97 605	122 251	176 883	312 468	709 207
Mars	117 587	131 136	219 904	309 200	777 827
Avril	79 125	123 807	194 643	417 914	815 489
Mai	98 853	87 351	172 200	280 413	638 817
Juin	69 566	58 294	112 225	249 130	489 215
Juillet	68 053	53 972	147 228	300 931	570 184
Août	63 788	71 264	136 826	283 797	555 675
Septembre	98 555	105 838	159 155	430 282	793 830
Octobre	151 511	147 256	250 309		549 076
Novembre	99 884	161 939	265 680		527 503
Décembre	135 658	155 536	281 382		572 576
<b>TOTAL</b>	<b>1 197 631</b>	<b>1 335 969</b>	<b>2 294 417</b>	<b>3 066 251</b>	<b>7 894 268</b>
<b>Oct. - Avril</b>	<b>798 816</b>	<b>959 250</b>	<b>1 566 783</b>	<b>1 521 698</b>	<b>4 846 547</b>
<b>Mai - Sept.</b>	<b>398 815</b>	<b>376 719</b>	<b>727 634</b>	<b>1 544 553</b>	<b>3 047 721</b>

---

<sup>117</sup> B-0029, HQD-2, document 3.4, pages 6 et 7, tableaux R-4.1-A à R-4.1-C; B-0031, HQD-2, document 4.1, page 4, tableau R-1.8.

Les retours d'énergie réels de 2013 ont été calculés à partir des dates de mises en service fournies par le Distributeur pour les trois premiers mois<sup>118</sup> et en ne considérant aucune nouvelle mise en service de parc éolien pour les mois d'avril à septembre.

**Tableau A-2**  
**Retours d'énergie à un FU de 35 % (MWh)**

	2010	2011	2012	2013	TOTAL
Janvier	116 399	116 399	183 973	330 173	746 944
Février	105 134	105 134	172 103	338 053	720 424
Mars	116 242	116 242	188 382	384 591	805 457
Avril	112 644	112 644	212 965	379 285	817 538
Mai	116 399	116 399	220 064	391 928	844 790
Juin	112 644	112 644	212 965	379 285	817 538
Juillet	116 399	116 399	220 064	391 928	844 790
Août	116 399	116 399	220 064	391 928	844 790
Septembre	112 644	124 463	212 965	379 285	829 357
Octobre	116 399	142 569	234 176		493 144
Novembre	112 800	142 798	256 791		512 389
Décembre	116 399	183 973	286 802		587 174
<b>TOTAL</b>	<b>1 370 502</b>	<b>1 506 063</b>	<b>2 621 314</b>	<b>3 366 457</b>	<b>8 864 336</b>
<b>Oct. - Avril</b>	<b>796 017</b>	<b>919 759</b>	<b>1 535 192</b>	<b>1 432 102</b>	<b>4 683 070</b>
<b>Mai - Sept.</b>	<b>574 485</b>	<b>586 304</b>	<b>1 086 122</b>	<b>1 934 355</b>	<b>4 181 266</b>

---

<sup>118</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2006-27/Suivi\\_R-3573-2005\\_D-2006-27\\_entente\\_04juin2013.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2006-27/Suivi_R-3573-2005_D-2006-27_entente_04juin2013.pdf) .

**Tableau A-3**

**Facteurs d'utilisation de la production éolienne réelle et attendue**

	2010	2011	2012	2013	TOTAL		ATTENDUE (990 MW) (1)	ATTENDUE (3000 MW) (2)
Janvier	35,3%	35,3%	33,9%	51,1%	41,9%		48,6%	42,0%
Février	32,5%	40,7%	36,0%	32,4%	34,5%		44,8%	38,0%
Mars	35,4%	39,5%	40,9%	28,1%	33,8%		42,1%	38,0%
Avril	24,6%	38,5%	32,0%	38,6%	34,9%		38,2%	37,0%
Mai	29,7%	26,3%	27,4%	25,0%	26,5%		29,1%	32,0%
Juin	21,6%	18,1%	18,4%	23,0%	20,9%		25,9%	29,0%
Juillet	20,5%	16,2%	23,4%	26,9%	23,6%		24,0%	30,0%
Août	19,2%	21,4%	21,8%	25,3%	23,0%		23,9%	29,0%
Septembre	30,6%	29,8%	26,2%	39,7%	33,5%		30,5%	36,0%
Octobre	45,6%	36,2%	37,4%		39,0%		40,9%	39,0%
Novembre	31,0%	39,7%	36,2%		36,0%		44,1%	43,0%
Décembre	40,8%	29,6%	34,3%		34,1%		49,5%	38,0%
<b>TOTAL</b>	30,6%	31,0%	30,6%	31,9%	31,2%		36,8%	35,9%
<b>Oct. - Avril</b>	35,1%	36,5%	35,7%	37,2%	36,2%		44,0%	39,3%
<b>Mai - Sept.</b>	24,3%	22,5%	23,4%	27,9%	25,5%		26,7%	31,2%

(1) R-3550-2004, HQD-5, document 8.1, Annexe 1, page 40.

(2) R-3748-2010, B-0039, HQD-2, document 8, page 5, tableau R-2.1.

Les facteurs de production attendue correspondent aux parcs de 990 MW (1) et 3000 MW (2). Même si les calculs réels sont calculés sur des parcs possiblement différents d'une période à l'autre, on peut quand même observer des tendances entre le réel et l'attendu pour le parc de 990 MW. On voit que le facteur d'utilisation réel de la période de mai à septembre (25,5 %) est assez près de la valeur attendue de 26,7 % alors que pour la période d'octobre à avril, le facteur d'utilisation moyen de 36,2 % est nettement sous la valeur attendue de 44,0 %.