

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER R-3799-2012

HQD - Demande de prolongation de l'Entente d'intégration éolienne

Rapport d'analyse de PP Éconotech conseil Inc.

préparé à la demande de

UNION DES CONSOMMATEURS et RNCREQ

JUIN 2012

1.0 Mandat

Dans le cadre du dossier R-3799-2012, UC et le RNCREQ ont confié à PP Éconotech conseil Inc. le mandat d'analyser et de présenter ses recommandations concernant la demande du Distributeur de prolonger l'Entente d'intégration éolienne actuellement en vigueur.

2.0 Contexte et position du Distributeur

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver la prolongation de l'Entente d'intégration éolienne de 2002 jusqu'à l'approbation des ententes d'intégration éolienne retenues au terme du processus démarré par l'appel de qualification QA/O-2012-01.

Le Distributeur mentionne qu'il détient plusieurs outils pour gérer la sécurité et la fiabilité de ses approvisionnements, mais que seul L'Entente d'intégration éolienne est en mesure de gérer la variabilité et l'aléa éolien.¹

En effet, selon le Distributeur, ***l'Entente globale Cadre*** conclue entre le Distributeur et Hydro- Québec Production, approuvée en 2005 puis de nouveau en 2007 et en 2009, constitue un moyen de dernier recours, qui vise uniquement les dépassements involontaires du profil patrimonial, constatés *a posteriori*. Pour éviter ces dépassements, le Distributeur a l'obligation de déployer ses meilleurs efforts afin que les moyens d'approvisionnement soient en quantité suffisante et d'utiliser de façon raisonnable tous les moyens d'approvisionnement à sa disposition.

Ainsi, l'Entente cadre ne peut servir pour la gestion des aléas ou de la variabilité de la production éolienne.²

Par ailleurs, l'Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial (l'«Entente sur les services complémentaires») a été mise en place le 15 février 2005 afin de spécifier la quantité de services qu'Hydro-Québec Production doit maintenir pour remplir son obligation, prévue dans le décret patrimonial, à l'égard de la sécurité et de la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial.

Les services décrits dans cette Entente sont strictement associés à la fourniture de l'électricité patrimoniale et ne peuvent être utilisés à d'autres fins.

Ainsi, les services complémentaires inclus dans cette entente ne permettent pas de gérer l'impact de la production éolienne sur la sécurité et la fiabilité du réseau.³

Le Distributeur rappelle que l'Entente d'intégration éolienne a été approuvée par la Régie en 2006 pour une durée de cinq ans et qu'elle a été subséquemment prolongée jusqu'au

¹ HQD-1, document 1, page 5

² HQD-1, document 1, pages 5 et 6

³ HQD-1, document 1, page 6

31 décembre 2011, puis jusqu'au 9 juin 2012, et enfin jusqu'à l'émission d'une décision finale dans le présent dossier.

Il signale que la nécessité d'une entente d'intégration éolienne n'a pas changé depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement 2005-2014 en novembre 2004, et rappelle qu'en l'absence d'une telle entente, il ne disposerait d'aucun service afin de garantir que l'équilibre en temps réel serait maintenu, malgré les fluctuations et les aléas de la production éolienne.

À cet égard, le Distributeur a l'obligation, face au Transporteur, de fournir ou d'obtenir de ses fournisseurs, tous les moyens requis pour que le Transporteur puisse, entre autres, suivre l'équilibre entre la production et la charge, limiter les variations de fréquence sur le réseau et combler les écarts par rapport aux prévisions de charge et de production éolienne.

L'entente actuellement en vigueur assure que tous les impacts de la production éolienne sont pris en charge par le fournisseur, tout au long de l'année. En l'absence de l'Entente d'intégration éolienne, le Distributeur ne posséderait aucun outil commercial pour gérer techniquement les approvisionnements éoliens.⁴

3.0 Décision de la Régie

Suite à une audience tenue le 31 mai 2012 sur la nécessité de rendre une ordonnance de sauvegarde, la Régie a déterminé les modalités d'examen sur le fond de la demande de prolongation de l'Entente 2005 dans la décision D-2012-065.

La Régie a fixé le cadre d'examen du dossier de la façon suivante :

Dans sa décision En raison de l'ordonnance de sauvegarde mentionnée au paragraphe 23, la Régie entend circonscrire l'étude de la demande lors de la seconde étape aux questions suivantes :

- *En l'absence de l'Entente 2005, est-ce que le Distributeur possède déjà les outils commerciaux nécessaires permettant de gérer techniquement les approvisionnements éoliens, et ce, dans le cadre réglementaire existant?*
- *Est-il dans l'intérêt public que l'Entente 2005 soit prolongée?*⁵

UC et RNCREQ entendent traiter de ces questions, mais veulent également souligner que l'Entente actuelle devrait être modifiée pour prendre en considération l'ensemble de la production éolienne.

⁴ HQD-1, document 1, pages 7 et 8

⁵ D-2012-065, page 10

4.0 Le besoin du service complémentaire de suivi de production

En ce qui concerne la première question énoncée par la Régie, UC et RNCREQ signalent que d'autres réseaux (Europe, États-Unis, Canada ...) doivent intégrer de la production éolienne. Ainsi, en réponse à une demande de renseignements de UC et RNCREQ, le Distributeur mentionne :

1.3 Veuillez indiquer si d'autres réseaux qui intègrent ce type de production utilisent un tel outil commercial ou une entente d'intégration semblable à celle du Distributeur. (Allemagne, Californie, ...)

Veuillez expliquer votre réponse

Réponse :

Tous les réseaux ont besoin de services permettant d'équilibrer, en temps réel, les ressources et les charges. Toutefois, à la connaissance du Distributeur, aucun autre réseau n'est soumis à un cadre réglementaire similaire à celui du Québec.⁶

Ainsi, à l'instar d'autres réseaux, le Distributeur pourrait intégrer la production éolienne en s'assurant d'un service permettant d'équilibrer en temps réel les ressources et les charges. Selon UC et RNCREQ, un tel service existe, il s'agit du service complémentaire de réglage de production (suivi de charge). Ce service est d'ailleurs prévu à l'Entente sur les services complémentaires mise en place selon les exigences de l'article 22 de la Loi sur Hydro-Québec concernant l'approvisionnement en électricité patrimoniale. Le Distributeur mentionne cependant que les impacts causés par la production éolienne ne peuvent être couverts par cette Entente.⁷

Néanmoins, en réponse à une demande de renseignements de UC et RNCREQ, le Distributeur précise que l'Entente d'intégration éolienne inclut la couverture de tous les impacts de la production éolienne sur les services complémentaires.⁸

On doit donc conclure que sans la prolongation de l'EIE, le Distributeur devrait obtenir le service complémentaire de réglage de production requis pour assurer la fiabilité de son réseau.

Dans le dossier R-3775-2011, le Distributeur a évalué de la façon suivante la nécessité du service complémentaire de suivi de charge due à la production éolienne :

2.6.2 Service de réglage de production (suivi de la charge)

La quantité additionnelle de service de suivi de la charge s'appuie sur les conclusions de l'étude portant sur l'impact de la production éolienne réalisée par le Distributeur et déposée à la Régie de l'énergie en octobre 2009. Cette étude

⁶ HQD-2, document 5, page 4

⁷ HQD-2, document 1, page 9

⁸ HQD-2, document 5.1, page 7

concluait que l'introduction de 3 000 MW de production éolienne occasionnait des besoins additionnels de suivi de la charge de 82 MW.

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

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

Sur ces bases, le Distributeur a évalué que le service complémentaire de suivi de charge dû à l'intégration de la production éolienne serait de 0,5 M\$ en 2012 et de 1,0 M\$ en 2013.⁹

Le coût de ce service ayant déjà été évalué, UC et RNCREQ considèrent que ce service serait donc disponible à ce coût si l'EIE n'était pas prolongée.

Ainsi, sur le plan technique, il serait possible de ne pas prolonger l'EIE.

5.0 L'intérêt public de prolonger l'EIE

UC et RNCREQ comprennent que la deuxième question soulevée par la Régie, soit l'intérêt public de prolonger l'EIE, consiste à évaluer si les services prévus à l'EIE le sont à un coût adéquat et avantageux pour les clients du Distributeur.

Dans sa demande de renseignements, UC et RNCREQ ont présenté une comparaison de coûts, sans et avec l'EIE, basée sur l'information déposée par le Distributeur dans le dossier R-3775-201. Selon les valeurs présentées, les coûts totaux sans EIE en 2012 sont de plus de 20 M\$ inférieurs aux coûts totaux avec EIE. Pour l'année 2013, la différence de coûts totaux est de près de 40 M\$. En réponse à une demande de renseignements de UC et RNCREQ d'indiquer si l'évaluation des scénarios est toujours valable, le Distributeur mentionne :

Tel que mentionné à plusieurs reprises, lors de l'examen du dossier de l'Entente globale de modulation, le scénario sans Entente d'intégration éolienne est théorique et ne pourrait être justifié. Le Distributeur a utilisé ce scénario pour baliser la rentabilité de l'Entente globale de modulation.¹⁰

Puis en complément de réponse il ajoute :

⁹ R-3775-2011, HQD-1, document 1, page 30, tableau 3.9

¹⁰ HQD-2, document 5, page 9

Complément de réponse :

Le Distributeur réitère que le scénario économique sans entente, présenté dans le dossier R-3775-2011, est un scénario théorique et non justifié pour les raisons invoquées aux paragraphes suivants :

En l'absence d'une Entente d'intégration, le Distributeur n'obtiendrait pas l'entente contractuelle nécessaire à la prestation du service d'équilibrage de la production éolienne, tel que requis par les règlements sur les blocs d'énergie éolienne. En plus, l'absence du service d'intégration ne permettrait pas au Distributeur de disposer des mêmes garanties quant au maintien de l'équilibre en temps réel, malgré les fluctuations de la production éolienne. À cet effet, la preuve déposée par le Distributeur à la pièce HQD-1, document 1 élabore sur le caractère essentiel du service.

Par ailleurs, l'étude économique déposée au soutien de la demande d'approbation de l'EGM visait à capter la valeur du service de modulation par le biais des économies de transactions d'achats – reventes, c'est-à-dire celles requises pour l'équilibre énergétique en été et en hiver. À ce titre, l'étude économique ne reflétait pas la valeur du service d'intégration éolienne.

D'ailleurs, le « Scénario sans modulation » était alors présenté pour comparer l'EGM à un scénario alternatif. Ce scénario était toutefois considéré comme théorique et hypothétique puisqu'il n'incluait pas l'ensemble des coûts relatifs à l'équilibrage de la production éolienne, lequel service est nécessaire au Distributeur et exigé par les règlements sur les blocs d'énergie éolienne (voir la réponse à la question 9.a de l'ACEF de Québec dans le dossier R-3775-2011, HQD-2, document 2). Ainsi, dans le « Scénario sans modulation », le Distributeur n'avait pas inscrit la totalité des coûts relatifs à l'équilibrage éolien, puisqu'il ne disposait pas d'indicateur de prix à cet égard. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle une comparaison était également proposée avec un scénario où l'EIE était prolongée.

UC et RNCREQ comprennent que selon le Distributeur le scénario sans EIE n'est pas justifié parce qu'une entente d'intégration est requise par les règlements sur les blocs d'énergie éolienne.

À cet effet, UC et RNCREQ soulignent que toute entente d'intégration doit être approuvée par la Régie et que celle-ci a le pouvoir de refuser une entente qui ne serait pas bénéfique aux consommateurs.

Par ailleurs, le Distributeur précise que, selon lui, *l'étude économique ne reflétait pas la valeur du service d'intégration éolienne*. Il ajoute que le scénario sans modulation n'incluait pas l'ensemble des coûts relatifs à l'équilibrage de la production éolienne. Cependant, il ne précise pas et ne quantifie pas les autres coûts qu'il faudrait inclure.

Ainsi, le dossier ne comprend aucune évaluation économique pouvant justifier que la prolongation de l'EIE est la meilleure option du point de vue des clients du Distributeur.

D'ailleurs, dans le dossier R-3775-2011, le RNCREQ avait souligné qu'il serait plus avantageux de ne pas avoir d'entente d'intégration plutôt que de reconduire l'entente actuelle, ce qui avait été confirmé par le Distributeur :

15.1 Doit-on comprendre qu'il serait plus avantageux de ne pas avoir d'entente d'intégration plutôt que de reconduire l'entente actuelle ?

Réponse :

Les coûts du scénario sans entente d'intégration éolienne ni l'Entente globale de modulation sont en effet inférieurs à ceux du scénario avec entente d'intégration. Cependant, le Distributeur tient à souligner que le scénario sans entente est un scénario fictif, présenté à titre illustratif seulement. En effet, en vertu des décrets 352-2003, 926-2005, 1043-2008 et 1045-2008, le Distributeur a l'obligation de convenir de services d'intégration.¹¹(notre soulignement)

En l'absence d'une évaluation économique des deux scénarios, UC et RNCREQ ne peuvent pas recommander à la Régie de prolonger l'EIE parce qu'ils ne sont pas assurés que cette prolongation soit dans l'intérêt public.

De plus, selon UC et RNCREQ, l'absence d'une évaluation économique des deux scénarios ne permet pas à la Régie de prendre une décision éclairée sur l'intérêt public de prolonger l'EIE.

6.0 Nécessité de modifier l'EIE

Selon UC et le RNCREQ, la Régie ne peut approuver l'entente d'EIE telle que soumise dans son état actuel puisque celle-ci ne couvre que 990 MW et le premier bloc d'énergie éolienne prévue par le décret 352-2003. En conséquence, si le Distributeur veut utiliser l'EIE pour les fins déclarées à sa preuve il doit l'amender afin d'inclure les blocs d'énergie éolienne prévus aux décrets 926-2005, 1043-2008 et 1045-2008.

Ces modifications sont d'autant plus nécessaires que la durée de la prolongation n'est pas fixée précisément. En effet la demande de prolongation est jusqu'à l'approbation des ententes d'intégration éolienne retenues au terme du processus démarré par l'appel de qualification QA/O-2012-01.

Dans ces circonstances, étant donné que l'EIE doit être modifiée, UC et RNCREQ sont d'avis que les termes doivent être renégociés afin d'inclure non seulement les nouveaux blocs d'énergie éolienne mais aussi de tenir compte des demandes de la Régie contenues dans sa décision D-2008-133.¹²

6.1 Contenu de l'EIE actuelle

¹¹ R-3775-2011, HQD-2, document 6, page 17

¹² D-2008-133, page 41 et 42

Aux articles 1.2 et 1.4 et à l'Annexe A de l'Entente d'intégration éolienne, il est mentionné :

*1.2 : « **contrats d'approvisionnement** » signifie les contrats d'approvisionnement conclus par le Distributeur suite à l'appel d'offre A\O 2003-02 pour une puissance contractuelle totale de 990 MW ;*

*1.4 : « **parcs éoliens** » signifie les parcs éoliens d'une puissance contractuelle totale de 990 MW associés aux contrats d'approvisionnement lesquels sont énumérés à l'annexe A.*

ANNEXE A

PARCS ÉOLIENS

- 1. Parc éolien de l'Anse-à-Valleau*
- 2. Parc éolien Baie-des-Sables*
- 3. Parc éolien de Carleton*
- 4. Parc éolien des Méchins*
- 5. Parc éolien de Montagne Sèche*
- 6. Parc éolien de Gros-Morne*
- 7. Parc éolien Saint-Ulric Saint-Léandre*
- 8. Parc éolien Mont-Louis*

L'EIE est donc très précise quant à la capacité totale des parcs éoliens et quant à l'identité des parcs faisant partie de l'EIE.

Or, en réponse à une demande de renseignements de UC et RNCREQ, le Distributeur mentionne qu'il a obtenu le service d'intégration éolienne pour une quantité au-delà de 990 MW ¹³ et pour d'autres parcs que ceux spécifiés à l'EIE. Il prévoit qu'à la fin de l'année 2012, la capacité totale sera de 1602 MW et que six parcs éoliens issus de l'A/O 2005-03 seront mis en service.¹⁴

Il a payé ce service selon les prix prévus à l'EIE et il estime que pour l'année 2012, le coût de puissance complémentaire sera d'un peu moins de 1,0 M\$.¹⁵

Le Distributeur ne s'inquiète pas de cette situation puisque, tous les règlements sur les blocs d'énergie éolienne requièrent la fourniture d'un service d'intégration.¹⁶

Selon UC et RNCREQ, il y a lieu de modifier l'EIE pour refléter la situation énergétique qui prévaut actuellement. Il est utile de rappeler que l'EIE actuelle date de 2005 et que le contexte énergétique actuel est très différent de celui de 2005.

La seule modification qui a été mise en preuve est la lettre du Distributeur au Producteur qui a pour objet de prolonger d'un an l'entente d'intégration éolienne intervenue entre le Distributeur et le Producteur le 9 juin 2005.¹⁷

¹³ HQD-2, document 6, page 10

¹⁴ HQD-2 document 5, page 11

¹⁵ HQD-2, document 5, page 13

¹⁶ HQD-2 document 5, page 10

¹⁷ HQD-2, document 1, Annexe 1

6.2 Décision D-2008-133

De plus, il est utile de rappeler les conclusions de la Régie dans sa décision D-2008-133.

Concernant la contribution en puissance des parcs éoliens :

La Régie estime que le Distributeur sera en mesure d'inscrire à son bilan une quantité de puissance éolienne non assortie d'une garantie de puissance. Elle désire toutefois attendre les résultats des analyses du Distributeur, dont le dépôt est prévu dans l'état d'avancement 2008 du Plan..

Concernant la livraison d'une puissance uniforme sur toute l'année :

La Régie constate que la concordance des besoins du Distributeur et de la production supérieure des éoliennes en période d'hiver contribue à diminuer le besoin d'équilibrage tout au long de l'année.

De plus, le Distributeur dispose d'un contrat d'électricité patrimoniale qui permet un reclassement des bâtonnets de la courbe des puissances classées selon ses besoins réels ainsi que d'une entente cadre qui permet de répondre en temps réel aux besoins imprévisibles du Distributeur au-delà du profil de l'électricité patrimoniale. Ces deux outils fournissent au Distributeur une grande flexibilité et lui procurent un avantage unique par rapport aux autres distributeurs d'électricité.

Selon le rapport de balisage réalisé par le Distributeur, la variabilité de la production éolienne diminue avec une plus grande dispersion géographique des éoliennes sur le territoire. La Régie constate que la prise en compte de ce facteur dans le renouvellement ou l'élaboration d'une entente d'intégration éolienne deviendra importante avec la mise en service des parcs éoliens du second bloc d'énergie éolienne.

La Régie conclut, sur la base des informations disponibles à ce jour, qu'une puissance uniforme garantie douze mois par année ne serait pas requise.

Concernant la puissance complémentaire :

La puissance complémentaire prévue à l'entente d'intégration éolienne actuelle est évaluée sur une base annuelle à 80 \$/kW-an, indexé de 2 % par année à compter du 1er janvier 2007.

Ainsi, le coût de la puissance complémentaire est de 83,23 \$/kW-an ou 6,94 \$/kW-mois en 2008.

La Régie est d'avis que ce coût est élevé comparativement aux coûts d'autres sources d'approvisionnement en puissance comparables requises pour combler des besoins en hiver. Elle constate justement que la puissance complémentaire dont le Distributeur a besoin est principalement requise en hiver.

Enfin, la Régie concluait :

Concernant le renouvellement ou non de l'entente d'intégration éolienne actuellement en vigueur pour le premier bloc de 990 MW et le besoin ou non d'une deuxième entente pour le second bloc de 2 000 MW, la Régie note que même, en l'absence de telles ententes, l'acquisition de certains services complémentaires serait tout de même requise pour la gestion du réseau. Si une

entente d'intégration éolienne était nécessaire, celle actuellement en vigueur ne devrait pas, selon la Régie, être renouvelée aux mêmes termes et conditions. Elle devrait être renégociée sur de nouvelles bases en tenant compte des commentaires émis plus haut par la Régie.¹⁸ (nos soulignés)

Les conclusions énoncées dans cette décision indiquent clairement que l'EIE actuelle doit être renégociée et modifiée pour tenir compte notamment du nouveau contexte énergétique et de la répartition géographique des nouveaux parcs qui seront mis en service suite aux décrets 926-2005, 1043-2008 et 1045-2008. L'EIE telle qu'elle fut soumise et approuvée par la Régie initialement n'inclut pas l'intégration de la production éolienne issue de ces décrets.

6.3 Conclusion

Selon UC et RNCREQ, il ne peut y avoir approbation de la prolongation de l'EIE sans que celle-ci soit modifiée pour prendre en considération la mise en service de nouveaux parcs éoliens et la nouvelle capacité qui doit être intégrée, ainsi que les conclusions formulées par la Régie dans sa décision D-2008-133. Certains éléments, notamment les prix mentionnés aux articles 6.1, 6.2 et 6.3 de l'EIE devraient être mis à jour pour refléter le contexte énergétique actuel.

7.0 Sommaire des conclusions

Les conclusions de chacun des sujets traités sont reprises ci-dessous avec une conclusion générale.

Service complémentaire de réglage de production (suivi de charge)

Le coût de ce service ayant déjà été évalué, UC et RNCREQ considèrent que ce service serait disponible à ce coût si l'EIE n'était pas prolongée. Ainsi, sur le plan technique, il serait possible de ne pas prolonger l'EIE.

L'intérêt public de prolonger l'EIE

En l'absence d'une évaluation économique des deux scénarios, UC et RNCREQ ne peuvent pas recommander à la Régie de prolonger l'EIE parce qu'ils ne sont pas assurés que cette prolongation soit dans l'intérêt public.

De plus, selon UC et RNCREQ, l'absence d'une évaluation économique des deux scénarios ne permet pas à la Régie de prendre une décision éclairée sur l'intérêt public de prolonger l'EIE.

¹⁸ D-2008-133, pages 41 à 43

Nécessité de modifier l'EIE

Selon UC et RNCREQ, il ne peut y avoir approbation de la prolongation de l'EIE sans que celle-ci soit modifiée pour prendre en considération la mise en service de nouveaux parcs éoliens et la nouvelle capacité qui doit être intégrée, ainsi que les conclusions formulées par la Régie dans sa décision D-2008-133. Certains éléments, notamment les prix mentionnés aux articles 6.1, 6.2 et 6.3 de l'EIE devraient être mis à jour pour refléter le contexte énergétique actuel.

Dans les circonstances, UC et RNCREQ recommandent de refuser l'approbation de l'EIE et de demander au Distributeur de revenir avec une nouvelle entente qui intègre les éléments mentionnés plus haut.

Subsidiairement, UC et RNCREQ recommandent de refuser l'approbation de l'EIE et, dans l'attente de l'approbation des contrats qui découleront de l'appel d'offres actuellement en cours, UC et RNCREQ demandent à la Régie d'ordonner au Distributeur de rendre compte de la gestion de l'intégration de la production éolienne dans le cadre d'un suivi administratif périodique.