

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE L'ACEF DE QUÉBEC**

Requête « **DEMANDE D'APPROBATION D'UNE ENTENTE GLOBALE DE
MODULATION**

[Article 74.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (L.R.Q., c. R-6.01) » déposée le
22/07/2011

2. Dans son Plan d'approvisionnement 2011-2020 (R-3748-2010), le Distributeur a annoncé son intention de conclure avec Hydro-Québec dans ses activités de production (le Producteur) une entente globale de modulation (Entente) et en a présenté les principales caractéristiques.

3. L'Entente a été conclue le 14 juillet 2011, une copie de l'Entente est déposée sous la cote **HQD-1, Document 2**.

4. L'Entente vise à remplacer entre autres l'entente d'intégration éolienne qui prendra fin le 31 décembre 2011. Elle a cependant une portée plus large en s'appliquant aussi aux contrats d'approvisionnement postpatrimoniaux dont la source est la biomasse et la petite hydraulique.

(p. 2) 5. L'Entente permettra d'optimiser les livraisons des contrats assujettis (éoliens, biomasses et petites hydrauliques) en favorisant une meilleure adéquation entre les besoins à approvisionner et l'offre énergétique.

6. Le service de modulation s'accompagne d'un service de puissance complémentaire, ainsi que les services complémentaires additionnels qui sont requis par la production variable pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau.

D. 1.a : Indiquez-nous comment la présente demande et les étapes préalables respectent les exigences de la LRÉ (A. 74.2) et du Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie.

Réponse :

L'article 74.2 stipule l'obligation pour le Distributeur d'obtenir l'approbation de la Régie pour conclure un contrat d'approvisionnement en électricité, ce qu'il fait par la présente demande.

Le Règlement R-6.01 précise les conditions encadrant cette approbation. La présente demande est visée par l'article 1. Elle a été présentée à l'intérieur du délai exigé par le Règlement. En outre, toutes les informations requises sont présentées à la pièce HQD-1, Document 1.

D.1.b : Indiquez-nous quelles sont les conditions d'approvisionnement exigées par le gouvernement (décrets pertinents) pour l'éolien, la biomasse et la petite hydraulique, qui sont répondues par la conclusion de cette entente de modulation.

Réponse :

Dans le cas des approvisionnements éoliens, l'information se trouve au second paragraphe de la section 1 de la pièce HQD-1, Document 1.

Les décrets visant l'énergie produite par de la biomasse et de la petite hydraulique ne comportent pas d'exigences semblables à celles touchant les approvisionnements éoliens. Le Distributeur expose au second paragraphe de la section 2 de la pièce HQD-1, Document 1 les raisons pour lesquelles il a choisit d'inclure ces sources d'approvisionnements à l'Entente.

**- Référence pour les prochaines questions : HQD-1 doc. 1 : DEMANDE
D'APPROBATION D'UNE ENTENTE GLOBALE DE MODULATION 2011-07-22 (HQD
22/07/2011)**

(p. 5) « L'entente d'intégration éolienne conclue en 2005 avec le Producteur répond à ces
13 exigences en procurant au Distributeur des livraisons uniformes tout au long de l'année,
14 qui correspondent à 35 % de la puissance installée des parcs éoliens en service
15 commercial, en plus de garantir la puissance associée à ces livraisons. Elle couvre
tous
16 les impacts reliés à l'intégration éolienne, incluant les impacts sur les dépassements
17 associés aux services complémentaires. Cette entente, en vigueur depuis le début de
18 l'année 2006, et qui devait prendre fin en février 2011, a été approuvée par la Régie
de
19 l'énergie (D-2006-27).»

**(p. 5-6) . « La Régie demandait également au Distributeur de déposer un ensemble
d'études sur les impacts de la production éolienne dans le cadre de l'état d'avancement
2009. Une des études alors
déposées portait sur la contribution en puissance propre à la production éolienne⁵ et les
trois autres sur les services complémentaires. Plus précisément, ces dernières portaient
sur :**

4 □ la régulation de fréquence⁶ ;
5 □ le réglage de production (suivi de la charge)⁷ ;
6 □ les provisions pour aléas⁸.

**Ces trois études ont démontré que la production éolienne affecte la prestation requise
de chacun des services concernés et engendre notamment des dépassements par
rapport aux niveaux des services complémentaires que s'engage à fournir le Producteur,
dans le cadre de l'Entente concernant les services nécessaires et généralement
reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial⁹ (ci¹²
après « ESC »).**»

D. 2.a : Indiquez-nous quels sont les services complémentaires spécifiquement prévus dans l'entente d'intégration (en référant aux articles pertinents de l'entente) ainsi que les coûts associés ?

Réponse :

L'Entente d'intégration éolienne convenue en juin 2005 prévoyait que le Producteur absorbait les impacts de l'intégration de la production éolienne.

Bien qu'ils n'aient pas été quantifiés, les prix payés au Producteur ont donc couvert l'ensemble des impacts de la production éolienne depuis la mise en service du premier parc éolien.

D.2.b : Indiquez-nous quels sont les services complémentaires requis pour l'approvisionnement éolien, considérant la puissance garantie et la puissance complémentaire fournie par HQP à HQD dans le cadre de l'entente d'intégration éolienne et de l'EDM.

Réponse :

Les services complémentaires sur le réseau d'Hydro-Québec et potentiellement affectés par la production éolienne correspondent à ceux qui sont définis au paragraphe 3.3.2 de l'Entente. Les études réalisées jusqu'ici, dont les références sont fournies à la page 6 de la pièce HQD-1, Document 1, montrent que les deux services complémentaires significativement affectés sont le suivi de la charge et la provision pour aléas.

(p. 7) « Il n'existe aucun équivalent à l'Entente dans le marché, puisque ses modalités 7 répondent spécifiquement aux besoins particuliers du Distributeur. De plus, il appert que 8 seul le Producteur est à même de fournir le service de modulation, les contraintes 9 d'équilibrage étant les mêmes que pour l'entente d'intégration éolienne¹². En outre, le 10 service de modulation ne constitue pas un nouvel approvisionnement mais plutôt un 11 moyen opérationnel d'optimisation des approvisionnements existants. L'Entente n'est 12 donc pas visée par la procédure d'appels d'offres. »

D. 3.a : Existe t-il des ententes équivalentes à l'EDM dans d'autres juridictions au Canada et aux USA ? Si oui, fournissez-nous les références et les caractéristiques importantes de ces ententes ?

Réponse :

À la connaissance du Distributeur, il n'existe aucune entente équivalente dans les réseaux voisins.

D. 3.b : Est-ce que le marché pourrait répondre, à tout le moins en partie comme le permet la LRÉ, aux besoins spécifiques d'HQD en faisant un appel d'offre en bonne et due forme, ouvert aux différents producteurs dans d'autres juridictions ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.6 d'EBM à la pièce HQD-2, Document 3.

D. 3.c : Dans la mesure où HQP reçoit l'énergie des fournisseurs d'HQD et retourne l'énergie produite par ses barrages hydroélectriques lorsque HQD en a besoin et dans la mesure où HQP peut fournir plus d'énergie sur une base annuelle qu'elle n'en reçoit (approvisionnement net), justifiez plus à fond votre position à l'effet qu'il ne s'agit pas d'un nouvel approvisionnement ?

Réponse :

Le cas où le Producteur fournirait plus d'énergie sur une base annuelle qu'il n'en recevrait serait fortuit, au même titre que les dépassements au profil des livraisons patrimoniales. Il est clairement établi, au paragraphe 3.1.2 (ii) de l'Entente que « *Le Distributeur doit utiliser, de façon raisonnable, tous les moyens à la disposition pour éviter un solde négatif du compte de modulation à la fin de la dernière heure du 31 décembre de chaque année.* »

D. 3.d : Indiquez-nous si l'EDM a les caractéristiques d'une entente cadre (comme celle associée à l'approvisionnement patrimonial) ?

Réponse :

Comme l'Entente cadre, l'Entente globale de modulation (EGM) est un outil important de gestion opérationnelle. Toutefois, l'Entente cadre est un moyen de dernier recours.

L'EGM permettra au Distributeur de faire face à un vaste éventail de cas d'offre et de demande, tout en réduisant grandement le volume de transactions sur les marchés de court terme. Elle constituera ainsi un atout considérable pour la gestion de l'équilibre énergétique ainsi que pour la gestion des risques climatiques affectant les besoins et la production variable.

En cela, l'EGM contribue aussi à minimiser les coûts d'approvisionnement.

D.3.e : Indiquez-nous si HQD a obtenu l'autorisation préalable de la Régie avant de conclure l'entente (A. 3 du Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie, décret 1354-2002 20/11/2002) ?

Réponse :

L'Entente n'est pas visée par l'article 3 du Règlement R-6.01.

(p. 7) « En vue de remplacer l'actuelle entente d'intégration éolienne et de se doter d'un 17 portefeuille plus flexible, le Distributeur a développé une entente plus large qui, outre les 18 contrats de livraisons d'énergie éolienne, englobe aussi les livraisons d'énergie 19 associées aux contrats de biomasse et de petite hydraulique, dont les quantités 20 annuelles sont présentées à l'annexe 1. Elle exclut le contrat de livraison d'électricité en 21 provenance de la centrale de cogénération de TCE, située à Bécancour, dont les 22 livraisons sont prévues être suspendues pour les trois années couvertes par l'Entente. ??? 23 Les contrats avec le Producteur sont également exclus de l'Entente, parce qu'ils font 24 déjà l'objet de conventions qui augmentent leur flexibilité. »

D.4.a : Si le contrat avec TCE n'était pas suspendu quels seraient les services de l'entente de modulation qui seraient requis pour la production de TCE et les coûts associés ?

Réponse :

Les services complémentaires rémunérés dans l'Entente sont associés à l'introduction de production variable, comme l'énergie éolienne. La production de TCE ne comporte pas le même type d'impact.

Voir également la réponse à la question 8.a.

D.4.b : Lorsque la centrale de TCE opérait (2007-2008) quels étaient les services complémentaires requis et les coûts associés ainsi que le fournisseur de ces services ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.a.

Par ailleurs, le Distributeur souligne que la centrale de TCE était en opération en 2006-2007.

(p. 7-8) « 25 L'Entente permettra d'optimiser les livraisons des contrats assujettis en favorisant une
26 meilleure adéquation entre les besoins à approvisionner et les moyens dont dispose le
27 Distributeur et, de ce fait, réduira le recours aux transactions de court terme. Le
12 Voir la section 5 de la pièce HQD-2, Document 1 dossier R-3573-2005.

Distributeur se dote ainsi d'un nouveau moyen de gestion opérationnelle qui accroît
2 grandement la flexibilité de son portefeuille d'approvisionnement.

3 L'Entente comporte 3 services :

4 un service de modulation ;

5 une composante puissance complémentaire ;

6 les services complémentaires additionnels requis par la production variable pour
7 assurer la sécurité et la fiabilité du réseau.

8 Outre ces trois services, l'Entente prévoit les modalités de liquidation du solde du
9 compte de modulation, en cas de surplus annuels. »

D.5.b : Indiquez-nous quels sont les services complémentaires actuellement utilisés (en 2011) pour les contrats éoliens, de biomasse et de petite hydraulique, les coûts associés et le(s) fournisseur(s) de ces services?

Réponse :

Actuellement, le Producteur fournit tous les services complémentaires. Par ailleurs, l'impact de la production éolienne sur les services complémentaires a été étudié dans le cadre des études mentionnées à la page 6 de la pièce HQD-1, Document 1. Ces études couvrent l'ensemble des 3 000 MW qui seront mis en service dans les prochains mois et années.

D. 5.b : HQD acquiert t-elle actuellement des services de puissance complémentaire pour les contrats de biomasse et de petite hydraulique ? Si oui de qui et à quel prix ?

Réponse :

Non.

(p. 8) « L'Entente a une durée de trois ans. Elle entrera en vigueur le 1er janvier 2012 et se
11 terminera à la fin de l'année 2014. L'Entente peut toutefois être résiliée à la fin de
12 chaque année si les conditions du marché de l'électricité sont modifiées de façon
13 substantielle ou si l'exploitation du parc de production du Producteur subit un impact
14 significatif non anticipé. »

D. 6.a : Énoncez les raisons à la base de la période de 3 ans ?

Réponse :

Il s'agit d'une durée négociée entre les deux parties. Par ailleurs, elle permet de couvrir la période où plus de 2 000 MW de nouvelles sources d'approvisionnement seront intégrés progressivement.

D.6.b : le fait que l'entente puisse être résiliée empêche-t-il de pouvoir considérer la puissance associée à l'entente comme étant garantie à court et moyen termes ?

Réponse :

La résiliation comporte des conditions particulières et devrait faire place à une autre entente de même nature ou comportant les caractéristiques des services d'équilibrage mentionnés dans les règlements portant sur les blocs d'énergie éolienne. Il en est de même à l'échéance de l'Entente.

(p. 8) « Le montant payable par le Distributeur au Producteur pour le service de modulation sera
24 de 7 \$ CA/MWh (0,7¢/kWh) , applicable à l'écart, en valeur absolue ???, entre l'ajout et le retrait horaire au compte de modulation. »

(p. 9) « Pour la période d'hiver, c'est-à-dire pour les mois de janvier, février, mars et décembre, la valeur horaire garantie d'un retrait correspond à : $VHG = 0,45 \times PÉ + 0,40 \times PPCH + 0,90 \times PCCB$
Pour les autres mois ..., elle correspond à : $VHG = 0,30 \times PÉ + 0,40 \times PPCH + 0,90 \times PCCB$ »

(p. 9) « Le Producteur est tenu d'honorer les programmes de retraits jusqu'à la valeur horaire garantie.
14 Par ailleurs, le Distributeur peut demander la livraison de quantités supérieures à la
15 valeur horaire garantie. Toutefois, pour chacune des heures où la prévision des
besoins
16 réguliers du Distributeur est égale ou supérieure à 32 000 MW , le Producteur pourra
refuser en totalité ou en partie les quantités demandées excédant la valeur horaire
garantie. »

(p. 9-10) « Au début de chaque année, c'est-à-dire au début de la première heure du 1er
janvier, le
20 solde du compte de modulation est nul. À la fin de chaque heure de l'année, le solde
est
21 recalculé en fonction du solde à la fin de l'heure précédente ainsi que des ajouts et
des
22 retraits de l'heure courante.

23 À l'intérieur d'une année, le Distributeur devra utiliser, de façon raisonnable, tous les
24 moyens à sa disposition afin d'éviter un solde négatif du compte de modulation. Si,
25 malgré l'utilisation de ces moyens, le solde de fin d'année s'avérait négatif, le prix
pour
l'énergie de ce solde correspondra au prix des dépassements de l'entente cadre (article
7.1.3), soit 91,54 \$/MWh en 201213, indexé par la suite de 2,5 % par année. »

(p. 10) « Pour le premier TWh (solde positif, HQD sera payé par HQP) : prix DAM du
marché de NY zone M (\$ US/MWh), moins 5 \$ US/MWh ;

Pour chaque TWh additionnel : prix applicable au premier TWh, moins 1 \$ US par
TWh additionnel.

...le prix d'achat du solde de modulation est soumis à un prix plancher correspondant au
prix de l'électricité patrimoniale. »

(p. 11) « Pendant la durée de la présente entente, le Producteur fournira au Distributeur
une

17 quantité de puissance complémentaire équivalant à 15 % de la puissance installée
des

18 contrats éoliens en service commercial pour la période d'hiver, c'est-à-dire pour les
mois

19 de janvier, février, mars et décembre. Cette quantité, au-delà des 30 % de
contribution

20 en puissance propre à la production éolienne, porte à 45 % la puissance fournie par
les

21 parcs éoliens...

Pour chacun des mois où une quantité de puissance complémentaire sera fournie, le

23 Distributeur paiera au Producteur un montant correspondant au produit de la quantité
de

24 puissance complémentaire par un prix de puissance. Le prix de la puissance,
exprimé

25 en \$ US/kW-mois, s'applique au mois visé et correspond à la valeur la plus élevée
entre :

i) 2 \$ US ;

ii) le résultat du dernier encan mensuel de puissance (« UCAP ») pour le « New York –
Rest of State », pour le mois visé, tel que compilé par le NYISO – « NYISO Monthly
Auction » 14... »

D.7.a : Indiquez-nous pour 2012, la proportion des heures où la prévision des besoins
pourrait dépasser 32 000 MW.

Réponse :

**Voir la réponse à la demande 10.2 de la Régie à la pièce HQD-2,
Document 1.**

D.7.b : Justifiez l'utilisation du prix fixe (indexé) de l'entente cadre pour tarifier tout solde
négatif plutôt que d'utiliser une référence au prix de marché, comme pour le cas d'un
solde positif ? Justifier le bien fondé du taux d'indexation de 2,5%.

Réponse :

Le prix s'appliquant à un éventuel solde négatif dans l'Entente globale de modulation est exactement le même que celui associé aux dépassements dans l'Entente cadre. Il s'applique d'ailleurs à une situation similaire où le Distributeur doit se replier sur les services fournis par le Producteur, après avoir utilisé, de façon raisonnable, tous les moyens à sa disposition. Une telle situation serait donc de même nature que celle visant à rémunérer les dépassements du profil de l'électricité patrimoniale.

D.7.c : Si HQD utilisait pour chaque heure de l'année la puissance garantie horaire, qu'elle serait de 2012 à 2014 l'énergie effectivement utilisée par HQD et quel serait le solde anticipé du compte de modulation avec les frais à payer pour le solde négatif ?

Réponse :

Le Distributeur n'effectuera des retraits d'énergie que si les besoins le justifient.

D.7.d : En vertu de l'entente signée, est-ce que HQP peut refuser de fournir de l'énergie s'il s'avère très probable que le solde sera négatif en fin d'année ?

Réponse :

L'obligation du Distributeur consiste à prendre les dispositions pour être en mesure de ramener le solde à un niveau positif ou nul, à la fin de l'année. Le Distributeur n'a pas l'intention de déroger à ses obligations.

D.7.e : indiquez-nous en détail comment sera calculé le montant à payer à HQD pour le solde positif de fin d'année.

Réponse :

Le volume d'énergie en mégawatheures serait multiplié par le prix prévu au paragraphe 3.1.2 (ii) de l'Entente. L'alinéa (b) comporte d'ailleurs un exemple de calcul du prix applicable.

D.7.f : Veuillez justifiez le prix plancher pour la puissance complémentaire (2\$/kW-mois), sur quelles bases a été établi ce seuil ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

D.7.g : Est-ce que l'intégration de la production de la centrale de TCE dans l'EDM et la compensation prévue pour le solde positif accru ainsi généré pourraient permettre de

réduire les coûts d'approvisionnement relativement au scénario de suspension de la centrale de TCE ?

Réponse :

L'Entente proposée n'inclut pas TCE au sein des approvisionnements postpatrimoniaux assujettis et la production de la centrale de TCE n'est pas requise pour satisfaire les besoins du Distributeur d'ici l'échéance de l'Entente.

Si la centrale de TCE avait été incluse, les prix auraient été différents.

D.7.h : Pourquoi la capacité des contrats biomasse et hydroélectrique n'est-elle pas prise en compte pour calculer le niveau de puissance complémentaire accessible en période d'hiver ?

Réponse :

La contribution en puissance des contrats reliés aux centrales à la biomasse et hydroélectriques est prise en considération pour déterminer la « valeur horaire garantie », conformément aux dispositions du paragraphe 3.1.3 (i).

(p. 11) « L'Entente inclut la fourniture des services complémentaires requis découlant des impacts de la production variable, et plus particulièrement de la production éolienne. À cet effet, l'Entente distingue les services suivants :

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

...Le Transporteur est responsable de déterminer les besoins additionnels des services de régulation fréquence-puissance (RFP) et de maintien des réserves d'exploitation, incluant la réserve tournante et la réserve arrêtée. Aucune quantité additionnelle pour ces services n'est actuellement requise.

Les prix applicables aux services additionnels requis, le cas échéant, sont dérivés essentiellement des paramètres de tarification de ces services dans les *Tarifs et conditions de transport d'Hydro-Québec* »

(p. 12) « 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 200915. Cette étude 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 $(868 \div 3000) * 82$ 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. »

(p. 12-13) « La quantité additionnelle de service de provisions pour aléas s'appuie sur les conclusions de l'étude portant sur l'impact de la production éolienne réalisée par l'IREQ et déposée à la Régie de l'énergie en octobre 2009¹⁶. Compte tenu de l'ensemble des résultats présentés dans cette étude, l'impact annuel moyen est estimé à 45 MW pour la présence de 3 000 MW de production éolienne. Ainsi, au début de l'année 2012, la quantité additionnelle de service de provisions pour aléas s'établit à 13 MW [soit $(868 \div 3000) * 45$ MW].

Le prix annuel applicable à la prestation additionnelle de service de provisions pour aléas est équivalent au prix du service de réserve arrêtée, soit 49 600 \$/MW, conformément aux explications fournies à la section 2.6.1. »

(p. 25) « Les services complémentaires actuellement disponibles au Distributeur sont consignés dans l'ESC et se limitent à ceux reliés à la fourniture de l'électricité patrimoniale. Depuis l'atteinte du seuil de consommation de 165 TWh, en 2005, de nouvelles charges et de nouveaux moyens de production variable se sont ajoutés, ce qui hausse le niveau de certains services complémentaires requis par rapport à ceux déterminés dans l'ESC. L'Entente inclut des dispositions pour couvrir les services complémentaires reliés à l'impact de la production variable et plus particulièrement la production éolienne. Le Distributeur traitera ultérieurement la question des impacts reliés à la croissance de la charge, lorsqu'il disposera d'évaluations démontrant des besoins à cet effet.

D. 8.a : Les services complémentaires additionnels ne seront-ils requis que pour l'énergie éolienne (et non pour les contrats hydroélectriques et de biomasse) ? Si oui pourquoi ces exclusions ?

Réponse :

La biomasse et les petites centrales hydroélectriques impliquent des variations de production moins fréquentes et de plus faible amplitude, comparativement à l'énergie éolienne. Leur impact sur les services complémentaires requis est donc bien inférieur et n'a pas fait l'objet d'une analyse spécifique.

D.8.b : En 2011 quelles sont la capacité et l'énergie fournie par les contrats éoliens, hydroélectrique, biomasse ?

Réponse :

Les tableaux 4 et 5 présentés à la pièce HQD-5, Document 1 du dossier R-3776-2011 présentent l'information demandée.

D.8.c : Pourquoi HQT ne requiert pas de services complémentaires, ni ne facture ces services pour les contrats actifs en 2011 (éoliens/biomasse/hydroélectriques) ? Est-ce que les services complémentaires associés à l'approvisionnement patrimonial permettent actuellement de répondre aux besoins en services complémentaires pour les contrats éoliens/biomasse/hydro ?

Jusqu'à quel niveau d'approvisionnement éolien/biomasse/hydroélectrique, les services complémentaires de l'approvisionnement patrimonial permettent-ils de répondre sans ajout, aux besoins en services complémentaires des contrats éoliens, hydroélectrique, biomasse ?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 2.a, 8.a et 8.e.

D.8.d : Indiquez-nous si les études à la base du calcul des services complémentaires additionnels requis (références aux notes de bas de page 5 à 8, de HQD-1 doc. 1, page 6) utilisent des méthodes reconnues dans l'industrie électrique en Amérique du Nord ? Est-ce que d'autres méthodes de calcul existent et donnent des résultats différents ? Si oui quels sont les résultats fournis par ces autres méthodes en terme de niveau de services complémentaires requis, et les raisons justifiant les méthodes privilégiées par HQD ?

Réponse :

Les études produites par l'IREQ ont toutes été présentées dans le cadre de forums internationaux regroupant les experts en matière d'intégration de la production éolienne. Les études sur l'impact sur le service de régulation de fréquence et sur la contribution en puissance utilisent des approches répandues et comportent des comparaisons avec des méthodes alternatives. Les études portant sur le service de réglage de production (suivi de la charge) et sur la provision pour aléas utilisent des méthodes spécifiquement adaptées à la structure du marché de l'électricité québécois et à la définition des services complémentaires utilisée au Québec.

D. 8.e : La hausse des besoins en approvisionnement (dont le postpatrimonial) n'est-il pas occasionné par l'accroissement de la charge ? Si l'approvisionnement additionnel n'était pas variable devons-nous comprendre qu'il ne serait pas requis d'avoir des services complémentaires additionnels ? À quel moment, par qui et comment sera évalué le niveau de services complémentaires requis en fonction de l'accroissement de la charge ?

Réponse :

Conformément à ce que le Distributeur a annoncé dans le Plan d'approvisionnement, des dépassements aux niveaux de services prévus dans l'Entente concernant les services nécessaires et

généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial sont observés.

Lorsque le Distributeur disposera d'évaluations démontrant que des quantités additionnelles de services complémentaires s'avèrent nécessaires, il en fera part à la Régie.

(p. 13) «En effet, puisque des surplus sont anticipés pour les prochaines années, l'Entente permettra d'utiliser au cours des mois d'hiver les surplus générés pendant les autres mois de l'année.

Le service de modulation permettra d'accroître l'utilisation de l'électricité patrimoniale, qui constitue la source d'approvisionnement la moins coûteuse du Distributeur. Il permettra également de réduire de façon considérable les transactions de court terme et ainsi éviter les coûts importants rattachés à ces transactions (pertes électriques, coûts de transport, frais de courtage et services complémentaires sur les marchés hors Québec).

D'une part, l'Entente réduira significativement les achats de court terme, étant donné la possibilité pour le Distributeur de procéder à des retraits du compte de modulation presque sans contraintes en hiver, soit lorsque les besoins réguliers du Distributeur sont inférieurs à 32 000 MW. D'autre part, puisque le Producteur rachète tout solde positif du compte de modulation, l'Entente élimine pratiquement toutes transactions de court terme visant la revente de surplus. Cette modalité est une particularité importante de l'Entente puisqu'elle permet d'éviter les coûts du transport et les frais rattachés aux transactions. De plus, l'Entente réduira les risques reliés à l'aléa climatique de même que ceux reliés aux aléas de l'offre, notamment ceux associés à la production des parcs éoliens et des petites centrales hydrauliques...

À l'inverse, advenant un scénario climatique chaud, le Distributeur réduira ses retraits du compte de modulation, ce qui se traduira par un solde de fin d'année plus important, lequel sera acheté par le Producteur à un prix avantageux pour le Distributeur.»

(p. 14) « La puissance complémentaire étant acquise selon un indice des prix de la puissance sur le marché de court terme, l'Entente n'entraîne pas de coûts supplémentaires à ce chapitre.

Finalement, les services complémentaires additionnels seront acquis selon les paramètres de coûts utilisés pour déterminer le tarif de ces services, tels qu'établis dans les Tarifs et conditions de transport d'Hydro-Québec. À cet égard, l'Entente est neutre sur le plan économique puisque ces services devraient être acquis même en l'absence de l'Entente.»

(p. 15-16) « le Distributeur pourrait difficilement procéder à la revente d'une grande part de la production éolienne prévue, puisque cette dernière est soumise à un aléa prévisionnel important. Advenant une production éolienne moindre que prévue, le Distributeur ne pourrait livrer les quantités auxquelles il s'est engagé, à défaut de quoi il revendrait de l'électricité patrimoniale. Le Distributeur estime, suivant une position conservatrice, que 50 % des reventes prévues dans le scénario sans modulation constitueraient plutôt de l'électricité patrimoniale inutilisée »

D.9.a : Considérant les décrets ayant conduit aux contrats éoliens, HQD pourrait-elle éviter le recours à une entente d'équilibrage telle l'entente d'intégration éolienne si l'EDM n'était pas autorisée ? Dans ce cas justifier le réalisme du scénario sans EDM ni entente d'intégration éolienne.

Réponse :

Bien que le Distributeur présente son analyse de rentabilité par rapport à un scénario sans entente de modulation, ce scénario est hypothétique car le Distributeur devrait conclure une entente qui procure les services requis afin de se conformer aux décrets.

Ainsi, même lorsque comparé à un scénario n'incluant aucun coût relié à l'intégration éolienne, l'analyse économique montre que l'Entente représente la solution de moindre coût.

D.9.b : En quoi une production éolienne moindre amènerait une hausse de la revente de l'électricité patrimoniale, alors que HQD devrait pourvoir à la baisse de production éolienne ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 21.1 de l'UC à la pièce HQD-2, Document 8.

D.9.c : Indiquez-nous en détail la procédure et l'algorithme que vous utiliserez pour déterminer ex ante (en mode prévisionnel) et évaluer ex post (en mode bilan), l'utilisation effective des différentes sources d'approvisionnement (patrimonial, postpatrimonial fourni par HQP ou non, utilisation de l'entente cadre, services complémentaires etc.) de manière à minimiser véritablement les coûts d'approvisionnement dans une vision de long terme, ainsi que les quantités inutilisées du volume patrimonial et éviter toute incertitude quant à l'utilisation appropriée et optimale des différentes sources d'approvisionnements.

Indiquez-nous si l'EDM permettra de réduire l'utilisation de l'entente cadre, voire permettra de ne plus avoir besoin de l'entente cadre ?

Réponse :

Le Distributeur dispose des moyens suivants :

- **l'électricité patrimoniale ;**
- **les Conventions d'énergie différée ;**
- **le contrat Cyclable ;**
- **le contrat de Base ;**
- **les transactions sur les marchés de court terme ;**
- **l'option d'électricité interruptible.**

En mode d'exploitation, le Distributeur suivra attentivement l'évolution attendue du solde du compte de modulation de façon à éviter des dépassements (ou un solde négatif, ou déficitaire). Pour ce faire, il programmera des achats, en fonction des besoins et aux moments qui lui permettront de minimiser le coût du service de modulation.

L'Entente globale de modulation n'éliminera pas les risques de dépassement de l'électricité mobilisée par le Distributeur à titre d'électricité patrimoniale. Le Distributeur rappelle que les dépassements sont le plus souvent causés par des situations fortuites.

L'Entente globale de modulation pourrait réduire les risques de recours à l'Entente cadre.

(p. 16) « Les tableaux 3.1 à 3.3 présentent, pour les trois années couvertes par l'Entente, la moyenne des 36 résultats. »

D. 10.a : Indiquez-nous comment les scénarios climatologiques ont été sélectionnés et appliqués et quelle part du domaine des probabilités ces scénarios recouvrent (voir notamment tableau 3.4 p. 22) ? Eut-il été plus rigoureux de réaliser des expériences Monte Carlo en plus grand nombre pour obtenir des résultats recouvrant l'ensemble des possibilités ?

Réponse :

Les 36 scénarios climatiques couvrent 100% des cas vécus entre 1971 et 2006.

D. 10.b : Est-ce qu'un aléas sur l'offre éolienne est aussi intégré dans les deux scénarios sinon quelles sont les hypothèses concernant la production éolienne ?

Réponse :

La production éolienne est également prise en compte à l'aide de 36 scénarios climatiques, basés sur un historique coïncidant avec les scénarios de charge.

D.10.c : Confirmez-nous qu'aux tableaux 3.1 à 3.3, p. 17 à 19) le terme « inutilisé » réfère au volume patrimonial inutilisé et indiquez nous si la puissance complémentaire est utilisée pendant le même nombre de mois en période d'hiver dans les deux scénarios, sachant que recours à la puissance U-CAP peut se faire sur une base mensuelle plutôt qu'hivernale (i.e. 4 mois) ?

Réponse :

Le Distributeur confirme que le terme « inutilisé » correspond au volume d'électricité patrimonial inutilisé.

La puissance complémentaire est utilisée pendant les quatre mois d'hiver dans les deux scénarios, au même titre que l'est l'électricité interruptible.

D. 10.d : Le contrat de base avec HQP est utilisé de quelle façon dans les 2 scénarios ?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 11.3 de l'UC à la pièce HQD-2, Document 8 et 3.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

D. 10.e : La réduction de l'utilisation du cyclable dans le scénario avec EDM, implique-t-elle une plus grande revente des surplus à HQP, si oui quel montant de la revente à HQP pour chaque scénario, ainsi que l'évolution du compte d'énergie différée ?

Réponse :

La réduction de l'utilisation du cyclable dans un scénario avec l'Entente n'implique pas de revente additionnelle au Producteur.

(p. 20-21) « L'Entente permet, pour les trois années couvertes, de faire face de façon optimale à une 27 variété de cas climatiques d'offre et de demande contrastés, tout en minimisant les 28 coûts d'approvisionnement du Distributeur. Le gain de l'Entente pour les trois années 29 couvertes est évalué à près de 34 M\$ en moyenne. Par ailleurs, même si des 30 climatologies très froides, soit une demande annuelle de plus d'un écart type par rapport à la moyenne, devaient survenir pendant trois années consécutives, le gain s'élèverait 2 tout de même à 22 M\$ sur la période couverte par l'Entente. »

(p. 23) TABLEAU 3.5 SOMMAIRE DE L'UTILISATION DE L'ENTENTE MOYENNE DES 36 ANNÉES DE CLIMATOLOGIE 2012 À 2014

(p. 24) TABLEAU 3.6 5 SENSIBILITÉ DES RÉSULTATS À UNE VARIATION DES PRIX À TERME - MOYENNE DES 36 ANNÉES DE CLIMATOLOGIE

(p. 24-25) « Le Distributeur a également évalué l'impact de l'hypothèse retenue selon laquelle 50 % des reventes prévues ne pourraient être réalisées dans un scénario sans modulation mais s'ajouteraient plutôt à l'électricité patrimoniale inutilisée. Ainsi, sans cette hypothèse, c'est-à-dire en supposant que la totalité des reventes prévues pourraient être réalisées, le gain de l'Entente serait de 3,6 M\$ en 2012, 11,8 M\$ en 2013

et 13,5 M\$ en 2014. L'influence de cette hypothèse sur l'analyse est donc relativement limitée.

En somme, les différentes analyses démontrent que l'Entente demeure avantageuse, en matière de coûts d'approvisionnement, quels que soient les paramètres simulés.»

D. 11.a : Qu'entendez-vous par « optimale » ? Avez-vous établi une fonction objectif claire à minimiser et effectué des simulations et l'évaluation de votre fonction objectif pour un ensemble complet de stratégies d'approvisionnement vous permettant de conclure à l'optimalité de la stratégie avec « EDM » ? Indiquez-nous quelle était votre fonction objectif et les paramètres qui la composaient vous permettant de conclure à l'optimalité de l'EDM ?

Réponse :

L'Entente globale de modulation permet au Distributeur :

- **une meilleure utilisation de l'électricité patrimoniale (moins d'énergie inutilisée) ;**
- **une réduction des achats de court terme ;**
- **une minimisation des pertes associées à la revente.**

Pour l'année 2012, pour la plupart des années de climatologie simulées, les réductions de coûts découlant de l'Entente sont supérieures aux coûts de cette dernière. Pour les années 2013 et 2014, l'Entente permet de réduire les coûts d'approvisionnement dans l'ensemble des 36 années de climatologie simulées.

Par ailleurs, la méthode d'évaluation est décrite en réponse à la question 9.c.

D.11.b : Si en plus d'un aléa climatique froid (de plus d'un écart type), s'ajoutait un aléa de croissance de demande (plus d'un écart type d'aléa de demande) quel serait la rentabilité nette de l'EDM pour les trois années de l'entente ?

Réponse :

Le Distributeur n'a pas évalué la rentabilité de l'Entente en considérant un aléa sur la demande prévue.

Par contre, dans un cas de croissance faible, les résultats des années 2013 et 2014 pourraient ressembler à ceux de l'année 2012.

Dans un cas de croissance forte, l'ensemble des moyens déployés par le Distributeur seraient les mêmes dans les deux scénarios. Voir à cet effet la réponse à la question 8.1.1 du RNCREQ à la pièce HQD-2, Document 6.

D.12.c : Indiquez-nous sur quelle base vous avez retenu une variation de prix à terme de + ou – 10% ? Ce niveau de variation est-il en lien avec l'écart type mesuré de ce paramètre et cela affecte-t-il à la fois le prix de revente et le prix d'achat sur les marchés ? Quels autres variations de paramètres et analyses de sensibilité avez-vous simulé, vous permettant de conclure à la robustesse de votre conclusion (supériorité de l'EDM) ?

Réponse :

La variation de $\pm 10\%$ est appliquée au prix de l'électricité de la zone M du NYISO. Puisqu'elle s'applique autant au prix d'achat qu'au prix de revente, toute variation du prix à terme n'a que peu d'impact.

Le principal paramètre qui a un impact sur le résultat des simulations est celui des changements climatiques. D'où l'utilisation des 36 scénarios climatiques.

D.12.d : Analyse de sensibilité : présentez-nous les résultats d'un scénario pessimiste (où les valeurs des principaux paramètres sont toutes modifiées à la fois (prix de revente, prix d'achat, climatologie plus froide, croissance de la demande plus forte...) affecteraient individuellement à la baisse les rentabilités de l'EDM), en tenant compte des distributions statistiques observées pour chaque paramètre, ainsi que les résultats d'un scénario optimiste où les valeurs des principaux paramètres affecteraient à la hausse la rentabilité de l'EDM, en indiquant les probabilités sous-tendues par ces deux scénarios pessimiste et optimiste.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas procédé à de telles analyses. Cependant, au tableau 3.4 de la pièce HQD-1, Document 1, il présente un aperçu de la rentabilité de l'Entente pour différents scénarios climatologiques et au tableau 3.6, les résultats d'une analyse de sensibilité d'une variation de $\pm 10\%$ des prix à terme de l'électricité sont présentés. Par ailleurs, le Distributeur souligne que les variations de prix de marché affectent simultanément les prix d'achat et de revente et que des analyses individuelles sur chacun de ces deux paramètres ne sont pas appropriées.

D.12.e : Au tableau 3.5 indiquez-nous quel serait l'évolution, entraînée par l'EDM relativement au scénario sans EDM, du solde d'énergie différée et l'énergie revendue à HQP sous les contrats de base et cyclable avec HQP.

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.e ainsi la réponse à la question 11.3 de l'UC à la pièce HQD2, Document 8.

(p. 25) « À titre illustratif, le Distributeur produit une analyse de rentabilité en comparant le scénario avec modulation à un scénario avec prolongation de l'entente d'intégration éolienne en vigueur. Le gain généré par le scénario avec modulation atteindrait alors 25 M\$ en 2012, 53 M\$ en 2013 et 68 M\$ en 2014. Les services rendus par l'Entente étant plus complets que ceux de l'entente d'intégration éolienne, ils permettent une réduction importante des coûts d'approvisionnement. Les résultats détaillés sont présentés à l'annexe 3.» et Annexe 3 (pages 39 à 41).

D. 13.a : Le gain de l'EDM comparativement à l'entente d'intégration étant plus important que s'il n'y avait pas d'entente d'intégration ni EDM, nous concluons que l'entente d'intégration éolienne entraîne des coûts d'approvisionnements plus élevés que s'il n'y avait pas d'entente d'intégration ni d'EDM, confirmez-nous que cette conclusion est correcte et le cas échéant expliquez-nous pourquoi l'entente d'intégration éolienne actuelle entraîne des coûts d'approvisionnement plus élevés que s'il n'y avait pas d'entente?

Réponse :

Voir la réponse à la question 16.1 d'UC à la pièce HQD2, Document 8.

D.13.b : Confirmez-nous que les 3 scénarios (avec EDM, sans EDM ni entente d'intégration, avec entente d'intégration) ont été réalisés avec les mêmes 36 cas météorologiques affectant l'offre éolienne et la demande ?

Réponse :

Le Distributeur confirme que les 36 mêmes scénarios climatiques ont été utilisés dans les 3 cas.

(p. 25-26) « 3.4.2 Services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation

Les quantités additionnelles requises de ces services doivent être déterminées par le Transporteur, compte tenu de son rôle vis-à-vis le maintien de la sécurité et de la fiabilité du réseau de transport. Si de telles quantités étaient identifiées par le Transporteur, il demanderait au Distributeur de fournir ou de faire fournir ces quantités additionnelles, conformément aux dispositions à cet égard dans les *Tarifs et conditions de transport d'Hydro-Québec*.

Par ailleurs, les études menées jusqu'ici n'ont identifié aucun impact majeur de la production éolienne sur ces services. Tout au plus, les besoins des services de régulation fréquence-puissance (RFP) pourraient être légèrement affectés¹⁷, mais les quantités demeurent faibles et les évaluations varient de manière importante en fonction des méthodes appliquées. Du côté des réserves d'exploitation, aucun impact n'est actuellement prévu.

Les *Tarifs et conditions de transport d'Hydro-Québec* prévoient une tarification des services de RFP, de réserve tournante et de réserve arrêtée. Ces tarifs s'appliquent aux clients du service point à point ou du service en réseau intégré qui alimentent une

charge à l'intérieur de la zone de réglage du Transporteur. Ils ne peuvent directement s'appliquer aux services additionnels acquis auprès d'un fournisseur, puisqu'ils sont calibrés pour s'appliquer à un mégawatt en transit sur le réseau. Par contre, la valeur des services utilisée pour fixer les tarifs peut être utilisée pour déterminer le prix d'acquisition des services additionnels par le Distributeur.

D. 14.a : Indiquez-nous pourquoi l'ajout de production ne nécessite pas en continu l'ajout de ces services complémentaires ?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 4.a et 8.a.

D. 14.b : Expliquez-nous pourquoi les tarifs des services complémentaires ne peuvent être reliés directement aux services additionnels acquis auprès d'un fournisseur, alors que pour les services de point à point ces services sont tarifés au pro-rata des réservations de services de transport et selon les tarifs fixés au règlement de transport?

Réponse :

Le prix des services complémentaires déterminé dans l'Entente vise à rémunérer le fournisseur de services complémentaires pour chacun des mégawatts fournis.

Par ailleurs, les tarifs définis dans les Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec s'appliquent aux clients du service de transport point à point du Transporteur

(p. 27) « La quantité de services actuellement fournie au Distributeur, telle qu'établie dans l'ESC, 12 est fixée à 11 % de la charge journalière maximale associée à l'électricité patrimoniale, 13 sans dépasser 3 000 MW. L'étude d'impact de la production éolienne sur le service de 14 réglage de production (suivi de la charge) conclut que l'introduction de 3 000 MW de 15 production éolienne occasionnera un besoin additionnel de 82 MW. »

(p. 28) « . À cet égard, le suivi de la charge présente certaines similitudes avec le 14 maintien des réserves tournante et arrêtée. 15 Bien que la tarification du service de suivi de la charge soit basée sur le prix du RFP, ce 16 service ne suffirait pas à lui seul à satisfaire les besoins identifiés. Un recours à des 17 ressources plus coûteuses est donc requis. Ainsi, afin de refléter la valeur additionnelle

18 du service de suivi de la charge par rapport au RFP, le prix est établi à 150 % du RFP.

19 Le facteur de 150 % appliqué au RFP assure par ailleurs que le prix payé pour le suivi

20 de la charge (20 250 \$/MW-an) demeure bien en deçà de ceux associés à la réserve

21 tournante (49 700 \$/MW-an) et à la réserve arrêtée (49 600 \$/MW-an). »

(p. 29) TABLEAU 3.8 SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DE L'ÉTUDE SUR L'IMPACT DE 3 000 MW DE PRODUCTION ÉOLIENNE SUR LES PROVISIONS POUR ALÉAS (EN MW)

(p. 29) « L'Entente établit finalement la prestation de services de provisions pour aléas additionnelle requise sur la base de la quantité réelle de production éolienne installée. »

(p. 30) « TABLEAU 3.9 COÛT DES SERVICES COMPLÉMENTAIRES INCLUS DANS L'ENTENTE »

D.15.a : Indiquez-nous pourquoi l'ajout de 3 000 MW de production éolienne ne nécessite pas l'ajout d'environ $11\% * 3\,000\text{ MW} = 330\text{ MW}$ de service de réglage de production ? (82 MW = 2,73% de l'ajout de production éolienne soit 3 000 MW à terme) ?

Indiquez-nous si les normes de fiabilité des réseaux (NERC/NPCC) requièrent un ajustement proportionnel entre les niveaux de production et les niveaux de services complémentaires ?

Réponse :

L'impact de la production éolienne a été évalué à la marge de ce qui est déjà requis pour absorber les variations de charge. Il s'agit donc d'un impact marginal et non pas d'un impact moyen. En plus, les variations de production éolienne, compte tenu de leur fréquence et de leur amplitude, n'ont pas nécessairement le même effet que les variations de la charge.

Par ailleurs, l'étude portant sur l'impact de la production éolienne sur la régulation de fréquence comporte une section décrivant des normes et certains indicateurs de performance reliés à la conduite du réseau.

D.14.b : Indiquez-nous si l'étude à la base de l'estimation des besoins additionnels de services de réglage de production a évalué l'ajout requis de ce service complémentaire par tranche d'ajout de production éolienne (par exemple par tranche de 500 MW) et si l'étude conclut à une proportionnalité stricte entre ajout de production éolienne et le besoin additionnel de service de réglage ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 15.a.

D. 14.c : Indiquez-nous en détail qu'elle méthodologie est utilisée pour évaluer les coûts et prix des services de suivi de la charge, de maintien des réserves et de provision pour aléas ou si cela relève d'hypothèses et d'estimations approximatives ?

Réponse :

Les équivalences entre le service de suivi de la charge et le RFP ainsi qu'entre le service de provision pour aléas et la réserve arrêtée relèvent de la logique d'exploitation du réseau. L'argumentation supportant ces équivalences est présentée à la section 3.4 de la pièce HQD-1, Document 1.

Les sources d'information utilisées ainsi que les calculs conduisant au prix des services complémentaires sont illustrés à l'annexe 2 de l'Entente.

D. 14.d : Justifiez le fait que la provision pour aléa est plus faible en été alors que la production éolienne y est en moyenne plus faible et qu'en hiver les périodes de grand froid et de grand vent peuvent requérir d'arrêter de produire l'électricité avec les éoliennes ?

Réponse :

Ce résultat est attribuable à l'utilisation d'une approche d'évaluation d'impact à la marge. Les provisions pour aléas requises pour couvrir les erreurs de prévision de charge étant plus élevées en hiver, l'impact marginal de la production éolienne est plus faible.

D. 14.e : indiquez-nous pourquoi la provision pour aléa devrait croître proportionnellement au niveau de la production éolienne, indépendamment des parcs en place et des conditions météorologiques différentes pouvant affecter les différents parcs éoliens ?

Réponse :

La plus faible diversité de parcs au début de l'horizon couvert par l'Entente devrait favoriser des erreurs moyennes de prévision de production plus importantes que celles associées à l'ensemble des 3 000 MW. Cet aspect n'a pas été considéré dans la rémunération des impacts.

Voir également la réponse à la question 18.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1

D. 14.f : Confirmez-nous qu'il n'y a pas en 2011 de services complémentaires requis et facturés pour la production éolienne ainsi que pour la production par biomasse ou hydroélectrique, sinon indiquez-nous quels sont ces services et la facture associée ?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 2.a et 8.a.

D. 14.g : (et HQD-1 doc. 2, A. 3.3 i) Confirmez-nous que les services complémentaires qui seront facturés de 2012 à 2014 se limiteront au services de suivi de la charge et de provision pour aléas et que cela ne visera que la production éolienne uniquement ?

Réponse :

L'Entente prévoit seulement la facturation des services complémentaires reliés à l'introduction de la production éolienne.

Si des quantités additionnelles de services complémentaires s'avéraient requises, pour d'autres raisons que l'introduction de production variable, le Distributeur en ferait part à la Régie dans le cadre d'un autre dossier.

(p. 30-31) « Les services fournis par l'Entente, soit le service de modulation avec modalité de rachat

du solde du compte de modulation, le service de puissance complémentaire équivalant à 15 % de la puissance éolienne en service commercial et la fourniture des services complémentaires additionnels requis, répondent aux besoins du Distributeur, et ce, dans une perspective de minimisation des coûts d'approvisionnement. Les gains estimés de l'Entente varient entre 4 M\$ en 2012 et 16 M\$ en 2014, pour un total de 34 M\$, par rapport à un scénario sans modulation. »

D. 15. : Si le service de puissance complémentaire avait été basée sur 25% de la puissance éolienne installée (tel que visé par HQD selon HQD-1 doc. 1, pages 57 à 60 de R-3748-10) quelle aurait été la rentabilité et les résultats apportés par l'EDM de 2012 à 2014 ?

Réponse :

L'Entente, telle que négociée, n'inclut pas la possibilité d'une puissance complémentaire équivalente à 25 % de la puissance éolienne en service commercial.

**(p. 34) Annexe 2 : ÉTABLISSEMENT DES PRIX DES TRANSACTIONS DE COURT
TERME
ET DE LA REVENTE DU SOLDE DE MODULATION**

« Basis entre la Zone A et M de New-York obtenu à partir d'une évaluation historique entre les deux marchés. »

« **Note 1** : Pour 2014, le prix sur le marché de New York, à la zone M, correspond au prix de 2013 indexé du taux de croissance du prix à terme du gaz naturel à Henry Hub (moyenne du 1er janvier au 30 juin 2011). »

D. 16.a : le prix des transactions de court terme réfère à quel terme précisément ? Prouvez-nous que vos références aux prix de marché sont en lien avec les caractéristiques de l'entente de modulation (en terme de durée, types de services rendus etc.)

Réponse :

Le Distributeur a utilisé la moyenne des prix à terme du 1^{er} janvier au 30 juin 2011.

D.16.b : Pour le Basis entre la Zone A et M, quelle période historique a été utilisée pour l'estimation ?

Réponse :

Le Distributeur a utilisé la période de janvier 2008 à décembre 2010.

D. 16.c : La hausse de prix de la Zone M est de 5,3% entre 2013 et 2014 : sur quelles bases jugez-vous que la hausse du prix à terme du gaz naturel est directement reliée à la hausse du prix à terme de l'électricité de la Zone M ? Pourquoi le Basis est il accru du même taux que le prix de l'électricité de la Zone A ?

Réponse :

Au moment de produire la preuve, les prix à terme de l'électricité étaient disponibles pour les années 2012 et 2013 uniquement. Pour estimer les prix à terme de l'électricité pour l'année 2014, le Distributeur a effectué une extrapolation à partir des prix à terme du gaz naturel. Cette approche se justifie par une relation étroite entre les prix du gaz naturel et de l'électricité dans le nord-est des États-Unis, relation qui s'explique par une utilisation importante du gaz naturel pour y produire de l'électricité.

D. 16.d : Pourquoi faites-vous l'hypothèse qu'il n'y a pas de remboursement à la charge locale, au moins partiel, pour le service de transport de pt à pt de TransÉnergie ?

Réponse :

Le Distributeur rappelle que d'importantes réservations de service de point à point de transport ferme ont été faites par des utilisateurs du réseau du Transporteur autres que le Distributeur, et ce, pour les années 2012 à 2019. Les ventes du Distributeur devraient s'effectuer au point de livraison HQT (territoire québécois). Dans ce contexte, puisque les frais de réservation sont déjà engagés par des tiers et, en cela, intégrés aux revenus du Transporteur, le Distributeur ne prévoit pas bénéficier d'une récupération additionnelle de ces coûts à travers la facturation de la charge locale. Tant que cette situation prévaudra, le prix en mode vente sera réduit de la totalité des frais de réservation du service de point à point

D. 16.e : L'ajustement à la baisse du prix de revente est-il basé sur une analyse statistique et comparative ? Si oui, fournissez-nous les résultats. Justifiez le fait que l'ajustement à la baisse (pour le 1^{er} TWh) du prix de revente du solde de modulation est aussi réduit de 5\$ alors que HQP ne fait pas face aux mêmes conditions (capacité de stocker l'énergie et de rendre en période de prix plus élevés sur les marchés voisins).

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

- Référence pour les prochaines questions : HQD-1 doc. 2 : ENTENTE GLOBALE DE MODULATION INTERVENUE ENTRE HQD et HQP

(page 1) « Attendu que la finalité de la présente entente est l'approvisionnement des besoins du marché québécois et que cette entente ne peut être utilisée à des fins spéculatives ; »

D. 17 : Indiquez-nous ce qu'implique cette clause pour la gestion des approvisionnements et l'option d'achat et revente sur les marchés et dites-nous comment sera vérifié le fait que l'entente puisse être utilisée à des fins spéculatives ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1 de l'UC à la pièce HQD2, Document 8.

3.1.3 Programmation des retraits

Valeur horaire garantie « VHG » : HQP garantit à HQD une quantité maximale horaire en MW applicable aux retraits laquelle est calculée ainsi :

D. 18.a : Pourquoi indiquer « maximale » et non pas se limiter à quantité horaire ?

Réponse :

À la pointe du réseau (lorsque les besoins réguliers du Distributeur sont supérieurs à 32 000 MW) les retraits maximums garantis s'établissent selon la valeur du paramètre « VHG », tel que défini dans l'Entente.

D. 18.b : Si une centrale à biomasse ou une centrale hydro devenait indisponible pour plus de 30 jours qu'advient-il du calcul de la puissance installée ?

Réponse :

Le calcul de la puissance installée n'est pas affecté.

A. 3.1.3 : « Dans le cas d'une contrainte de transport sur le réseau d'HQT, et que cette contrainte a un impact sur l'acheminement optimal de l'énergie associée aux 32 000 MW, alors la quantité maximale ...

Les quantités horaires d'énergie du programme journalier final seront comptabilisés comme des retraits aux fins du paragraphe 3.1.2. »

D. 19.a : qu'entend-on par acheminement optimal et comment fait-on pour vérifier s'il y a optimalité du cheminement ? Quelle est la fréquence d'un acheminement optimal ?

Réponse :

Un acheminement non-optimal de la production découle nécessairement de restrictions de transport, impliquant que la puissance rendue disponible par le Producteur ne puisse être acheminée vers les points de consommation. Il incombe au Transporteur de mettre tout en œuvre afin d'éviter ce type de situation et de rapporter tout événement de cette nature.

D. 19.b : Pourquoi les retraits correspondent-ils aux quantités finalement programmées plutôt qu'aux quantités réellement livrées par HQP ? Ne peut-il pas y avoir d'écart entre les quantités programmées et les quantités effectivement livrées ?

Réponse :

Il y aurait écart seulement si le Producteur ne réussissait pas à livrer toute l'électricité requise par la charge québécoise après que le Distributeur eut déployé ses propres ressources. Une telle situation n'est jamais survenue depuis la mise en place de l'électricité patrimoniale.

3.1.5 Méthode de calcul et prix du service de modulation

i) Méthode de calcul

Le nombre de MWh modulés (« énergie modulée ») est déterminée ainsi :

- a) pour chacune des heures du mois, faire la différence, en valeur absolue entre les ajouts et les retraits (« les valeurs horaires ») ; et ensuite
- b) faire la somme des valeurs horaires

ii) Le montant payable par HQD à HQP pour le service de modulation est de 7\$/MWh d'énergie modulée.

D. 20.a : indiquez-nous quel est le montant maximal d'énergie que la méthode de calcul de la quantité d'énergie modulée peut comptabiliser ?

Réponse :

Voir l'Entente globale de modulation à la pièce HQD-1, Document 2.

D. 20.b : Nous comprenons que si les ajouts se faisaient toujours à des heures différentes des retraits, la quantité d'énergie modulée facturable serait égale à l'énergie ajoutée plus l'énergie retirée, est-ce exact et l'intention visée par la méthode de calcul?

Réponse :

Cette situation est plus qu'improbable puisqu'il serait requis que les livraisons de tous les approvisionnements postpatrimoniaux assujettis cessent au moment précis où Hydro-Québec Distribution programme des retraits.