

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



1. **Référence :** HQD-1, document 1, page 8

**Préambule :**

*L'Entente implique la création d'un compte de modulation dans lequel, à chaque heure de l'année, est ajoutée la production réelle d'énergie des contrats assujettis et, en même temps, est retirée la quantité d'énergie nécessaire pour répondre aux besoins à approvisionner.*

*Les retraits sont limités en fonction, d'une part, des taux de livraisons associés aux contrats assujettis et, d'autre part, du niveau prévu des besoins réguliers du Distributeur, selon les modalités présentées à la section 2.3.*

*Le montant payable par le Distributeur au Producteur pour le service de modulation sera de 7 \$ CA/MWh, applicable à l'écart, en valeur absolue, entre l'ajout et le retrait horaire au compte de modulation.*

**Demande :**

- 1.1 Veuillez confirmer que ceci implique un coût de 7 \$/MWh à l'ajout horaire net de production au compte et de 7\$/MWh à la sortie horaire nette de production du compte, donc un coût total de 14\$/MWh pour l'utilisation du compte. Veuillez expliquer votre réponse.

**Réponse :**

**Le Distributeur rappelle que le 7 \$/MWh s'applique à l'écart, en valeur absolue, entre l'ajout et le retrait horaire.**

**Pour un exemple, voir la réponse à la question 1.5 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.**

- 2 **Références :** (i) HQD-1, document 1, page 9

(ii) R-3731-2010 : HQD-1, document 1.1 : Contrat d'approvisionnement en électricité (biomasse)

**Préambule :**

(i) 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 :

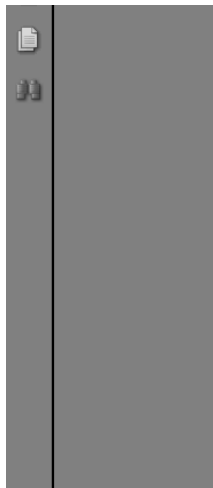
$$VHG = 0,45 \times PÉ + 0,40 \times PPCH + 0,90 \times PCCB$$

Pour les autres mois de l'année, elle correspond à :

$$VHG = 0,30 \times PÉ + 0,40 \times PPCH + 0,90 \times PCCB$$

Où :  $VHG$  = Valeur horaire garantie ;  
 $PÉ$  = Puissance installée des contrats éoliens en service commercial ;  
 $PPCH$  = Puissance installée des contrats de petites centrales hydroélectriques en service commercial ;  
 $PCCB$  = Puissance installée des contrats de cogénération et de biomasse en service commercial.

(ii) Le RNCREQ reproduit ici un exemple de contrat convenu pour un projet de biomasse. Les autres contrats présentés au dossier R-3731 incluent des caractéristiques semblables concernant le facteur d'utilisation et la période d'entretien.



**PARTIE IV – CONDITIONS DE LIVRAISON DE L'ÉLECTRICITÉ**

**6 QUANTITÉS CONTRACTUELLES ET CONDITIONS DE LIVRAISON**

**6.1 Puissance contractuelle**

La *puissance contractuelle* est fixée à 9,352 MW (ou à la valeur révisée en application de l'article 8).

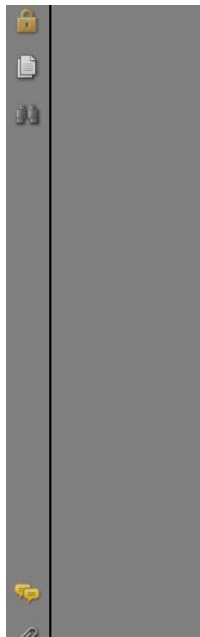
**6.2 Coefficient de livraison contractuel**

Le **Fournisseur** s'engage à respecter, pour chaque *année contractuelle*, un *coefficient de livraison contractuel* au moins égal à 90% (ou égal à la valeur révisée en application de l'article 8).

**6.3 Énergie contractuelle**

L'*énergie contractuelle* est fixée à 73 731 MWh pour une *année contractuelle* de trois cent soixante-cinq (365) jours (ou à la valeur révisée en application de l'article 8).

**Réponses à la demande de renseignements n° 1  
du RNCREQ**



Centrale de cogénération au biogaz de St-Thomas

Contrat d'approvisionnement en électricité

**21 PLAN D'ENTRETIEN ET REGISTRE D'INDISPONIBILITÉS**

Le **Fournisseur** fait l'entretien de la *centrale*, à ses frais, pendant toute la durée du *contrat*. Le **Fournisseur** prépare un programme annuel type pour la réalisation de l'entretien courant et un programme pour la réalisation des travaux majeurs à la *centrale*. Le programme annuel type et le programme des travaux majeurs, dont le contenu doit être substantiellement conforme aux recommandations des manufacturiers d'équipements, sont présentés au **Distributeur** au plus tard trente (30) jours avant la *date de début des livraisons*.

Le **Fournisseur** coordonne la planification annuelle de son entretien avec le **Distributeur**. À cette fin, au plus tard quinze (15) jours avant la *date de début des livraisons*, le **Fournisseur** soumet pour approbation au **Distributeur** le premier plan d'entretien couvrant la période comprise entre la *date de début des livraisons* et le 31 décembre de l'année suivante. Par la suite, au plus tard le 1<sup>er</sup> octobre de chaque *année contractuelle*, le **Fournisseur** soumet au **Distributeur** le plan annuel d'entretien couvrant l'*année contractuelle* suivante pour obtenir son approbation.

L'entretien ne peut avoir lieu durant la période débutant le 1<sup>er</sup> décembre d'une année et se terminant le 15 mars de l'année suivante, à moins que le **Distributeur** n'autorise le **Fournisseur** à le faire.

Le **Fournisseur** tient un registre de l'entretien réalisé et un registre des *pannes* indiquant, pour chaque événement, sa cause, sa durée, sa date et l'heure de début et de fin.

À la référence (ii) on peut constater que pour les projets PCCB, il est prévu aux contrats un facteur d'utilisation (FU) de 90%. Il est de plus spécifié que l'entretien ne peut se faire entre le 1<sup>er</sup> décembre et le 15 mars. Il apparaît donc que le producteur devra produire à un FU de plus de 90% durant la période d'hiver pour respecter son engagement d'un FU de 90% annuel.

**Demandes :**

2.1 Pour les contrats PPCH, veuillez justifier la valeur de 40% pour la période d'hiver.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 1.4-a de SÉ-AQLPA à la pièce HQD-2, Document 7.

2.2 Pour les contrats PCCB, veuillez justifier de considérer un facteur de 90% pour la période d'hiver.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 1.5-a de SÉ-AQLPA à la pièce HQD-2, Document 7.

**3**      **Référence :** (i) HQD-1, document 1, pages 9 et 10

(ii) HQD-1, document 1, page 34

**Préambule :**

*(i) Si, 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 2012, indexé par la suite de 2,5 % par année.*

La note 13 de la page 10 précise que ce prix correspond au prix de l'entente globale cadre en 2009 indexé de 2,5% par an.

À la référence (ii) il est indiqué que le prix d'achat sur les marchés de court terme est de 48,27 \$/MWh en 2012.

**Demandes :**

**3.1**      Veuillez justifier l'utilisation du même prix et de la même formule de prix qu'en 2009.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la questions 6.1 d'EBM à la pièce HQD-2, Document 3.**

**3.2**      Veuillez justifier de retenir un prix qui est presque le double du prix de marché actuel, tel qu'il appert de la référence (ii).

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 6.1 d'EBM à la pièce HQD-2, Document 3.**

**4**      **Référence :** HQD-1, document 1, page 10

**Préambule :**

- Pour le premier TWh : 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 \$ US0 par TWh additionnel.*

*Cette formule de prix dégressive reflète l'impact qu'aurait sur le marché l'ajout de volumes additionnels d'énergie.*

**Demande :**

4.1 Veuillez documenter et justifier la valeur de la réduction de 5\$ US/MWh.

**Réponse :**

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

5. **Référence :** (i) HQD-1, document 1, page 10

(ii) HQD-1, document 1, page 5, référence 5 « Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution »

**Préambule :**

*(i) Cette quantité, au-delà des 30 % de contribution en puissance propre à la production éolienne, porte à 45 % la puissance fournie par les parcs éoliens.*

*À la page 1 de la référence (ii), il est mentionné : De manière générale, la contribution en puissance ou « Capacity Credit » associée à un moyen de production s'appuie sur des estimations du LOLE. Il s'agit de trouver la quantité de charge additionnelle pouvant être desservie par l'ajout d'un équipement de production, tout en maintenant constant le niveau de LOLE (réf. 5, 7 et 13). Une variante de cette méthode consiste à établir une équivalence entre d'une part, l'installation d'un équipement conventionnel (dont le comportement est généralement bien connu sur un réseau) ou l'achat de UCAP et, d'autre part, l'installation d'un équipement éolien. Dans la littérature, cette famille d'approches méthodologiques est appelée Effective Load Carrying Capability (ELCC).*

*À la page 4 du même document le Distributeur mentionne qu'il a retenu la méthode ELCC qui s'apparente à celles utilisées dans différentes études nord-américaines et européennes.*

**Demandes :**

- 5.1 Étant donné que le mode de production d'Hydro-Québec est très différent de celui des autres réseaux nord-américains et des réseaux européens, veuillez justifier d'avoir retenu la méthode ELCC.

**Réponse :**

**Les approches générales utilisées pour évaluer la contribution d'une ressource particulière à l'atteinte d'un objectif de fiabilité sont indépendantes des modes de production utilisés.**

- 5.2 Veuillez indiquer si la méthode « Capacity Credit » aurait donné des résultats différents. Veuillez expliquer votre réponse

**Réponse :**

**De manière générale, le « Capacity Credit » est un terme utilisé pour désigner la contribution en puissance. Ce terme ne s'oppose pas à l'approche générale qui consiste à évaluer la contribution en puissance à partir du « Effective Load Carrying Capability ».**

- 6 **Référence :** (i) HQD-1 document 1, page 12  
(ii) HQD-2, document 1, pages 42 et 43

**Préambule :**

*Le prix applicable à la prestation additionnelle de service de suivi de la charge est établi à 150 % du prix du service de RFP.*

**Demande :**

- 6.1 Veuillez justifier une valeur de 150% du prix du service de RFP.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 21.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.**



- 7. Référence :**
- (i) HQD-1, document 1, page 11
  - (ii) HQD-1, document 14
  - (iii) HQD-1, document 1, page 6

**Préambule :**

La référence (i) mentionne les trois services complémentaires qui seraient couverts par l'Entente.

(ii) *À cet égard, l'Entente est neutre sur le plan économique puisque ces services devraient être acquis même en l'absence de l'Entente.*

À la référence (iii), le Distributeur fait référence à une entente entre le Distributeur et le Producteur concernant les services complémentaires pour la charge locale : *Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial.*

**Demandes :**

- 7.1** Veuillez justifier l'inclusion de l'achat de services complémentaires pour la charge locale dans l'Entente actuelle.

**Réponse :**

**Voir la réponse aux question 4.3 et 5.6 d'EBM à la pièce HQD-2, Document 3.**

- 7.2** Veuillez préciser si vous avez examiné la possibilité que d'autres producteurs fournissent l'un ou l'autre des trois services complémentaires mentionnés à la référence (i).

**Réponse :**

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

- 7.3** Si oui, veuillez présenter les résultats de votre examen.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 7.2.**

7.4 Sinon, veuillez justifier que cette possibilité n'ait pas été examinée.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 7.2.**

**8. Référence :** (i) HQD-1, document 1, pages 15

**Préambule :**

*À l'exception de la production éolienne, les simulations horaires réalisées considèrent les mêmes approvisionnements de long terme. Ainsi, les quantités d'énergie provenant des contrats de biomasse, des petites centrales hydrauliques, de la centrale de TCE (dont les livraisons d'énergie sont toutefois prévues être suspendues pour 2012 à 2014), du contrat en base et des conventions avec le Producteur sont les mêmes dans tous les cas analysés lors d'une même année. (Notre souligné)*

**Demandes :**

**8.1** Veuillez préciser l'utilisation de la Convention concernant le contrat cyclable avec le Producteur.

**8.1.1** Veuillez indiquer comment ont été définies les quantités d'énergie du contrat en base et des conventions avec le Producteur.

**Réponse :**

**Les quantités d'énergie rappelées et différées ont été déterminées sur la base du scénario de la demande à conditions climatiques normales pour chacune des trois années d'application de l'Entente et sont les mêmes pour les scénarios avec et sans modulation. Ceci reflète la réalité du Distributeur lorsque celui-ci doit fixer ses quantités à rappeler et à différer à quelques mois d'avis et notamment en période d'hiver. De plus, l'avantage de maintenir constantes ces quantités pour chacune des trente-six simulations et pour les scénarios avec et sans modulation est de bien isoler l'impact de l'Entente.**

**Toutefois, en mode opérationnel, le Distributeur pourra ajuster ces quantités et profiter de la flexibilité de l'Entente et de ses autres moyens de gestion de manière à minimiser les coûts**

**d’approvisionnement. À ce sujet, voir la réponse à la question 18.3 d’EBM à la pièce HQD-2, Document 3.**

**8.1.2** Veuillez justifier de maintenir les mêmes quantités « *dans tous les cas analysés lors d’une même année* »?

**Réponse :**

**Le Distributeur a maintenu constantes ces quantités pour chacune des 36 simulations et pour les scénarios avec et sans modulation de façon à bien isoler l’impact de l’aléa climatique sur le service de modulation.**

**8.2** Veuillez préciser si l’utilisation de la Convention d’énergie différée pour le contrat de base est la même pour le scénario sans Entente et le scénario avec Entente.

**8.2.1** Veuillez expliquer votre réponse.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 8.1.1.**

**8.3** Veuillez indiquer si vous avez quantifié l’impact d’une utilisation différente des Conventions notamment pour les cas climatologiques très froids et les plus modérés.

**8.3.1** Si oui, veuillez présenter les résultats.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 8.1.2.**

**8.3.2** Si non, veuillez justifier de ne pas avoir considéré cette possibilité.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 8.1.2.**

**9. Référence :** HQD-1, document 1, page 34 : Annexe 2

**Préambule :**

Pour les composantes du prix de revente, il apparaît un *Ajustement à la baisse du prix* au montant de 5 \$US/MWh.

**Demande :**

**9.1** Veuillez justifier l'ajustement à la baisse du prix de 5 \$US dans le contexte actuel du marché où les prix sont bas.

**Réponse :**

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

**10. Référence :** (i) HQD-1, document 1, page 34 : Annexe 2  
(ii) R-3640-2007, D-2008-019, page 31

**Préambule :**

À la référence (i), pour les composantes du prix de revente, il apparaît une valeur de 8,29 \$CAN pour le service de point à point de TransÉnergie.

La référence (ii) précise les modalités d'application d'un compte d'écart dans le cas où les revenus de transport de point à point sont différents de ceux prévus. Elle précise également le mécanisme qui répartit le surplus entre les clients du service de point à point de long terme et la facture de la charge locale.

**Demande :**

**10.1** Veuillez expliquer de quelle façon ce mécanisme a été pris en compte pour la détermination du prix du service de point à point de 8,29 \$/MWh.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 22.3-b d'EBM à la pièce HQD-2, Document 3.**

- 11. Référence :** (i) HQD-1, document 1, page 34 : Annexe 2  
(ii) R-3777-2011 HQT-12, document 1, pages 8 et 10

**Préambule :**

À la référence (i), pour les composantes du prix de revente, il apparaît une valeur de 8,29 \$CAN pour le service de point à point de TransÉnergie.

À la page 8 de la référence (ii) on retrouve le détail du calcul qui établit le tarif annuel et à la page 10, le détail du calcul pour la détermination du montant de la facture de la charge locale.

Il résulte de ces modalités qu'une augmentation de la facture du service de point à point de court terme de la charge locale a pour effet de diminuer la facture que doit payer le Distributeur pour l'utilisation du réseau de transport pour l'alimentation de la charge.

**Demande :**

- 11.1** Veuillez préciser de quelle façon ce mécanisme a été pris en compte pour la détermination du prix du service de transport de 8,29 \$CAN.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 22.3-b d'EBM à la pièce HQD-2, Document 3.**

- 12. Référence :** (i) HQD-1, document 1, page 17  
(ii) HQD-1, document 1, page 35

**Préambule :**

Le tableau 3.1 de la référence (i) présente le prix de chaque type d'énergie pour l'année 2012.

À la référence (ii), il est indiqué que le prix de revente du solde de modulation pour le premier TWh est de 37,41 \$ pour l'année 2012.

**Demande :**

- 12.1** Veuillez préciser le fondement du prix de 25,74 \$/MWh pour l'énergie inutilisée en 2012 et le prix de 36,73 \$/MWh pour le prix de l'énergie revendue du solde de modulation en 2012.

**Réponse :**

**Pour les informations sur le prix de l'électricité patrimoniale inutilisée voir les réponses aux questions 22.2 d'EBM à la pièce HQD-2, Document 3 et 5.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.**

**Pour les informations sur le prix de revente du solde de modulation voir la réponse à la question 5.5 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.**

- 13. Référence :** (i) HQD-1, document 1, pages 17 à 19 et pages 36 à 38  
(ii) HQD-1, document 1, page 15

**Préambule :**

Les tableaux de la référence (i) présentent la quantité de chaque type d'énergie.

(ii) : *À l'exception de la production éolienne, les simulations horaires réalisées considèrent les mêmes approvisionnements de long terme. Ainsi, les quantités d'énergie provenant des contrats de biomasse, des petites centrales hydrauliques, de la centrale de TCE (dont les livraisons d'énergie sont toutefois prévues être suspendues pour 2012 à 2014), du contrat en base et des conventions avec le Producteur sont les mêmes dans tous les cas analysés lors d'une même année. (Notre souligné)*

**Demandes :**

- 13.1** Veuillez fournir pour chaque heure de l'année la quantité d'énergie pour les achats de court terme, pour la revente de surplus, pour l'énergie inutilisée, de même que la quantité d'énergie fournie en vertu du contrat de base et du contrat cyclable du Producteur.

**Réponse :**

**Avec égards, le Distributeur juge que les données horaires détaillées pour les trois années n'apportent aucun éclairage supplémentaire à l'analyse de l'Entente. À l'instar de la Régie qui doutait de l'utilité d'un deuxième exercice de simulation par un intervenant (paragraphe 25 de la décision D-2011-160), le Distributeur juge qu'il n'est pas pertinent ou utile de produire ces données non nécessaires aux fins de l'analyse du dossier par la Régie.**

**De plus, les données horaires prévisionnelles constituent de l'information opérationnelle dont la divulgation peut porter préjudice au Distributeur, notamment dans ses négociations avec des contreparties.**

**13.2** Dans le cas de l'énergie inutilisée, veuillez préciser s'il y a eu une optimisation des « bâtonnets » à la fin de l'année.

**Réponse :**

**L'allocation optimale des bâtonnets est effectuée pour chacun des 36 scénarios climatologiques, et ce, pour les trois années de l'Entente.**

**13.3** Pour chacune des années et pour chaque scénario, veuillez fournir la quantité d'énergie différée et la quantité d'énergie rappelée selon les Conventions d'énergie différée

**Réponse :**

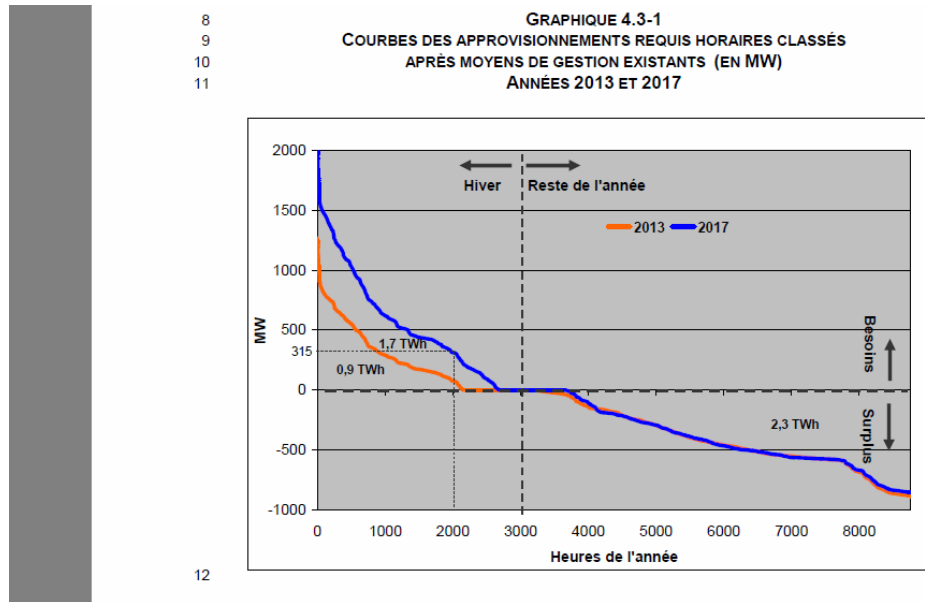
**Tel que mentionné à la page 15 de la pièce HQD-1, Document 1, les quantités en vertu des Conventions avec le Producteur sont les mêmes dans tous les cas analysés lors d'une même année. Voir également la réponse à la question 8.1.1.**

**Pour les détails de chaque scénario. Voir la réponse à la question 3.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.**

- 14. Référence :**
- (i) R-3748, HQD-1, document 1, page 39
  - (ii) HQD-1, document 1, page 34 Annexe 2

**Préambule :**

La référence (i) :



On peut constater que les achats se font durant l'hiver alors que la revente se fait durant les autres mois de l'année.

Le tableau de la référence (ii) présente l'*Établissement des prix des transactions de court terme et de la revente du solde de modulation*.

On peut constater que le Distributeur a utilisé le même prix à terme de l'électricité sur le marché de New York pour la détermination du prix d'achat et du prix de revente.

**Demandes :**

**14.1** Veuillez indiquer si le prix à terme varie selon les mois de l'année

**Réponse :**

**En effet, les prix à terme varient selon les mois de l'année. Dans le présent dossier, une moyenne des prix pondérés par les heures de pointe et hors pointe est utilisée.**

**Voir également les réponses aux questions 5.6 à 5.8 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.**



**14.1.1** Si oui, veuillez justifier l'utilisation du même prix à terme pour la détermination du prix d'achat et du prix de revente.

**Réponse :**

**Voir les réponses aux questions 5.6 à 5.8 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.**

**15. Référence :** HQD-1, document 1, pages 17 et 36

**Préambule :**

À la page 17, HQD présente le détail du coût du scénario sans modulation et sans entente d'intégration. Le coût total est de 38,9 M\$.

À la page 36, HQD présente le détail du coût du scénario sans modulation mais avec intégration. Le coût total est de 60,3 M\$.

Il apparaît donc que les coûts totaux du scénario sans modulation et sans entente d'intégration sont plus faibles que les coûts totaux sans modulation et avec intégration.

On peut faire le même constat pour les années 2013 et 2014.

**Demandes :**

**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.**

**15.1.1** Veuillez expliquer votre réponse notamment en faisant référence à l'historique de l'application de l'entente actuelle

**Réponse :**

**L'Entente d'intégration éolienne en vigueur a été signée dans un contexte bien différent du contexte actuel. Voir à cet égard la réponse à la question 15.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.**

- 16. Référence :** (i) HQD-1, document 1, pages 17 et 36  
(ii) Hqd-1, document 1, page 33

**Préambule :**

La référence (i) montre une quantité de 3,160 TWh pour le Service de modulation et une quantité de -0,806 TWh pour la Revente du solde de modulation.

La référence (ii) présente la livraison d'énergie pour les approvisionnements assujettis. Pour l'année 2012, on y retrouve une valeur de 3,4 TWh.

On peut donc constater que la quantité d'énergie transitant par le Service de modulation est à peu près équivalente à la quantité d'énergie livrée par les contrats assujettis.

**Demandes :**

- 16.1** Veuillez expliquer une aussi grande utilisation du Service de modulation.

**Réponse :**

**Cette utilisation du service de modulation est le résultat de l'inadéquation horaire entre les besoins et les moyens du Distributeur, évaluée sur la base des 36 scénarios climatologiques, et témoigne simplement de l'importance et de l'ampleur du service rendu par l'Entente. Elle se traduit dans tous les cas par une meilleure utilisation de l'électricité patrimoniale.**

- 16.2** Veuillez préciser si à chaque année de l'Entente, l'utilisation des moyens de gestion autres que le Service de modulation ont été optimisés pour les 36 cas climatologiques d'offre et de demande mentionnés à HQD-1. document 1, page 15. Veuillez expliquer votre réponse.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 8.1.1 et la réponse à la question 21.1 d'EBM à la pièce HQD-2, Document 3.

- 16.3** Si l'utilisation des autres moyens de gestion n'a pas été optimisée, doit-on comprendre que la valeur des Coûts totaux apparaissant au bas des tableaux n'est pas une valeur optimisée ?

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 16.2.