

Regie de l'énergie
DOSSIER: R-3348-2013
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date 11/02/2014
Pièces n°: C-EBM-0022

**ENTENTE GLOBALE DE MODULATION
INTERVENUE ENTRE
HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
ET
HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION**

ENTENTE GLOBALE DE MODULATION DES APPROVISIONNEMENTS intervenue à Montréal, province de Québec, le 14 juillet 2011.

ENTRE : **HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION**, une division d'HYDRO-QUÉBEC, société constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, (L.R.Q. c. H-5) ayant son siège social au 75, boulevard René-Lévesque ouest, Montréal, (Québec), H2Z 1A4, représentée par Richard Cacchione, président, dûment autorisé aux fins des présentes,

(ci-après désignée le « **Producteur** ») ;

ET : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, une division d'HYDRO-QUÉBEC, société constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, (L.R.Q. c. H-5) ayant son siège social au 75, boulevard René-Lévesque ouest, Montréal, (Québec), H2Z 1A4, représentée par Isabelle Courville, présidente, dûment autorisée aux fins des présentes,

(ci-après désignée le « **Distributeur** ») ;

(le **Producteur** et le **Distributeur** sont ci-après désignées individuellement la « **Partie** » et collectivement les « **Parties** »).

ATTENDU QUE l'électricité patrimoniale est livrée selon un profil horaire de puissances classées défini par le décret 1277-2001 *CONCERNANT les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale* adopté le 24 octobre 2001 (le « *décret* »);

ATTENDU QU'une partie de plus en plus importante des contrats d'approvisionnement fermes du Distributeur est constituée de production d'électricité dont la source est variable et partiellement imprévisible;

ATTENDU QUE la juxtaposition du profil horaire de puissances classées défini au *décret* et du profil mensuel des besoins en électricité des marchés québécois démontre que, lors des mois d'hiver, les besoins excèdent les approvisionnements disponibles alors que des surplus d'approvisionnements sont anticipés pendant les autres mois de l'année;

ATTENDU QUE l'entente d'intégration éolienne convenue entre les Parties le 9 juin 2005 se termine le 31 décembre 2011;

ATTENDU QUE le Distributeur souhaite mieux apparier ses approvisionnements postpatrimoniaux et ses besoins à satisfaire au-delà de ceux pourvus par l'électricité patrimoniale;

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;

ATTENDU QUE le Producteur et le Distributeur ont déjà convenu, le 15 février 2005, d'une entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer

la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial, que les Parties constatent que les niveaux de certains des services qui y sont définis ne conviennent plus à la situation actuelle et que le Distributeur désire acquérir auprès du Producteur, pour les fins de la présente entente, des quantités additionnelles de ces services affectés par l'introduction des *approvisionnements postpatrimoniaux assujettis*.

ATTENDU QUE le Producteur et le Distributeur désirent établir les termes et conditions de la présente entente à ces égards.

EN CONSÉQUENCE, les Parties conviennent de ce qui suit :

1. DÉFINITIONS

Aux fins de la présente entente, à moins de mention à l'effet contraire ou d'incompatibilité avec le contexte, les termes et expressions suivants ont le sens qui leur est attribué ci-après:

- 1.1 « *ajouts* » a le sens qui lui est attribué au paragraphe 3.1.2(i).
- 1.2 « *approvisionnements postpatrimoniaux assujettis* » signifie la production provenant des contrats d'approvisionnement conclus ou octroyés en date des présentes par le Distributeur dans le cadre des appels d'offres ou des programmes d'achat d'énergie qui ont été lancés suite de l'adoption de règlements par le Gouvernement définissant des blocs d'énergie devant être alimentés par une source particulière d'approvisionnement, le tout en conformité avec les dispositions du paragraphe 2 du deuxième alinéa de l'article 74.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (L.R.Q., chapitre R-6.01), la liste de ces contrats est jointe à l'annexe 1.
- 1.3 « *besoins réguliers du Distributeur* » signifie les besoins d'approvisionnements du Distributeur, exprimés en unité de puissance (généralement en mégawatts), conformément à ce qui est présenté à des fins prévisionnelles dans les plans d'approvisionnement du Distributeur, dont la prévision sur les horizons de court terme est fournie par le Transporteur; et correspondent aux ventes d'électricité sur le réseau principal d'Hydro-Québec auxquels sont ajoutées les pertes électriques sur le réseau d'Hydro-Québec et la consommation des centrales du Producteur.
- 1.4 « *compte de modulation* » a le sens qui lui est attribué au paragraphe 3.1.2(i).
- 1.5 « *contrats biomasse* » signifie les contrats visés par les *approvisionnements postpatrimoniaux assujettis* énumérés à l'annexe 1 dont le type de production est la biomasse.

- 1.6 « *contrats éoliens* » signifie les contrats visés par les *approvisionnements postpatrimoniaux assujettis* énumérés à l'annexe 1 dont le type de production est l'éolien.
- 1.7 « *contrats hydro* » signifie les contrats visés par les *approvisionnements postpatrimoniaux assujettis* énumérés à l'annexe 1 dont le type de production est l'hydroélectricité.
- 1.8 « *entente cadre* » signifie l'entente cadre intervenue entre le Distributeur et le Producteur le 12 février 2009.
- 1.9 « *entente de services complémentaires* » signifie l'entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial intervenue entre le Distributeur et le Producteur le 15 février 2005.
- 1.10 « *puissance complémentaire* » a le sens qui lui est attribué au paragraphe 3.2.1
- 1.11 « *Régie* » signifie la Régie de l'énergie instituée en vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (L.R.Q., chap. R-6.01) ou tout successeur.
- 1.12 « *retraits* » a le sens qui lui est attribué au paragraphe 3.1.2(i).
- 1.13 « *service de modulation* » a le sens qui lui est attribué au paragraphe 3.1.1.
- 1.14 « *valeur horaire garantie* » ou « **VHG** » a le sens qui lui est attribué au paragraphe 3.1.3(i).
- 1.15 « *Tarifs et conditions* » signifie le document intitulé « Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec » approuvé par la Régie qui précise les tarifs et les conditions auxquels le service de transport de l'électricité est offert par le Transporteur dans la zone de réglage du Québec.
- 1.16 « **Transporteur** » signifie la division Hydro-Québec TransÉnergie.

2. DURÉE

Sous réserve des dispositions prévues aux paragraphes 3.1.3(ii)(b), 3.1.4(i)(b) et à l'article 5, la présente entente est d'une durée de trois (3) ans, débutant le 1^{er} janvier 2012 et se terminant le 31 décembre 2014.

3. PRODUITS ET OBLIGATIONS

3.1 Service de modulation

3.1.1 Le Producteur met à la disposition du Distributeur le *compte de modulation*, tel que défini au paragraphe 3.1.2(i), afin de gérer les *approvisionnements postpatrimoniaux assujettis* (le « *service de modulation* »).

3.1.2 *Compte de modulation*

(i) Aux fins de la présente entente, l'expression « *compte de modulation* » signifie le compte dans lequel, sur une base horaire, sont ajoutées les quantités d'énergie correspondant à la production réelle des *approvisionnements postpatrimoniaux assujettis* (« *ajouts* ») et sont retirées les quantités d'énergie indiquées au programme journalier final de retraits prévu au paragraphe 3.1.3(iii) (« *retraits* »).

(ii) Calcul du solde du *compte de modulation*

Au 1^{er} janvier de chaque année, le solde du *compte de modulation* débute avec une valeur nulle. Ensuite, sur une base horaire, le solde du *compte de modulation* est calculé en ajustant le solde de l'heure précédente en fonction des *ajouts* et des *retraits* de l'heure courante.

Le Distributeur doit utiliser, de façon raisonnable, tous les moyens à sa disposition pour éviter un solde négatif du *compte de modulation* à la fin de la dernière heure du 31 décembre de chaque année. Dans le cas où le solde du *compte de modulation* serait négatif, le Distributeur doit compenser le Producteur pour cet écart au prix de 91,54 \$CAN/MWh pour l'année 2012 tel qu'établi dans l'*entente cadre*, lequel prix sera indexé de 2,5 % le 1^{er} janvier de chaque année subséquente.

Dans le cas où le solde de fin d'année du *compte de modulation* est positif, le Producteur achète du Distributeur la totalité de l'énergie accumulée selon la formule de prix ci-dessous, étant entendu que le prix applicable à chaque MWh ne doit pas être inférieur au prix de l'électricité patrimoniale alors en vigueur (le « *prix plancher* »), auquel cas le prix applicable sera le *prix plancher* :

- (a) Pour le premier TWh d'énergie accumulée, le prix par MWh correspond :
- I) à la moyenne des prix Day-Ahead LBMP au point « HQ_GEN_IMPORT » (PTID 323601), publiés par le NYISO, ou tout successeur, calculée pour l'année qui vient de se terminer, moins
 - II) 5 \$US/MWh
- (le « **Prix du 1^{er} TWh** »).
- (b) Pour toute quantité d'énergie accumulée au-delà du premier TWh, le prix par MWh correspond :
- I) Au Prix du 1^{er} TWh moins 1 \$US/MWh par TWh additionnel d'énergie accumulée.
- À titre d'exemple, s'il y a 2,5 TWh d'énergie accumulée, le prix du second TWh sera le Prix du 1^{er} TWh moins 1 \$US/MWh et le prix du 0,5 TWh restant sera le Prix du 1^{er} TWh moins 2 \$ US/MWh.
- (c) Les prix en dollars américains (\$US) calculés au présent paragraphe doivent être convertis en dollars canadiens (\$CAN) conformément aux dispositions prévues au paragraphe 4.3.

3.1.3 Programmation des *retraits*

(i) *Valeur horaire garantie*

Le Producteur garantit au Distributeur une quantité maximale horaire en MW applicable aux *retraits* laquelle est calculée en utilisant les formules présentées ci-dessous (la « *valeur horaire garantie* »).

Pour les mois de janvier, février, mars et décembre :

$$\text{VHG} = (0,45 \times \text{PÉ}) + (0,40 \times \text{PPCH}) + (0,90 \times \text{PCCB})$$

Pour les autres mois de l'année :

$$\text{VHG} = (0,30 \times \text{PÉ}) + (0,40 \times \text{PPCH}) + (0,90 \times \text{PCCB})$$

où :

VHG = *valeur horaire garantie*

PÉ = puissance installée des *contrats éoliens* en service commercial

PPCH = puissance installée des *contrats hydro* en service commercial

PCCB = puissance installée des *contrats biomasse* en service commercial

Nonobstant ce qui précède, dans le cas où un ou plusieurs parcs éoliens visés par les *contrats éoliens* deviennent indisponibles pour des raisons fortuites pendant plus de 30 jours, la *valeur horaire garantie* sera calculée en soustrayant de la puissance installée des *contrats éoliens* en service commercial, la puissance des parcs éoliens indisponibles.

(ii) Programme mensuel

- (a) Le cinquième (5^e) jour ouvrable avant la fin de chaque mois, le Distributeur soumet au Producteur un programme sommaire des *retraits* prévus pour chaque mois non écoulé de l'année. À partir du mois d'octobre, les mois couverts par ce programme doivent également inclure les trois premiers mois de l'année qui suit. Ce programme sommaire doit inclure une prévision (i) de la valeur maximale que pourraient atteindre les *retraits* horaires programmés, et (ii) des volumes d'énergie mensuels, selon un scénario à conditions climatiques normales.
- (b) Nonobstant les dispositions prévues au paragraphe (a), dans les cinq (5) jours suivant l'approbation de la présente entente par la *Régie*, le Distributeur soumet au Producteur un programme sommaire des *retraits* prévus pour les trois premiers mois de l'année 2012.

(iii) *Besoins réguliers du Distributeur* et Programme journalier

(a) *Besoins réguliers du Distributeur*

Le Distributeur prendra toutes les dispositions nécessaires afin que le Transporteur transmette au Producteur, lors des mois de décembre, janvier, février et mars, les *besoins réguliers du Distributeur* en même temps qu'il

les transmet au Distributeur, soit, en date des présentes, à toutes les 20 minutes approximativement.

(b) Programme journalier

Tous les jours, avant 16h00, le Distributeur doit soumettre au Producteur un programme journalier spécifiant les *retraits* qu'il souhaite effectuer au *compte de modulation* pour chacune des heures du surlendemain.

Le Distributeur peut, nonobstant les dispositions prévues au paragraphe (i), demander des *retraits* excédant la *valeur horaire garantie* :

- I) lorsque, pour une heure donnée, la prévision des *besoins réguliers du Distributeur* est inférieure à 32 000 MW ou, dans le cas de la présence d'une contrainte de transport, à la quantité révisée conformément aux dispositions prévues ci-dessous. Dans ce cas, le Producteur doit accorder les *retraits* demandés par le Distributeur;
- II) lorsque, pour une heure donnée, la prévision des *besoins réguliers du Distributeur* est égale ou supérieure à 32 000 MW ou, dans le cas de la présence d'une contrainte de transport, à la quantité révisée conformément aux dispositions prévues ci-dessous. Dans ce cas, le Producteur peut refuser en totalité ou en partie les *retraits* demandés excédant la *valeur horaire garantie*.

Dans le cas où il y a présence d'une contrainte de transport sur le réseau du Transporteur et que cette contrainte a un impact sur l'acheminement optimal de l'énergie associée aux 32 000 MW, la quantité maximale de *besoins réguliers du Distributeur* de 32 000 MW, considérée aux fins de l'application des paragraphes I) et II), sera réduite de l'équivalent de l'impact de la contrainte de transport sur la puissance du Producteur qui ne peut être acheminée sur le réseau du Transporteur.

Tous les jours, le Producteur devra confirmer le programme journalier final, au plus tard à 9h00 le matin le jour précédant le début de la journée de livraison. Aux fins de l'application des dispositions des paragraphes I) et II), le Producteur devra considérer la dernière information disponible quant aux contraintes de transport, ainsi que la dernière prévision des *besoins réguliers du Distributeur*

transmise par le Transporteur avant 8h00 le matin, le jour précédant le début de la journée de livraison.

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

3.1.4 Prévion des *ajouts*

(i) Prévion fournie mensuellement

- (a) Le cinquième (5^e) jour ouvrable avant la fin de chaque mois, le Distributeur présente au Producteur une prévion sommaire des *ajouts* prévus pour chaque mois non écoulé de l'année. À partir du mois d'octobre, les mois couverts par ce programme doivent également inclure les trois premiers mois de l'année qui suit. Cette prévion sommaire doit inclure une prévion (i) des volumes d'énergie mensuels, selon un scénario moyen, et (ii) de la quantité de puissance installée des *approvisionnements postpatrimoniaux assujettis* en service commercial pour chacun des mois.
- (b) Nonobstant les dispositions prévues au paragraphe (a), dans les cinq (5) jours suivant l'approbation de la présente entente par la *Régie*, le Distributeur présente au Producteur une prévion sommaire des *ajouts* prévus pour les trois premiers mois de l'année 2012.

(ii) Prévions horaires

(a) *Contrats éoliens*

Tous les jours, à chaque heure, le Distributeur doit soumettre au Producteur une prévion des *ajouts* reliés aux *contrats éoliens* pour chacune des heures contenues à l'intérieur d'un horizon minimal des 38 prochaines heures.

Le Distributeur déploiera tous les efforts raisonnables afin de fournir au Producteur une prévion horaire des *ajouts* reliés aux *contrats éoliens* sur l'horizon des cinq prochaines journées.

(b) *Contrats biomasse et contrats hydro*

Tous les jours pour 10h00 le matin, le Distributeur doit intégrer à son programme prévu au paragraphe (a) les *ajouts* reliés aux *contrats biomasse et aux contrats hydro*.

3.1.5 Méthode de calcul et prix du *service de modulation*

(i) Méthode de calcul :

Le nombre de MWh modulés (l'« *énergie modulée* ») est déterminé de la façon suivante :

(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 le Distributeur au Producteur pour le *service de modulation* est de 7 \$CAN/MWh d'*énergie modulée*.

3.2 *Puissance complémentaire*

3.2.1 *Service de puissance complémentaire*

Pendant la durée de la présente entente, le Producteur fournit au Distributeur une quantité de puissance complémentaire équivalant à 15 % de la puissance installée des *contrats éoliens* en service commercial, lors des mois de janvier, février, mars et décembre (la « *puissance complémentaire* »). Dans le cas où la mise en service commerciale d'un parc éolien prévu dans un *contrat éolien* survient au cours de l'année, la puissance de ce parc sera incluse dans le calcul de la *puissance complémentaire* dès la mise en service commerciale de ce parc éolien.

3.2.2 *Prix de la puissance complémentaire*

Pour chacun des mois où une quantité de *puissance complémentaire* est fournie en vertu des dispositions prévues au paragraphe 3.2.1, le Distributeur doit payer au Producteur un montant équivalent à la quantité de *puissance complémentaire* multiplié par le prix « P », converti en dollars canadiens (\$CAN) conformément aux dispositions prévues au paragraphe 4.3, défini comme suit :

P : Prix de la puissance, exprimé en \$US/kW-mois, s'appliquant au mois visé et correspondant au plus élevé entre :

- (i) 2 \$US, et
- (ii) le résultat du dernier encaissement mensuel de puissance (« UCAP ») pour le « New York – Rest of State », pour le mois visé, tel que compilé par le NYISO – « NYISO Monthly Auction » et publié à l'adresse http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc_view_monthly_detail.do – ou l'équivalent si des modifications sont apportées aux règles du NYISO.

3.3 Transport et services complémentaires

3.3.1 Service de transport

Le Distributeur est responsable d'obtenir du Transporteur le service de transport requis pour assurer que la production des *approvisionnements postpatrimoniaux assujettis* puisse être acheminée vers les marchés québécois, particulièrement pendant les heures de plus forte charge du réseau du Transporteur.

3.3.2 Services complémentaires

Les Parties conviennent que (i) l'obligation du Producteur envers le Distributeur, à l'égard de la fourniture de services complémentaires, se limite actuellement aux services définis dans l'*entente de services complémentaires*, et (ii) que les services affectés par l'introduction des *approvisionnements postpatrimoniaux assujettis* sont prévus aux paragraphes (i) (ii) (iii) suivants.

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

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

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

réserves d'exploitation actuellement fournis en vertu de l'entente de services complémentaires.

(a) Prix

I) Service de réglage de fréquence

Le prix applicable est établi en considérant le prix applicable à la fourniture du service de réglage de fréquence. La méthode détaillée permettant de calculer le prix applicable au service de réglage de fréquence est plus amplement décrite à l'annexe 2.

II) Service de maintien de réserve tournante

Le prix applicable est établi en considérant le prix applicable à la fourniture du service de maintien de réserve tournante. La méthode détaillée permettant de calculer le prix applicable au service de maintien de réserve tournante est plus amplement décrite à l'annexe 2.

III) Service de maintien de réserve arrêtée

Le prix applicable est établi en considérant le prix applicable à la fourniture du service de maintien de réserve arrêtée. La méthode détaillée permettant de calculer le prix applicable au service de maintien de réserve arrêtée est plus amplement décrite à l'annexe 2.

(ii) Service de réglage de production – suivi de la charge

Le service de réglage de production – suivi de la charge devra être rehaussé par rapport aux niveaux prévus à l'entente de services complémentaires au fur et à mesure que les parcs éoliens visés par les *approvisionnements postpatrimoniaux assujettis* entrent en service commercial et ce, jusqu'à concurrence de 82 MW, lequel 82 MW est attribuable à 3 000 MW de puissance éolienne installée. Le Distributeur devra alors se procurer auprès du Producteur au prix établi au sous-paragraphe (a), la quantité de services calculée en appliquant la formule suivante :

$$\text{RPA} = (\text{PÉ} \div 3\,000) \times 82 \text{ MW}$$

où :

RPA = service de réglage de production – suivi de la charge additionnel requis

PÉ = puissance installée des *contrats éoliens* en service commercial.

(a) Prix

Le prix applicable est établi en considérant le prix applicable à la fourniture du service de réglage de fréquence multiplié par un facteur de 1,5. La méthode détaillée permettant de calculer le prix applicable au service de réglage de fréquence est plus amplement décrite à l'annexe 2.

(iii) Service de provisions pour aléas

Le service de provisions pour aléas devra être rehaussé par rapport aux niveaux prévus à l'*entente de services complémentaires* au fur et à mesure que les parcs éoliens visés par les *approvisionnements postpatrimoniaux assujettis* entrent en service commercial et ce, jusqu'à concurrence de 45 MW, lequel 45 MW est attribuable à 3 000 MW de puissance éolienne installée. Le Distributeur devra alors se procurer auprès du Producteur au prix établi au sous-paragraphe (a), la quantité de services calculée en appliquant la formule suivante :

$$PAAR = (PÉ \div 3\ 000) \times 45\ MW$$

où :

PAAR = provision pour aléas additionnelle requise

PÉ = puissance installée des *contrats éoliens* en service commercial.

(a) Prix

Le prix applicable est établi en considérant le prix applicable à la fourniture du service de maintien de réserve arrêtée. La méthode détaillée permettant de calculer le prix applicable au service de maintien de réserve arrêtée est plus amplement décrite à l'annexe 2.

3.4 Transmission des données relatives à la mise en service commerciale des installations

3.4.1 À tous les trois (3) mois, le Distributeur doit remettre au Producteur un calendrier à jour de toutes les mises en service commerciales prévues des installations visées par les *approvisionnements postpatrimoniaux assujettis* qui ne sont pas encore en service commercial.

3.4.2 Dans les cinq jours suivant la mise en service commerciale d'une installation visée par les *approvisionnements postpatrimoniaux assujettis*, le Distributeur doit en aviser le Producteur.

4. FACTURATION ET PAIEMENT

4.1 Le Producteur facture mensuellement au Distributeur le *service de modulation* conformément aux dispositions prévues au paragraphe 3.1.5. La *puissance complémentaire* est facturée uniquement lors des mois de janvier, février, mars et décembre conformément aux dispositions prévues au paragraphe 3.2.2. Les services complémentaires sont également facturés mensuellement, à raison de un douzième (1/12) du montant annuel facturable, lequel montant est mis à jour de temps à autre conformément aux dispositions prévues au paragraphe 3.3.2. Dans l'éventualité où le Producteur doit racheter au Distributeur le solde de fin d'année au *compte de modulation* conformément aux dispositions prévues au paragraphe 3.1.2(ii), le Producteur sera facturé au plus tard 30 jours après la fin de l'année.

4.2 Le paiement doit être effectué par une écriture de journal au grand livre d'Hydro-Québec.

4.3 Afin de convertir les fonds en dollars américains en dollars canadiens, les Parties utilisent pour la période visée par la facture, la moyenne des taux de change publiés chaque jour à midi par la Banque du Canada pour l'achat de fonds canadiens.

5. RÉSILIATION

5.1 Chaque Partie peut résilier la présente entente si l'autre Partie omet de respecter l'une de ses obligations en vertu des présentes, et que ce défaut se poursuit pendant plus de 30 jours ouvrables suivant la réception par la Partie en défaut d'un avis écrit ;

- 5.2 Chaque Partie peut résilier la présente entente à la fin de chaque année, selon les modalités prévues aux paragraphes 5.2.1 et 5.2.2, si (i) les conditions du marché de l'électricité sont substantiellement modifiées ou si (ii) un impact significatif non anticipé sur l'exploitation du parc de production du Producteur survient.
- 5.2.1 Afin de se prévaloir de son droit de résiliation en vertu du paragraphe 5.2, la Partie doit transmettre à l'autre Partie un préavis écrit le ou avant le 1^{er} septembre de l'année de résiliation, lequel préavis doit spécifier les motifs de résiliation. Pour plus de certitude, la Partie qui désire résilier l'entente en vertu des présentes doit envoyer le préavis le ou avant le 1^{er} septembre 2012 pour une résiliation le 31 décembre 2012.
- 5.2.2 Dans les 10 jours ouvrables suivant la réception du préavis décrit au paragraphe 5.2.1, la Partie qui le reçoit doit se déclarer satisfaite des motifs invoqués par l'autre Partie, à défaut de quoi l'entente ne peut être résiliée.

6. FORCE MAJEURE

- 6.1 Pour les fins de la présente entente, l'expression "force majeure" signifie tout événement extérieur, imprévisible, irrésistible et indépendant de la volonté d'une Partie, qui retarde, interrompt ou empêche l'exécution totale ou partielle par cette Partie de toutes ou partie de ses obligations en vertu des présentes. Sans restreindre la portée de ce qui précède, l'un ou l'autre des événements suivants constitue un cas de force majeure : guerre, émeute, vandalisme, rébellion, épidémie, foudre, tremblement de terre, orage, verglas, grève, inondation, incendie, explosion.
- 6.2 La Partie affectée par un cas de force majeure doit en donner avis sans délai à l'autre Partie et indiquer dans cet avis, le plus précisément possible, l'effet de cette force majeure sur sa capacité d'exécuter ses obligations conformément à la présente entente.
- 6.3 La Partie affectée par un cas de force majeure voit ses obligations suspendues dans la mesure où elle est dans l'incapacité d'agir seulement et en autant qu'elle agisse avec diligence afin d'éliminer ou de corriger les effets de cette force majeure. Le règlement d'une grève est laissé à l'entière discrétion de la partie qui fait face à cette difficulté. La force majeure est toutefois sans effet sur l'obligation de payer une somme d'argent qui est due.
- 6.4 La Partie qui reçoit un avis de force majeure voit également ses obligations suspendues tant et aussi longtemps que les obligations de la Partie affectée sont suspendues. La force majeure est toutefois sans effet sur l'obligation de payer une somme d'argent qui est due.

6.5 Sous réserve de l'avis prévu au paragraphe 6.2, l'inexécution d'une obligation en raison d'un cas de force majeure ne constitue pas un cas de défaut en vertu des présentes et n'entraîne pas de dommages-intérêts, ni de recours en exécution de l'obligation même ou de quelque autre nature que ce soit.

7. RÈGLEMENT DE DIFFÉRENDS

Tout conflit ou toute dispute en rapport avec la présente entente qui ne peut être résolu par les représentants de chacune des Parties devra faire l'objet d'une rencontre entre le président de chacune des Parties.

8. AVIS

8.1 Tout avis ou autre communication qui doit être donné ou fait en vertu de la présente entente ou qu'une Partie désire donner à l'autre Partie doit, sauf si autrement spécifié, être donné par écrit et sera correctement remis s'il est livré en main propre, par courrier électronique ou par télécopieur, aux adresses et représentants suivants:

i) Quant au Producteur:

HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION
75, boulevard René-Lévesque ouest
17^e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4

À l'attention du Chef Ententes commerciales

ii) Quant au Distributeur:

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
75, boulevard René-Lévesque ouest
22^e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4

À l'attention du Directeur Approvisionnement en électricité

8.2 Tout avis ou autre communication expédié conformément au paragraphe 8.1 est réputé avoir été reçu par son destinataire au moment de sa livraison, s'il est livré en main propre, le jour ouvrable suivant son envoi, s'il est transmis par courrier électronique ou par télécopieur.

- 8.3 Si l'un des modes de livraison prévus aux présentes est interrompu, les Parties doivent utiliser tout autre mode de livraison propre à assurer que tout document soit livré au destinataire dans les meilleurs délais possibles.
- 8.4 Chaque Partie peut aviser l'autre de tout changement de représentant ou de coordonnées aux fins des présentes en lui faisant parvenir un avis à cet effet de la manière prévue aux présentes.

9. DISPOSITIONS DIVERSES

- 9.1 Les dispositions des présentes sont régies par les lois en vigueur dans la province de Québec.
- 9.2 Tous les délais prévus aux présentes sont de rigueur et lorsque dans le calcul d'un délai, le dernier jour est un samedi, un dimanche ou un jour férié, le délai n'expire qu'au premier jour ouvrable qui suit.
- 9.3 Le terme « mois » désigne un mois de calendrier et le terme « année » désigne une année civile.
- 9.4 Les dispositions des présentes lient les Parties et, solidairement entre eux, leurs successeurs, cessionnaires autorisés, représentants légaux et ayants cause.
- 9.5 Toute modification ou renonciation à une disposition quelconque des présentes doit être constatée par écrit et signée par chacune des Parties.
- 9.6 Tout défaut par une Partie d'exiger de l'autre Partie qu'elle se conforme à l'une ou l'autre des dispositions de la présente entente n'affecte d'aucune façon son droit d'exiger subséquemment que celle-ci s'y conforme.
- 9.7 La présente entente annule et remplace toute autre entente verbale ou écrite entre les Parties relative en tout ou en partie à l'objet des présentes.
- 9.8 Advenant que la totalité ou une partie importante de l'une quelconque des dispositions aux présentes soit jugée invalide pour quelque raison que ce soit, cela n'affectera aucunement la validité des autres dispositions de l'entente.
- 9.9 Les titres des articles et paragraphes ne sont insérés que pour faciliter la lecture et ne doivent pas servir à leur interprétation.
- 9.10 Le préambule et les annexes font partie intégrante de la présente entente.


10. APPROBATION PAR LA RÉGIE

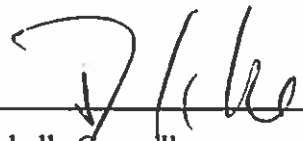
La présente entente est conclue sous réserve de son approbation par la *Régie*.

EN FOI DE QUOI, les Parties ont dûment signé la présente entente à la date et au lieu indiqués en premier lieu ci-dessus.

HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION,
une division d'Hydro-Québec

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION,
une division d'Hydro-Québec

Par : 
Richard Cacchione
Président

Par : 
Isabelle Courville
Présidente

ANNEXE 1

Liste des contrats visés par les *approvisionnements postpatrimoniaux assujettis*

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Type de production	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date de début des livraisons (Réels ou anticipés)
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Parc Baie-des-Sables)	Éolien	Baie-des-Sables / Métiis-sur-Mer	109,5	22 novembre 2006
Kruger Énergie Inc. (Centrale de cogénération de Kruger Dromptonville)	Biomasse	Sherbrooke	16 à 19, selon le mois	1 ^{er} juillet 2007
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Parc de l'Anse-à-Valleau)	Éolien	Gaspé	100,5	10 novembre 2007
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Parc de Carleton)	Éolien	Carleton-St-Omer	109,5	22 novembre 2008
Tembec Inc. (Centrale de cogénération de Tembec Témiscamingue)	Biomasse	Témiscamingue	8,1	15 décembre 2008
Éoliennes St-Ulric St-Léandre SEC (Parc éolien St-Ulric St-Léandre)	Éolien	St-Ulric / St-Léandre	127,5 22,5	20 novembre 2009 (1 ^{er} décembre 2011)
Société d'énergie de la Rivière Franquelin Inc. (Centrale hydroélectrique des chutes à Thompson)	Hydroélectricité	Franquelin	9,9	22 décembre 2010
Ville de Saguenay (Centrale hydroélectrique Chute-Garneau)	Hydroélectricité	Saguenay	5,3	9 mars 2011
Ville de Saguenay (Centrale hydroélectrique Pont-Arnaud)	Hydroélectricité	Saguenay	8,0	22 mars 2011
Éoliennes Mont-Louis SEC (Parc Mont-Louis)	Éolien	Mont-Louis	100,5	(1 ^{er} décembre 2011)
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Parc de Montagne sèche)	Éolien	MRC La Côte-de-Gaspé	58,5	(1 ^{er} décembre 2011)
Énergie éolienne Le Plateau SEC (Parc Le Plateau)	Éolien	MRC d'Avignon	138,6	(1 ^{er} décembre 2011)
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Parc de Gros-Morne)	Éolien	Mont-Louis MRC de la Haute-Gaspésie	100,5 111,0	(1 ^{er} décembre 2011) (1 ^{er} décembre 2012)
EDF Énergie nouvelle (Parc de St-Robert-Bellarmin)	Éolien	St-Robert-Bellarmin	80,0	(1 ^{er} juin 2012)
Municipalité de Shannon Centrale St-Gabriel	Hydroélectricité	Shannon	3,3	(15 octobre 2012)
Municipalité d'Aumond (Moulin-des-Pères)	Hydroélectricité	Aumond	0,5	(1 ^{er} novembre 2012)
Éoliennes de L'Érable (Parc de L'Érable)	Éolien	MRC de L'Érable	100,0	(1 ^{er} décembre 2012)
Kruger Énergie Montérégie SEC (Parc Montérégie)	Éolien	St-Rémi	100,0	(1 ^{er} décembre 2012)
EDF Énergie nouvelle (Parc Massif du Sud)	Éolien	MRC Les-Étchemins MRC Bellechasse	150,0	(1 ^{er} décembre 2012)

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Type de production	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date de début des livraisons (Réelle ou anticipée)
Venterra NRG Inc. (Parc New Richmond)	Éolien	MRC Bonaventure	66,0	(1 ^{er} décembre 2012)
Venterra NRG Inc. (Parc St-Valentin)	Éolien	MRC Le Haut-Richelieu	50,0	(1 ^{er} décembre 2012)
EBI Énergie Inc. (Centrale de cogénération au Biogaz de Saint-Thomas)	Biomasse	Saint-Thomas	9,4	(1 ^{er} décembre 2012)
Fortress Specialty Cellulose Inc. (Centrale de cogénération de Thurso)	Biomasse	Thurso	18,8	(1 ^{er} décembre 2012)
Innoventé Inc. (Centrale de Saint-Patrice-de-Beaurivage)	Biomasse	Saint-Patrice-de-Beaurivage	4,6	(1 ^{er} décembre 2012)
Fibrex S.E.N.C. (Québec-Énergie 2012)	Biomasse	St-Félicien	9,5	(1 ^{er} décembre 2012)
Terreau Biogaz Inc. (Centrale de cogénération de la Haute-Yamaska – Roland Thibault)	Biomasse	Sainte-Cécile-de-Milton	3,0	(1 ^{er} décembre 2012)
WM Québec Inc. (Cogénération biogaz Saint-Nicéphore)	Biomasse	Saint-Nicéphore	7,6	(1 ^{er} décembre 2012)
EDF Énergie nouvelle (Parc du Lac-Alfred)	Éolien	St-Irène/St-Cléophas/ St-Zénon/La Rédemption/ MRC de la Mitis	150,0 150,0	(1 ^{er} décembre 2012) (1 ^{er} décembre 2013)
Municipalité de Ste-Ursule (Parc Chutes Ste-Ursule)	Hydroélectricité	Ste-Ursule	1,8	(1 ^{er} avril 2013)
Énergie éolienne Des Moulins S.E.C. (Parc des Moulins)	Éolien	MRC de l'Amiante	156,0	(1 ^{er} juin 2013)
Société d'Énergie Rivière Sheldrake (Aménagement hydroélectrique de la Courbe du Sault, rivière Sheldrake)	Hydroélectricité	Rivière-au-Tonnerre	25,0	(1 ^{er} avril 2013)
Société de l'énergie communautaire du Lac Saint-Jean (Centrale Val-Jalbert)	Hydroélectricité	Val-Jalbert	16,0	(1 ^{er} juillet 2013)
Société Hydro-Canyon Saint-Joachim inc. (Hydro Canyon St-Joachim)	Hydroélectricité	St-Joachim	23,2	(1 ^{er} janvier 2013)
Société de l'énergie communautaire du Lac Saint-Jean (Le Cluie - Riv Mistassini)	Hydroélectricité	Mistassini	16,0	(1 ^{er} décembre 2013)
Boralex Inc. / Gaz Métro Éole Inc. (Parc de la Seigneurie de Beauré 2)	Éolien	MRC de la Côte-de-Beauré	132,6	(1 ^{er} décembre 2013)
Boralex Inc. / Gaz Métro Éole Inc. (Parc de la Seigneurie de Beauré 3)	Éolien	MRC de la Côte-de-Beauré	139,3	(1 ^{er} décembre 2013)
Algonquin Power (Parc éolien de St-Damase)	Éolien	MRC La Matapédia	24,0	(1 ^{er} décembre 2013)

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Type de production	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date de début des livraisons (Réelle ou anticipée)
Innergex (Parc éolien de Viger-Denonville)	Éolien	MRC Rivière-du-Loup	24,6	(1 ^{er} décembre 2013)
Énergie éolienne Le Plateau 2 SEC (Parc éolien Le Plateau 2)	Éolien	MRC Avignon	23,0	(1 ^{er} décembre 2013)
Conseil des Innus de Pessamit (Chute du 6 milles)	Hydroélectricité	Côte-Nord	13,2	(1 ^{er} mars 2014)
Conseil des Innus de Pessamit (Chute du 4 milles)	Hydroélectricité	Côte-Nord	5,5	(1 ^{er} mars 2014)
Société en commandite Manouane Sipi (Manouane Sipi)	Hydroélectricité	Mauricie	22,0	(1 ^{er} juillet 2014)
Boralex Inc./ Gaz Métro Éole Inc. (Parc de la Seigneurie de Beaupré 4)	Éolien	MRC de la Côte-de-Beaupré	68,0	(1 ^{er} décembre 2014)
Vents du Kempt Inc. (Parc Vents du Kempt)	Éolien	MRC La Matapédia	100,0	(1 ^{er} décembre 2014)
Témiscouata/Boralex (Parc éolien de Témiscouata)	Éolien	MRC Témiscouata	25,0	(1 ^{er} décembre 2014)
Saint-Philémon LP (Parc éolien de Saint-Philémon)	Éolien	MRC Bellechasse	24,0	(1 ^{er} décembre 2014)
EDF Énergie nouvelle (Parc éolien de La Mitis)	Éolien	MRC La Mitis	24,6	(1 ^{er} décembre 2014)
EDF Énergie nouvelle (Parc éolien de Le Granit)	Éolien	MRC Le Granit	24,6	(1 ^{er} décembre 2014)
EDF Énergie nouvelle (Parc Rivière du Moulin)	Éolien	MRC Fjord-du-Saguenay	150,0	(1 ^{er} décembre 2014)

Cumulatif (décembre 2014) :

<i>Contrats éoliens :</i>	2 740,3 MW
<i>Contrats biomasse :</i>	80 MW
<i>Contrats hydro :</i>	149,7 MW
Total :	2 970 MW

ANNEXE 2

Calcul des montants versés au Producteur pour les quantités additionnelles requises de services complémentaires

La rémunération du Producteur pour la fourniture de services additionnels de réglage de fréquence, de maintien de réserve tournante et de maintien de réserve arrêtée est établie selon les modalités décrites ci-dessous :

1. SERVICE DE RÉGLAGE DE FRÉQUENCE

- Le prix annuel applicable à la fourniture de services additionnels de réglage de fréquence est établi en divisant le coût total annuel de prestation de service utilisé pour déterminer le tarif du service de réglage de fréquence dans les *Tarifs et conditions* par la quantité de services de réglage de fréquence fournie en moyenne sur l'année.

À titre illustratif, le prix annuel s'appliquant à la fourniture de services additionnels de réglage de fréquence pour l'année 2011 est de 13 500 \$/MW et s'établit comme suit :

$$13,5 \text{ M\$}^1 \div 1\,000 \text{ MW}^2 = 13\,500 \text{ \$/MW.}$$

2. SERVICE DE MAINTIEN DE RÉSERVE TOURNANTE

- Le prix annuel applicable à la fourniture de services additionnels de maintien de réserve tournante est établi en divisant le coût total annuel de prestation de service utilisé pour déterminer le tarif de maintien de réserve tournante dans les *Tarifs et conditions* par la quantité de services maintien de réserve tournante requise.

À titre illustratif, le prix annuel s'appliquant à la fourniture de services additionnels de maintien de réserve tournante pour l'année 2011 est de 49 700 \$/MW et s'établit comme suit :

$$49,7 \text{ M\$}^3 \div 1\,000 \text{ MW}^4 = 49\,700 \text{ \$/MW.}$$

3. SERVICE DE MAINTIEN DE RÉSERVE ARRÊTÉE

- Le prix annuel applicable à la fourniture de services additionnels de maintien de réserve arrêtée est établi en divisant le coût total annuel de prestation de service utilisé pour déterminer le tarif de maintien de réserve arrêtée dans les

¹ Dossier R-3738-2010, HQT-12, Document 1, tableau 11.

² La quantité de prestation de services requise s'établit en moyenne à 1 000 MW, soit la moyenne entre les bornes minimale et maximale prévues au paragraphe 3 de l'Annexe A de l'*entente de services complémentaires*.

³ Dossier R-3738-2010, HQT-12, Document 1, tableau 12.

⁴ Dossier R-3549-2004 – Phase 2, HQT-2, Document 1, page 16.

Tarifs et conditions par la quantité de services de maintien de réserve arrêtée requise.

À titre illustratif, le prix annuel s'appliquant à la fourniture de services additionnels de maintien de réserve arrêtée pour l'année 2011 est de 49 600 \$/MW et s'établit comme suit :

$$24,8 \text{ M}\$^5 \div 500 \text{ MW}^6 = 49\,600 \text{ \$/MW.}$$

4. IMPACT DE CHANGEMENTS APPORTÉS AUX *TARIFS ET CONDITIONS*

À compter de la date d'entrée en vigueur des modifications apportées par la Régie aux tarifs ou aux paramètres de calcul des tarifs associés aux services complémentaires et contenus aux annexes 3, 6 et 7 des *Tarifs et conditions* (les « *modifications* »), les *modifications* devront être reflétés dans les prix calculés aux paragraphes 1 à 3 de la présente annexe.

⁵ Dossier R-3738-2010, HQT-12, Document 1, tableau 13.

⁶ Dossier R-3549-2004 – Phase 2, HQT-2, Document 1, page 17.