

# **Commercialisation des services de transport**



---

## Table des matières

<b>1</b>	<b>Contexte</b> .....	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Marchés de l'électricité</b> .....	<b>5</b>
<b>2.1</b>	<b>Marchés hors Québec</b> .....	<b>5</b>
<b>2.2</b>	<b>Marché au Québec</b> .....	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>Services offerts à la clientèle</b> .....	<b>6</b>
<b>3.1</b>	<b>Service de transport pour l'alimentation de la charge locale</b> .....	<b>6</b>
<b>3.2</b>	<b>Service de transport en réseau intégré</b> .....	<b>7</b>
<b>3.3</b>	<b>Services de transport de point à point</b> .....	<b>7</b>
<b>3.4</b>	<b>Services complémentaires</b> .....	<b>8</b>
3.4.1	Services complémentaires pour les services de transport de point à point .....	8
3.4.2	Services complémentaires pour la charge locale .....	9
<b>3.5</b>	<b>Raccordement de centrales</b> .....	<b>9</b>
<b>4</b>	<b>Relations commerciales avec la clientèle</b> .....	<b>10</b>

### Liste des tableaux

Tableau 1	Revenus du service complémentaire de réglage de tension .....	8
Tableau 2	Coûts ou revenus nets et pénalités pour le service de compensation d'écart de réception .....	9



## **1 Contexte**

1 Le Transporteur est responsable de fournir et de commercialiser les services de transport à  
2 l'ensemble de sa clientèle, conformément aux dispositions de la *Loi sur la Régie de l'énergie*  
3 et des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (les « *Tarifs et*  
4 *conditions* ») approuvés par la Régie dans les décisions D-2012-010 et D-2012-069.

5 Le Transporteur propose de poursuivre l'offre de service de transport pour l'alimentation de  
6 la charge locale, le service de transport en réseau intégré et les services de transport de  
7 point à point.

## **2 Marchés de l'électricité**

### **2.1 Marchés hors Québec**

8 Depuis le dépôt de la demande tarifaire 2012 du Transporteur (dossier R-3777-2011), la  
9 Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC») a été active dans plusieurs domaines,  
10 dont ceux mentionnés ci-après.

11 En octobre 2012, la FERC publiait l'ordonnance 1000-B réaffirmant les exigences établies  
12 dans son ordonnance 1000 sur la planification du transport et l'attribution des coûts pour les  
13 transporteurs sous sa juridiction.

14 En janvier 2013, la FERC publiait un énoncé de politique pour clarifier et définir l'attribution  
15 de droits de transport afférents aux nouvelles installations marchandes.

### **2.2 Marché au Québec**

16 Suite à la demande de la Régie dans la décision D-2012-059, le Transporteur fait rapport  
17 sur le projet-pilote de programmation variable aux 15 minutes mis en place à  
18 l'interconnexion MASS en collaboration avec le New York Independent System Operator,  
19 Inc. (« NYISO »). Le projet-pilote s'est échelonné de juillet 2011 à juin 2012 et la  
20 fonctionnalité est demeurée en place par la suite. Elle permet aux clients du Transporteur  
21 actifs dans le marché de New York de programmer des transactions variables aux  
22 15 minutes durant l'heure.

23 Au cours de cette période, la quantité d'énergie pouvant être ainsi programmée a été  
24 haussée graduellement de 100 MW à 400 MW. Le Transporteur et le NYISO n'ont pas  
25 constaté de difficultés ou contraintes quant à la programmation variable durant l'heure à  
26 cette interconnexion.

### **3 Services offerts à la clientèle**

1 Le Transporteur continue d'offrir les services de transport actuellement prévus aux *Tarifs et*  
2 *conditions*, soit le service de transport pour l'alimentation de la charge locale, le service de  
3 transport en réseau intégré et les services de transport de point à point.

4 Par ailleurs, la Régie a rendu les décisions D-2012-010 et D-2012-069 dans le cadre du  
5 dossier R-3669-2008 – Phase 2. Ce dossier portait sur les propositions de modifications du  
6 Transporteur aux *Tarifs et conditions* à la suite des ordonnances 890, 890-A, 890-B, 890-C  
7 et 890-D de la FERC, en tenant compte du contexte québécois.

8 Le Transporteur a pris diverses mesures pour donner suite à ces décisions. Notamment, le  
9 Transporteur applique la méthodologie retenue par la Régie pour le calcul et l'affichage de  
10 la capacité de transfert disponible (« Available Transfer Capability » ou « ATC »). Il a mis en  
11 place le processus comportant des rencontres avec les clients et parties intéressées sur la  
12 planification du réseau de transport. Il offre le service ferme conditionnel, une nouvelle  
13 modalité du service de transport ferme à long terme de point à point. Par ailleurs, les  
14 ressources désignées du Distributeur sont affichées sur le site OASIS et les *Tarifs et*  
15 *conditions* prévoient l'affichage, sur ce site, des désignations de nouvelles ressources et de  
16 suppressions de désignation.

17 Dans le cadre de la présente demande, le Transporteur propose des modifications aux  
18 *Tarifs et conditions* décrites à la pièce HQT-12, Document 4. Celles-ci comprennent, à la  
19 demande de la Régie, des ajustements relatifs à la concordance de la version anglaise avec  
20 la version française. Enfin, le Transporteur continue à suivre l'évolution de l'Open Access  
21 Transmission Tariff (« pro forma OATT ») de la FERC afin d'évaluer les améliorations  
22 applicables au contexte québécois.

#### **3.1 Service de transport pour l'alimentation de la charge locale**

23 Le Transporteur propose de reconduire les modalités prévues à la Partie IV des *Tarifs et*  
24 *conditions* concernant le service de transport pour l'alimentation de la charge locale. Le  
25 Distributeur est l'unique client de ce service de transport.

26 Dans le cadre de ses activités visant à alimenter la charge locale, le Distributeur a effectué  
27 les réservations suivantes depuis le dépôt de la demande tarifaire 2012 (dossier  
28 R-3777-2011) pour des ressources désignées hors réseau :

- 29 • 100 MW pour réception à DEN couvrant la période du 1<sup>er</sup> décembre 2013 au  
30 30 novembre 2017 ;
- 31 • 1 000 MW pour réception à MASS débutant le 2 décembre 2012 et se terminant le  
32 1<sup>er</sup> décembre 2014.

1 Afin d'assurer le service de transport pour l'alimentation de la charge locale, le Transporteur  
2 note que l'approvisionnement en électricité continue d'être effectué à partir de diverses  
3 sources d'énergie renouvelables. En décembre 2011, le Distributeur lançait un programme  
4 d'achat d'électricité produite par cogénération à base de biomasse forestière. En mai 2013,  
5 le gouvernement du Québec annonçait, par voie de communiqué, la poursuite du  
6 développement de l'industrie éolienne avec l'attribution de 800 MW pour de  
7 nouveaux projets.

### **3.2 Service de transport en réseau intégré**

8 Le Transporteur propose de reconduire les modalités prévues à la Partie III des *Tarifs et*  
9 *conditions* concernant le service de transport en réseau intégré. Il est à noter qu'aucun client  
10 n'a manifesté au Transporteur l'intention d'utiliser ce service dans les prochaines années.

### **3.3 Services de transport de point à point**

11 Le Transporteur propose de reconduire les modalités prévues à la Partie II des *Tarifs et*  
12 *conditions* concernant les services de transport de point à point.

13 Actuellement, 27 clients ont au moins une convention de service de transport de point à  
14 point en vigueur. Les conventions de service précisent la nature des services retenus par  
15 les clients conformément aux dispositions des *Tarifs et conditions*.

16 Depuis le dépôt de la demande tarifaire 2012 (dossier R-3777-2011), le Transporteur a  
17 signé les conventions de service de transport ferme de point à point suivantes :

- 18 • Une convention de 225 MW avec le Producteur pour livraison à HIGH couvrant la  
19 période du 31 octobre 2014, ou la date à laquelle la construction d'ajouts au réseau  
20 est terminée, au 30 octobre 2022 ;
- 21 • Une convention de 17 MW avec Énergie Brookfield Marketing s.e.c. pour livraison à  
22 NE couvrant la période du 1<sup>er</sup> avril 2013 au 1<sup>er</sup> avril 2018 ;
- 23 • Une convention de 43 MW avec Énergie Brookfield Marketing s.e.c. pour livraison à  
24 NE couvrant la période du 1<sup>er</sup> avril 2013 au 1<sup>er</sup> avril 2018 ;
- 25 • Une convention de 100 MW avec Énergie Brookfield Marketing s.e.c. pour livraison  
26 à NE couvrant la période du 1<sup>er</sup> novembre 2011 au 1<sup>er</sup> novembre 2013 ;
- 27 • Une convention de 100 MW avec Énergie Brookfield Marketing s.e.c. pour livraison  
28 à NE couvrant la période du 1<sup>er</sup> novembre 2012 au 1<sup>er</sup> novembre 2017 ;
- 29 • Une convention de 100 MW avec Énergie Brookfield Marketing s.e.c. pour livraison  
30 à NE couvrant la période du 1<sup>er</sup> novembre 2013 au 1<sup>er</sup> novembre 2018 ;
- 31 • Une convention de 100 MW avec Newfoundland and Labrador Hydro pour livraison  
32 à MASS couvrant la période du 1<sup>er</sup> avril 2014 au 31 mars 2024 ;
- 33 • Trois conventions de 50 MW chacune avec Newfoundland and Labrador Hydro  
34 pour livraison à MASS couvrant la période du 1<sup>er</sup> avril 2014 au 31 mars 2024.

### 3.4 Services complémentaires

#### 3.4.1 Services complémentaires pour les services de transport de point à point

- 1 Tel qu'indiqué aux annexes 1 à 7 des *Tarifs et conditions*, le Transporteur offre des services  
2 complémentaires aux clients des services de transport de point à point.
- 3 Les clients des services de transport de point à point doivent obligatoirement obtenir les  
4 services de gestion du réseau et de réglage de tension qui sont offerts par le Transporteur.
- 5 Suite aux décisions D-2006-66 et D-2006-85, le Transporteur offre aux clients qui alimentent  
6 une charge dans sa zone de réglage les services de réglage de fréquence, compensation  
7 d'écart de réception, compensation d'écart de livraison, réserve d'exploitation – service de  
8 maintien de réserve tournante et réserve d'exploitation – service de maintien de réserve  
9 arrêtée. Suite aux décisions D-2012-010 et D-2012-069, le service de compensation d'écart  
10 de réception est également offert aux clients dont le service de transport vise une charge  
11 située dans une zone de réglage autre que celle du Transporteur.
- 12 Historiquement, le service complémentaire de réglage de tension constituait le seul service  
13 complémentaire pour lequel des montants étaient facturés à la clientèle des services de  
14 transport de point à point. Les revenus du service complémentaire de réglage de tension  
15 pour les années 2011 et 2012 et pour les premiers mois de 2013 sont présentés au  
16 tableau 1.

**Tableau 1**  
**Revenus du service complémentaire de réglage de tension**

Année	HQ Production (k\$)	Autres clients (k\$)
2011 (janv.-déc.)	1 372,2	192,6
2012 (janv.-déc.)	1 398,5	198,0
2013 (janv.-mai)	565,8	86,6

- 17 Les revenus perçus par le Transporteur pour le service complémentaire de réglage de  
18 tension sont remis au Producteur qui est le seul fournisseur du service.
- 19 En conformité avec la décision D-2012-010 de la Régie, le Transporteur facture des  
20 pénalités sur le service complémentaire de réglage de tension lorsque la quantité de service  
21 de transport programmée par un client est supérieure à la quantité qu'il a réservée. Le  
22 traitement des montants comptabilisés à cet égard, d'environ 5 k\$, est proposé à la pièce  
23 HQT-4, Document 2.



1 Les nouvelles modalités des services de compensation d'écart de réception et de livraison  
2 sont entrées en vigueur le 14 décembre 2012. Cependant, seul le service de compensation  
3 d'écart de réception a été facturé à la clientèle à ce jour. Comme aucun client n'utilise le  
4 service de compensation d'écart de livraison, celui-ci n'a donné lieu à aucune facturation.  
5 Les coûts, les revenus ainsi que les pénalités facturés pour le service de compensation  
6 d'écart de réception sont présentés au tableau 2.

7

**Tableau 2**  
**Coûts ou revenus nets et pénalités**  
**pour le service de compensation d'écart de réception**

Année	Coût ou (revenu) net facturé (k\$)	Pénalités (k\$)	Total (k\$)
2012 (déc.)	(2,3)	0,1	(2,2)
2013 (janv.-mars)	31,2	7,4	38,6

8 Conformément à la décision D-2012-010 de la Régie, les pénalités facturées pour ce  
9 service ont été cumulées dans un compte d'écart. Le traitement de ces pénalités est  
10 proposé à la pièce HQT-4, Document 2.

#### **3.4.2 Services complémentaires pour la charge locale**

11 Les services complémentaires associés à l'alimentation de la charge locale sont décrits à  
12 l'annexe 8 des *Tarifs et conditions*.

13 Le Transporteur ne propose aucune modification à ces services.

#### **3.5 Raccordement de centrales**

14 Les ententes suivantes visant le raccordement de centrales et l'ajout de puissance de  
15 centrales existantes ont été signées depuis le dépôt de la demande tarifaire 2012  
16 (dossier R-3777-2011) :

- 17 • Société d'énergie Rivière Shelldrake Inc. – Centrale de la Courbe-du-Sault – Rivière  
18 Shelldrake, signée le 5 août 2011 ;
- 19 • Éolienne Côte-de-Beaupré S.E.C. – Parc éolien MRC de La Côte-de-Beaupré,  
20 signée le 25 octobre 2011 ;
- 21 • FIBREK S.E.N.C. – Centrale Fibrek, signée le 27 avril 2012 ;
- 22 • Parc éolien communautaire Viger-Denonville S.E.C. – Parc éolien Viger-Denonville,  
23 signée le 18 mai 2012 ;
- 24 • PF Résolu Canada Inc. – Centrale de Dolbeau, signée le 23 août 2012 ;

- 1 • FIBREK S.E.N.C. – Centrale Fibrek (G4), signée le 30 octobre 2012 ;
- 2 • Éoliennes Témiscouata S.E.C. – Parc éolien Témiscouata, signée le
- 3 22 novembre 2012 ;
- 4 • Énergie éolienne Vents du Kempt, S.E.C. – Parc éolien Vents du Kempt, signée le
- 5 20 décembre 2012 ;
- 6 • Fortress Specialty Cellulose Inc., Centrale de Thurso, signée le 31 janvier 2013 ;
- 7 • Boralex, Parc éolien Témiscouata II, signée le 13 mai 2013 ;
- 8 • Société en Commandite Fleur de Lis Éoliennes Saint-Damase, Parc éolien de
- 9 Saint-Damase, signée 25 juin 2013 ;
- 10 • Parc éolien Saint-Philémon S.E.C., Parc éolien Saint-Philémon, signée le
- 11 22 juillet 2013.

12 L'amendement suivant concernant la puissance installée a été signé :

- 13 • Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3, Société en nom collectif – Parcs
- 14 éoliens Seigneurie de Beaupré 2 et 3, amendement signé le 17 août 2012 et
- 15 modifiant la puissance installée de 271,9 à 271,8 MW.

#### **4 Relations commerciales avec la clientèle**

16 Les rencontres du Transporteur avec ses clients et ses sondages auprès d'eux lui

17 permettent d'identifier leurs attentes et d'évaluer leur satisfaction.

18 Depuis la demande tarifaire R-3777-2011, la clientèle a proposé des améliorations au site

19 OASIS du Transporteur et ce dernier en tiendra compte dans ses communications avec le

20 fournisseur du service.

21 Au printemps 2013, le Transporteur a procédé à une refonte de la documentation accessible

22 sur son site OASIS, de façon à faciliter la recherche. Plus de détails sur la satisfaction de

23 la clientèle à l'égard du Transporteur figurent à la pièce HQT-3, Document 2, de la

24 présente demande.