

Commercialisation des services de transport

Table des matières

1	Contexte	5
2	Marchés de l'électricité.....	5
2.1	Marchés hors Québec.....	5
2.2	Marché québécois.....	6
2.3	Services offerts à la clientèle	6
2.4	Service de transport pour l'alimentation de la charge locale.....	6
2.5	Service de transport en réseau intégré.....	6
2.6	Services de transport de point à point.....	7
2.7	Services complémentaires.....	7
2.7.1	Services complémentaires pour les services de transport de point à point	7
2.7.2	Services complémentaires pour la charge locale	8
2.8	Raccordement de centrales	8
3	Relations commerciales avec la clientèle.....	9

Liste des tableaux

Tableau 1	Revenus du service complémentaire de réglage de tension	7
Tableau 2	Pénalités du service complémentaire de réglage de tension	8
Tableau 3	Coûts ou revenus nets et pénalités pour le service de compensation d'écart de réception	8

1 Contexte

1 Le Transporteur a la responsabilité de fournir et de commercialiser des services de transport
2 auprès de l'ensemble de sa clientèle, conformément aux dispositions de la *Loi sur la Régie*
3 *de l'énergie* et des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*
4 (les « *Tarifs et conditions* ») approuvés par la Régie dans les décisions D-2015-017
5 et D-2015-031.

2 Marchés de l'électricité

2.1 Marchés hors Québec

6 Compte tenu du contexte dans lequel évolue le Transporteur, celui-ci suit le développement
7 de la réglementation à l'extérieur du Québec. Le Transporteur tient compte de ces
8 développements et peut, lorsqu'il le juge pertinent et souhaitable, proposer des
9 modifications à ses *Tarifs et conditions* ou à ses pratiques d'affaires s'inspirant de ces
10 développements. Le Transporteur présente ici l'activité réglementaire commerciale hors
11 Québec qui a retenu son attention depuis le dépôt de la demande tarifaire 2015.

12 En septembre 2014, la Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC ») publiait
13 l'ordonnance 676-H visant à incorporer par référence dans l'Open Access Transmission
14 Tarif (« OATT ») la dernière version (version 003) des règles du North American Energy
15 Standards Board (le « NAESB »). La FERC rend l'adoption de ces règles obligatoires pour
16 les transporteurs sous sa juridiction. Ces règles incorporent les règles approuvées par la
17 FERC dans la série d'ordonnances 890. Le Transporteur tient compte des règles du NAESB
18 dans ses pratiques d'affaires, tel qu'il est indiqué dans son Guide des pratiques d'affaires. Il
19 offre également, sur son site OASIS, un lien avec le site Internet du NAESB.

20 Depuis le mois d'août 2014, le Transporteur note que plusieurs ISO/RTO, dont le NYISO
21 (New York) et ISO-NE (Nouvelle Angleterre), ont reçu des approbations de la FERC suite au
22 dépôt des révisions applicables à leur Open Access Transmission Tariff (OATT) dans le
23 cadre de l'ordonnance 1000 de la FERC. Le Transporteur n'envisage pas d'apporter des
24 modifications à ses *Tarifs et conditions* suite à ces dépôts.

25 Le Transporteur note également que de la programmation aux 15 minutes est réalisée entre
26 le NYISO et PJM et que des transactions similaires seront mises en place entre le NYISO et
27 l'ISO-NE. L'opérateur du réseau ontarien (IESO) a indiqué son intérêt pour des transactions
28 intra-horaires avec le NYISO.

29 Pour sa part, le Transporteur a amorcé des discussions avec le NYISO sur la possibilité de
30 mettre en place une programmation aux cinq minutes au point d'interconnexion MASS mais
31 un projet en ce sens n'a pas encore été arrêté. Aussi, le Transporteur poursuit ses
32 discussions avec les réseaux du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Angleterre pour
33 mettre en place une programmation intrahoraire aux points d'interconnexion NB et NE.

1 Le Transporteur note que l'entreprise Marketing d'énergie HQ inc. et l'IESO ont convenu
2 d'un partage saisonnier d'un maximum de 500 MW de puissance au point d'interconnexion
3 ON à partir du 1^{er} décembre 2015 et jusqu'au 30 septembre 2025 pendant les saisons de
4 pointe respectives des parties. Le Transporteur et l'IESO se sont entendus pour appliquer
5 des processus communs lors de ces échanges. Le partage ne nécessite aucune
6 modification aux *Tarifs et conditions* ou aux pratiques d'affaires.

2.2 Marché québécois

7 Depuis le dépôt de la demande tarifaire 2015 (dossier R-3903-2014), le Transporteur a
8 poursuivi le projet-pilote de vente de réserves 10 minutes sur l'interconnexion ON en
9 collaboration avec l'IESO. Le projet a pris fin au mois de juillet 2015 à la satisfaction des
10 deux opérateurs de réseau. Il a permis de roder le processus d'échanges de réserves et
11 d'adapter les instructions d'opérations s'y appliquant. La limite établie pour la vente de
12 réserves 10 minutes sur l'interconnexion est de 100 MW.

13 Par ailleurs le Transporteur a amorcé un second projet-pilote pour la vente de réserves
14 10 minutes en collaboration avec NB Power. Le projet a débuté à la fin avril 2015 à
15 l'interconnexion NB et la quantité échangée de la zone du Québec vers la zone du
16 Nouveau-Brunswick est de 100 MW. Un avis a été publié sur le site OASIS le 15 avril 2015.
17 Il est prévu que le projet s'échelonne sur le reste de l'année. Le projet-pilote permettra de
18 valider la faisabilité de l'échange fiable de réserves 10 minutes entre le Québec et le
19 Nouveau-Brunswick.

2.3 Services offerts à la clientèle

20 Le Transporteur offre les services de transport prévus aux *Tarifs et conditions*, soit le
21 service de transport pour l'alimentation de la charge locale, le service de transport en
22 réseau intégré et les services de transport de point à point.

2.4 Service de transport pour l'alimentation de la charge locale

23 Le Transporteur offre les services de transport pour l'alimentation de la charge locale
24 suivant les modalités prévues à la Partie IV des *Tarifs et conditions* concernant le service de
25 transport pour l'alimentation de la charge locale.

26 Le Distributeur est l'unique client de ce service de transport.

2.5 Service de transport en réseau intégré

27 Le Transporteur offre le service de transport en réseau intégré suivant les modalités
28 prévues à la Partie III des *Tarifs et conditions* concernant le service de transport en
29 réseau intégré.

30 Il est à noter qu'aucun client n'a manifesté au Transporteur l'intention d'utiliser ce service
31 de transport.

2.6 Services de transport de point à point

1 Le Transporteur offre les services de transport de point à point suivant les modalités
2 prévues à la Partie II des *Tarifs et conditions* concernant les services de transport de point
3 à point.

4 Actuellement, 28 clients ont au moins une convention de service de transport de point à
5 point en vigueur. Les conventions de service précisent la nature des services retenus par
6 les clients conformément aux *Tarifs et conditions*.

7 Depuis le dépôt de la demande tarifaire 2015 (dossier R-3903-2014), le Transporteur a
8 signé la convention de service de transport ferme de point à point suivante :

- 9 • Une convention de 40 MW avec Hydro-Québec Production pour livraison à DEN
10 couvrant la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2017.

2.7 Services complémentaires

2.7.1 Services complémentaires pour les services de transport de point à point

11 Tel qu'indiqué aux annexes 1 à 7 des *Tarifs et conditions*, le Transporteur offre des services
12 complémentaires aux clients des services de transport de point à point.

13 Les clients des services de transport de point à point doivent obligatoirement obtenir du
14 Transporteur les services de gestion du réseau et de réglage de tension offerts par celui-ci.

15 Le Transporteur offre aux clients qui alimentent une charge dans sa zone de réglage les
16 services de réglage de fréquence, compensation d'écart de réception, compensation d'écart
17 de livraison, réserve d'exploitation – service de maintien de réserve tournante et réserve
18 d'exploitation – service de maintien de réserve arrêtée. Le service de compensation d'écart
19 de réception est également offert aux clients dont le service de transport vise une charge
20 située dans une zone de réglage autre que celle du Transporteur. Seuls les services de
21 réglage de tension et d'écart de réception ont fait l'objet de facturation en 2014 et 2015.

22 Les revenus du service complémentaire de réglage de tension pour l'année 2014 et pour les
23 cinq premiers mois de 2015 sont présentés au tableau 1.

Tableau 1
Revenus du service complémentaire de réglage de tension

Année	HQ Production (k\$)	Autres clients (k\$)	Total (k\$)
2014 (janv.-déc.)	1 399	216	1 615
2015 (janv.-mai)	593	96	689

1 Les revenus perçus par le Transporteur pour le service complémentaire de réglage de
2 tension sont remis au Producteur qui est le seul fournisseur du service.

3 En conformité avec la décision D-2012-010 de la Régie, le Transporteur facture des
4 pénalités sur le service complémentaire de réglage de tension lorsque la capacité de
5 service de transport programmée par un client est supérieure à la capacité réservée
6 associée au programme. Les montants de ces pénalités pour l'année 2014 et pour les cinq
7 premiers mois de l'année 2015 sont présentés au tableau 2.

**Tableau 2
Pénalités du service complémentaire de réglage de tension**

Année	HQ Production (k\$)	Autres clients (k\$)	Total (k\$)
2014 (janv.-déc.)	9	3	12
2015 (janv.-mai)	4	2	6

8 Les coûts, les revenus ainsi que les pénalités facturés pour le service de compensation
9 d'écart de réception sont présentés au tableau 3.

**Tableau 3
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\$)
2014 (janv.-déc.)	(24)	26	2
2015 (janv.-mai)	33	20	53

2.7.2 Services complémentaires pour la charge locale

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

12 Le Transporteur ne propose aucune modification à ces services.

2.8 Raccordement de centrales

13 Les ententes suivantes visant le raccordement de centrales et l'ajout de puissance de
14 centrales existantes ont été signées depuis le dépôt de la demande tarifaire 2015
15 (dossier R-3903-2014) :

- 16 • Énergie éolienne Des Moulins S.E.C. – Parc éolien Le Plateau 3, Des Moulins
17 phase 2 à Le Plateau, signée le 19 août 2014 ;

- 1 • EEN Canada Mont-Rothery S.E.C. – Parc éolien Mont-Rothery, signée le
2 10 octobre 2014 ;
- 3 • Energie Hydroélectrique Ouiatchouan S.E.C. – Centrale Val-Jalbert, signée le
4 18 novembre 2014 ;
- 5 • Société Hydro-Canyon Saint-Joachim Inc. – Centrale Hydro-Canyon, signée le
6 23 février 2015 ;
- 7 • Parc éolien Pierre-De Saurel S.E.C. – Parc éolien communautaire Pierre-De
8 Saurel, signée le 27 avril 2015 ;
- 9 • Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. – Parc éolien Rivière-Nouvelle / Mesgi'g
10 Ugju's'n, signée le 8 mai 2015.

3 Relations commerciales avec la clientèle

11 Les rencontres du Transporteur avec ses clients et ses sondages auprès d'eux lui
12 permettent d'identifier leurs attentes et d'évaluer leur satisfaction.

13 Le résultat des sondages 2014 est présenté à la pièce HQT-3, Document 2. Le
14 Transporteur constate dans l'ensemble une amélioration de la satisfaction. Depuis le dépôt
15 de la dernière demande tarifaire, le Transporteur a poursuivi ses efforts afin de mieux
16 répondre aux besoins de sa clientèle. Au cours des années 2014 et 2015, le Transporteur a
17 entre autres consacré une attention particulière à informer davantage sa clientèle sur ses
18 activités (par ex. : projet-pilote ou événement). Il le fait par le biais d'avis publiés sur le
19 site OASIS.