

Commercialisation des services de transport

Table des matières

1	Contexte	5
2	Marchés de l'électricité.....	5
2.1	Activités réglementaires et commerciales hors Québec.....	5
2.2	Activités commerciales avec les réseaux voisins.....	5
2.3	Activité dans la séquence d'étude d'impact.....	6
2.4	Services offerts à la clientèle	6
2.4.1	Service de transport pour l'alimentation de la charge locale.....	6
2.4.2	Service de transport en réseau intégré.....	6
2.4.3	Services de transport de point à point	7
2.5	Services complémentaires.....	7
2.5.1	Services complémentaires pour la charge locale	7
2.5.2	Services complémentaires pour les services de transport de point à point	7
2.6	Raccordement de centrales	9
3	Relations commerciales avec la clientèle.....	10
Annexe 1	Modifications proposées à l'appendice C des <i>Tarifs et conditions</i>	11

Liste des tableaux

Tableau 1	Revenus du service complémentaire de réglage de tension	8
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* »)¹.

2 Marchés de l'électricité

2.1 Activités réglementaires et commerciales hors Québec

5 Compte tenu du contexte dans lequel il évolue, le Transporteur tient compte des
6 développements de la réglementation à l'extérieur du Québec et propose, lorsqu'il est
7 pertinent de le faire, des modifications à ses *Tarifs et conditions* ou à ses pratiques
8 d'affaires en s'inspirant de ces développements.

9 Depuis l'an dernier, la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») a publié
10 l'ordonnance 845 en avril 2018 pour réviser ses procédures de raccordement de centrales
11 (« *Reform of Large Generator Interconnection Procedures and Agreements* »).

12 Par cette ordonnance, la FERC vise notamment à faciliter le raccordement de nouvelles
13 sources de production associées aux énergies renouvelables, dont notamment les
14 systèmes de stockage d'énergie. Ces améliorations émanent du contexte où plusieurs
15 transporteurs américains sont aux prises avec le traitement de très grands volumes de
16 demandes de raccordement de production, dont plusieurs impliquent l'introduction de
17 nouvelles technologies.

18 Les problématiques identifiées par la FERC dans l'ordonnance précitée ne correspondent
19 pas à la réalité du Transporteur. Toutefois une analyse plus détaillée des mesures
20 préconisées par la FERC et qui seront éventuellement mises en place par les réseaux
21 voisins du Transporteur sera faite. Suite à son analyse, si le Transporteur souhaite bonifier
22 ses pratiques d'affaires ou proposer des modifications à ses *Tarifs et conditions*, il en
23 informera la Régie.

2.2 Activités commerciales avec les réseaux voisins

24 Le Transporteur fait état dans cette section de ses activités commerciales initiées ou en
25 cours de développement avec les réseaux voisins depuis 2017.

26 Pour éviter l'accumulation d'échanges d'énergie involontaire sur le chemin OTTO-HQT à la
27 demande de l'IESO², le 1^{er} novembre 2017 une transaction de passage permanente a été

¹ D-2018-021 et D-2017-035, R-4012-2017.

² R-4012-2017, HQT-10, Document 1, pages 6 et 7.

1 mise en place en Ontario sur le chemin HQT-ON-OTTO-HQT, pour acheminer une quantité
2 de 14 MW à chaque heure afin d'alimenter l'îlot Kipawa à partir des ressources déjà
3 à la disposition d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le
4 « Distributeur ») au Québec. Cette transaction, mise en place pour le Distributeur, permet
5 une meilleure gestion des échanges récurrents d'énergie involontaire sur le chemin
6 OTTO-HQT.

7 Le Transporteur et IESO ont collaboré avec le Distributeur à la rédaction d'une nouvelle
8 instruction commune spécifique afin de permettre à ce dernier de conclure des ententes
9 avec des producteurs situés en Ontario pour lui permettre d'acquérir de la capacité garantie
10 par des sources de production de l'Ontario qui pourrait être importée au Québec. Cette
11 nouvelle instruction commune qui porte sur la programmation et la fourniture de puissance
12 garantie par des ressources situées en Ontario a été signée le 21 décembre 2017 pour une
13 mise en application dès le 1^{er} janvier 2018.

2.3 Activité dans la séquence d'étude d'impact

14 Depuis l'an dernier, le Transporteur a accueilli dans sa séquence des études d'impact, cinq
15 demandes de raccordement de producteurs privés dont deux pour des parcs éoliens, deux
16 pour des centrales de cogénération à la biomasse et une pour une augmentation de
17 capacité d'une centrale hydroélectrique existante. À ces demandes s'ajoutent deux
18 demandes d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur »)
19 pour l'intégration d'énergie renouvelable sur le réseau et sept demandes de modification
20 des spécifications techniques ou d'accroissement de puissance à des centrales du
21 Producteur déjà raccordées au réseau du Transporteur.

2.4 Services offerts à la clientèle

22 Le Transporteur offre les services de transport prévus aux *Tarifs et conditions*, soit le
23 service de transport pour l'alimentation de la charge locale, le service de transport en
24 réseau intégré et les services de transport de point à point. Depuis l'an dernier, il n'y a pas
25 eu de modification à l'offre de services du Transporteur.

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

26 Le Transporteur offre le service de transport pour l'alimentation de la charge locale suivant
27 les modalités prévues à la Partie IV des *Tarifs et conditions*.

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

2.4.2 Service de transport en réseau intégré

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

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

2.4.3 Services de transport de point à point

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

5 Actuellement, 25 clients ont au moins une convention de service de transport de point à
6 point en vigueur. Les conventions de service précisent la nature des services retenus par
7 les clients conformément aux *Tarifs et conditions*.

8 Depuis l'an dernier, le Transporteur a signé la convention de service de transport ferme à
9 long terme de point à point suivante :

- 10 • Une convention de service de 100 MW (sans les pertes de transport) avec Énergie
11 Brookfield Marketing s.e.c. pour le transit entre le réseau de l'Ontario et le réseau de
12 la Nouvelle-Angleterre couvrant une période d'une durée de cinq ans commençant
13 le 1^{er} novembre 2018.

2.5 Services complémentaires

2.5.1 Services complémentaires pour la charge locale

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

16 Le Transporteur ne propose aucune modification à ces services.

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

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

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

21 Le Transporteur offre aux clients qui alimentent une charge dans sa zone de réglage ces
22 services : réglage de fréquence, compensation d'écart de réception, compensation d'écart
23 de livraison, réserve d'exploitation – service de maintien de réserve tournante et réserve
24 d'exploitation – service de maintien de réserve arrêtée. Le service de compensation d'écart
25 de réception est également offert aux clients dont le service de transport vise une charge
26 située dans une zone de réglage autre que celle du Transporteur. Seuls les services de
27 réglage de tension et d'écart de réception ont fait l'objet de facturation en 2017 et 2018. Les
28 revenus du service complémentaire de réglage de tension pour l'année 2017 et pour les
29 cinq premiers mois de 2018 sont présentés au tableau 1.

Tableau 1
Revenus du service complémentaire de réglage de tension

Année	HQ Production (k\$)	Autres clients (k\$)	Total (k\$)
2017 (janv.-déc.)	1 510	185	1 695
2018 (janv.-mai)	654	80	734

- 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 Le Transporteur facture des pénalités sur le service complémentaire de réglage de tension³
4 lorsque la capacité de service de transport programmée par un client est supérieure à la
5 capacité réservée associée au programme. Les montants de ces pénalités pour
6 l'année 2017 et pour les cinq premiers mois de l'année 2018 sont présentés au tableau 2.

Tableau 2
Pénalités du service complémentaire de réglage de tension

Année	HQ Production (k\$)	Autres clients (k\$)	Total (k\$)
2017 (janv.-déc.)	5	1	6
2018 (janv.-mai)	3	1	4

- 7 Les coûts, les revenus ainsi que les pénalités facturés pour le service de compensation
8 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\$)
2017 (janv.-déc.)	(118)	37	(81)
2018 (janv.-mai)	(32)	17	(15)

³ D-2012-010, R-3669-2008 – Phase 2.

2.6 Raccordement de centrales

1 Les ententes suivantes visant le raccordement de centrales et l'ajout de puissance de
2 centrales existantes ont été signées depuis le dépôt du dossier R-4012-2017 :

3 • J.P.B. Énergie S.E.C. – Centrale de cogénération de Valleyfield, signée le 11 avril
4 2018 ;

5 • Éoliennes Belle-Rivière Inc. – Parc Éoliennes Belle-Rivière, signée le 29 juin 2018 ;

6 Par ailleurs, des centrales existantes, sous la responsabilité de producteurs privés, ont fait
7 l'objet d'ententes de raccordement avec le Transporteur à la suite du renouvellement des
8 contrats d'achat d'énergie conclus avec le Producteur. Il s'agit des centrales suivantes :

9 • Hydro Fraser Inc. – Centrale Hydro Fraser, signée le 27 septembre 2017 ;

10 • R.S.P. Énergie Inc. – Centrales Bird I et Bird II et Centrale MacDougall, signée
11 le 31 octobre 2017 ;

12 • Société d'énergie Colombus Inc. – Centrale Petites Bergeronnes, signée
13 le 18 décembre 2017 ;

14 • Société d'énergie Colombus Inc. – Centrale Rivière Ste-Anne, signée
15 le 18 décembre 2017 ;

16 • Innergex Inc. – Centrale Chute à Magnan, signée le 19 décembre 2017 ;

17 • Société en commandite Boralex Énergie – Centrale RSP I (Forestville), Centrale
18 RSP II (Bilodeau) et Centrale RSP III (Forestville, expansion), signée
19 le 21 décembre 2017 ;

20 • Algonquin Power (Canada) Holdings Inc., pour les centrales suivantes signées
21 le 22 décembre 2017 :

22 ○ Centrale de Ste-Brigitte,

23 ○ Centrale de Belleterre,

24 ○ Centrale de Rawdon,

25 ○ Centrale de Rivière-du-Loup,

26 ○ Centrale de St-Raphaël,

27 ○ Centrale de St-Alban ;

28 • Algonquin Power Trust – Centrale Hydraska (Ste-Hyacinthe), signée le 22 décembre
29 2017 ;

30 • Centrale Hydro-Windsor signée le 22 décembre 2017.

3 Relations commerciales avec la clientèle

1 Les rencontres du Transporteur avec ses clients et ses sondages auprès d'eux lui
2 permettent d'identifier leurs attentes et d'évaluer leur satisfaction. Le résultat des sondages
3 2017 est présenté à la pièce HQT-3, Document 2.

4 Le Transporteur rapporte que la satisfaction de cette clientèle dans le cadre des relations
5 commerciales avec le Transporteur s'est améliorée sensiblement en 2017 comme en
6 témoigne le résultat du sondage de satisfaction 2017 qui est passé de 8,8 à 8,9 sur 10.
7 Annuellement, à la suite du sondage, le Transporteur prend en compte les commentaires
8 des clients pour dresser son plan d'actions et les rencontre à leur place d'affaires pour
9 échanger sur les points d'amélioration soulevés, afin de mieux orienter son travail au cours
10 de l'année. Des rencontres de suivi sont également organisées à l'automne ou en cours
11 d'année, lorsque requis. Plusieurs des éléments sur lesquels travaille le Transporteur visent
12 à bonifier les informations affichées sur son site OASIS. À titre d'exemple, à la demande de
13 ses clients, le Transporteur publiera prochainement sur son site OASIS les informations
14 relatives à la fréquence de mise à jour des capacités de transport et prévoit bonifier les
15 messages OASIS lors de retraits planifiés, en indiquant l'impact approximatif en MW sur la
16 capacité de transfert total (TTC).

17 En ce qui concerne la satisfaction du Distributeur à l'égard du service de transport pour
18 l'alimentation de la charge locale, elle s'est également améliorée, s'élevant de 7,7 à 8,1 sur
19 10 pour l'année 2017. Le Transporteur a identifié les principales pistes d'amélioration qui
20 sont ressorties de l'exercice d'évaluation pour l'année 2017 et il échange en continu avec le
21 Distributeur afin d'apporter les améliorations souhaitées⁴.

22 Depuis le dépôt du dossier R-4012-2017, le Transporteur a tenu deux rencontres dans le
23 cadre du Processus d'information et d'échanges sur la planification du réseau de transport
24 prévu à l'appendice K des *Tarifs et conditions*, soit le 29 septembre 2017 et le 11 mai 2018.
25 Le Transporteur a déposé le 23 février 2018⁵ un rapport des rencontres tenues en 2017,
26 soit le 31 mars et le 29 septembre 2017. La prochaine rencontre est prévue le
27 26 octobre 2018.

⁴ Voir pièce HQT-3, Document 2.

⁵ Pour accéder au rapport : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQT_D-2012-010.html

Annexe 1 Modifications proposées à l'appendice C des *Tarifs et conditions*

1 Contexte

1 Dans sa décision D-2017-110⁶ relativement à l'adoption de normes de fiabilité déposées par
2 le Coordonnateur de la fiabilité, la Régie demandait au Transporteur d'inclure, comme sujet
3 à sa prochaine demande tarifaire, la question de l'arrimage entre l'appendice C et les
4 normes de fiabilité MOD-001-1a, MOD-008-1 et MOD-029-1a (« Normes »)⁷.

5 Dans le cadre de la présente proposition relative aux Normes, le Transporteur a consulté le
6 Coordonnateur de la fiabilité en tant que responsable de déposer les normes de fiabilité
7 auprès de la Régie pour adoption. Le Transporteur présente ci-après sa position sur cette
8 question et trace un portrait des modifications qu'il propose à l'appendice C pour l'arrimer
9 aux Normes. Les modifications complètes sont indiquées aux pièces HQT-12, Documents 4,
10 5 et 6.

2 Position du Transporteur sur la concordance entre l'appendice C et les Normes

11 Le Transporteur soutient que les équations en vigueur à l'appendice C des *Tarifs et*
12 *conditions* respectent les critères et lignes directrices de la North American Electric
13 Reliability Corporation (« NERC »). Toutefois, le Transporteur note que la présentation des
14 équations de l'appendice C, le nom des variables et les termes utilisés dans les définitions
15 ne sont pas présentés de façon identique à ceux et celles utilisés dans les Normes. Le
16 Transporteur est d'avis que des modifications de forme surtout sont nécessaires, comme la
17 modification des indices ou l'ordre des variables, mais aussi l'ajout de références pour
18 établir un lien avec la terminologie utilisée dans les Normes. Par ailleurs, certaines variables
19 comme les QCRND (Québec Ressources non désignées) sont utilisées au Québec mais
20 n'ont pas de correspondance dans les Normes. Le Transporteur s'assure de faciliter la
21 comparaison avec les Normes.

22 Enfin, le Transporteur note que deux éléments d'incertitude utilisés dans le calcul de la
23 Marge de fiabilité du réseau (TRM) et présentés à la section 3d i) n'apparaissent pas

⁶ D-2017-110, par. 148, dossiers R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015 du Coordonnateur de la fiabilité.

⁷ MOD-001-1a : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/341/DocPrj/R-3949-2015-B-0007-Demande-Piece-2015_11_06.pdf#page=63

MOD-008-1 : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/341/DocPrj/R-3949-2015-B-0007-Demande-Piece-2015_11_06.pdf#page=83

MOD-029-1a : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/341/DocPrj/R-3949-2015-B-0007-Demande-Piece-2015_11_06.pdf#page=93

1 explicitement dans la norme MOD-008-1. Le Transporteur propose d'arrimer le texte à la
2 norme.

3 Modifications proposées à l'appendice C

3 Dans un premier temps, le Transporteur propose 1) de réorganiser, lorsque nécessaire,
4 l'ordre de présentation des variables dans les équations de l'appendice C pour y substituer
5 l'ordre affiché dans les Normes, 2) d'ajouter, à l'équation de la capacité de transfert
6 disponible ferme (ATC_{ferme}), une variable à valeur nulle qui était exclue et 3) d'ajuster les
7 indices sur l'ensemble des variables.

8 Le Transporteur propose de modifier l'ordre de présentation des variables dans les
9 équations $ATC_{non\ ferme}$, ETC_{ferme} et $ETC_{non\ ferme}$ conformément à la norme MOD-029-1a. Par
10 exemple, l'équation de l' $ATC_{non\ ferme}$ est modifiée comme suit sur l'horizon exploitation et
11 planification (nos soulignés) :

12 Équation en vigueur

$$13 \quad ATC_{non\ ferme} = TTC - ETC_{ferme} - ETC_{non\ ferme} - CBM - TRM_{non\ ferme} + \underline{CF + PBR}$$

14 Équation révisée

$$15 \quad ATC_{NF} = TTC - ETC_F - ETC_{NF} - CBM_S - TRM_U + \underline{PBR_{NF} + CF_{NF}}$$

16 Dans l'équation de l' ATC_{ferme} , le Transporteur ajoute, sur les deux horizons présentés, la
17 variable CF_F (écoulements inverses fermes), qui ne figure pas dans l'équation en vigueur
18 car ayant une valeur nulle dans le calcul.

19 Pour les différentes variables, les indices « ferme » et « non ferme » sont remplacés par
20 « F » et « NF » tandis que pour les variables CBM et TRM, les indices « S » pour
21 « programmé » (« scheduled ») et « U » pour « non libéré » (« unreleased ») sont ajoutés
22 aux variables (CBM_S et TRM_U) des équations ATC_{NF} sur les deux horizons présentés, ce qui
23 est cohérent avec la norme MOD-029-1a. De même, le Transporteur a retiré l'indice
24 « ferme » de la variable TRM de l'équation ATC_F .

25 Dans un deuxième temps, dans le cas des variables « capacités réoffertes » et
26 « écoulements inverses » inscrites dans les Normes, le Transporteur propose de conserver
27 les acronymes équivalents que sont PBR (« Postbacks Redirects »), PBNS (« Postback Non
28 Scheduled ») et CF (« Counterflows ») déjà présents à l'appendice C et d'ajouter plutôt des
29 références aux définitions de ces termes pour assurer le lien avec les Normes.

30 Dans le cas de la variable « NL » (« Native Load ») utilisée dans la norme MOD-029-1a
31 pour le calcul de l'ETC ferme, le Transporteur utilise plutôt la variable QCRD (Québec

1 Ressource Désignée), conformément à la décision D-2012-010⁸. Le Transporteur propose
2 de conserver cet acronyme à l'appendice C des *Tarifs et conditions*.

3 Dans le cas des variables $QCRND_{\text{Producteur}}$ et $QCRND_{\text{Distributeur}}$ utilisées à l'appendice C, leur
4 emploi n'a pas d'équivalent dans la norme MOD-029-1a. L'emploi de ces deux variables,
5 représentant le service secondaire pouvant être utilisé pour l'alimentation de la charge
6 locale, a été approuvé par la Régie dans la décision D-2012-010⁹. Le Transporteur propose
7 de déplacer ces variables dans la variable « autres services » (« OS ») afin de faciliter la
8 comparaison avec les Normes. Les liens et références sont ajoutés aux définitions des
9 variables.

10 Par exemple, le Transporteur propose de modifier l'équation $ETC_{\text{non ferme}}$ comme suit, ainsi
11 que la définition de la variable OS.

12 Équation et définition en vigueur

13 $ETC_{\text{non ferme}} = QCRND_{\text{Producteur}} + QCRND_{\text{Distributeur}} + NITS_{\text{non ferme}} + PTP_{\text{non ferme}} + GF_{\text{non ferme}} +$
14 $OS_{\text{non ferme}}$

15 où :

16 OS : "Other Services" non fermes

17 Capacité réservée en vertu d'autres types de services de transport.

18 Équation et définition révisées

19 $ETC_{\text{NF}} = NITS_{\text{NF}} + GF_{\text{NF}} + PTP_{\text{NF}} + OS_{\text{NF}}$

20 où :

21 OS_{NF} : "Other Services" non fermes

22 Capacité non ferme réservée en vertu d'autres types de services de transport. Inclut
23 les services $QCRND_{\text{Producteur}}$ et $QCRND_{\text{Distributeur}}$.

24 Dans la section 3 traitant des composantes de la capacité de transfert, le Transporteur
25 ajoute des précisions aux sections 3b Quantité de services de transport déjà engagés
26 (ETC), 3d Marge de fiabilité du réseau (TRM) et 3e Marge bénéficiaire de capacité
27 (Capacity Benefit Margin – CBM) pour compléter les définitions relatives aux termes TRM_U
28 et CBM_S , conformément aux Normes.

29 Enfin, dans la section 3d i), le Transporteur arrime le texte à la norme MOD-008-1 sur le
30 calcul de la TRM en retirant deux éléments d'incertitude inscrits dans cette section mais qui

⁸ D-2012-010, pages 29 à 33, R-3669-2008 – Phase 2.

⁹ D-2012-010, par. 137 à 139, page 33.

- 1 ne sont pas explicitement inscrits dans la norme.¹⁰ Ces éléments sont « la température de
- 2 l'air ambiant » et « la tension d'exploitation du réseau d'interconnexion » et sont pris en
- 3 compte dans le calcul de la TTC.

¹⁰ Voir MOD-008-1, section B, sous-section E1.1.