

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 1  
DU REGROUPEMENT NATIONAL DES CONSEILS RÉGIONAUX  
DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC (« RNCREQ »)  
ET DE L'UNION DES CONSOMMATEURS (« UC »)**

1 **A. La réforme des Tarifs et conditions du Transporteur**

2 **RÉFÉRENCE 4: | R-3669 | HQT-10 | Doc. 1**

3 Préambule :

4 HQT propose de modifier ses Tarifs et conditions pour se conformer, en  
5 grande partie, avec les ordonnances 890 et 890-A de la FERC.

6 1.1 Veuillez préciser si, de l'avis du Transporteur, de telles modifications sont  
7 requises par :

8 1.1.1 Les lois ou la réglementation en vigueur au Québec ou aux Etats-Unis

9 **R1.1.1**

10 **Le Transporteur exploite le plus grand réseau de transport**  
11 **d'électricité en Amérique du Nord. Il est responsable de**  
12 **commercialiser ses capacités de transit et de gérer les**  
13 **mouvements d'énergie sur le territoire québécois. Le réseau**  
14 **du Transporteur possède des interconnexions permettant des**  
15 **échanges d'électricité avec les réseaux de l'Ontario, du**  
16 **Nouveau-Brunswick et du nord-est des États-Unis. Le**  
17 **Transporteur applique rigoureusement ses tarifs et ses**  
18 **conditions de service, afin d'assurer un accès non**  
19 **discriminatoire au réseau, conformément aux règles nord-**  
20 **américaines en la matière et en fonction des lois et de la**  
21 **réglementation applicables au Québec, telles qu'appliquées**  
22 **par la Régie de l'énergie du Québec (la« Régie ») qui a**  
23 **compétence exclusive pour fixer ou modifier les tarifs et les**  
24 **conditions auxquels l'électricité est transportée par**  
25 **le Transporteur.**

26 1.1.2 Les politiques gouvernementales québécoises, canadiennes ou américaines

27 **R1.1.2**

28 **Voir la réponse à la question 1.1.1.**

29 1.1.3 Des ordonnances ou autres décisions de la Régie de l'énergie

1 **R1.1.3**

2 **Voir la réponse à la question 1.1.1.**

3 1.1.4 Des ordonnances ou autres décisions de la FERC

4 **R1.1.4**

5 **Voir la réponse à la question 1.1.1.**

6 1.2 Est-ce que le Transporteur ou l'une ou l'autre de ses entités affiliées (divisions  
7 ou filiales d'Hydro-Québec) risque de perdre un droit quelconque ou de subir  
8 un préjudice quelconque advenant le cas où la FERC jugerait que les *Tarifs et*  
9 *conditions* du Transporteur ne seraient pas en conformité avec les exigences  
10 établies dans l'ord. 890, 890-A, 890-B et 890-C (ci-après « les

11 Ordonnances »)?

12 **R1.2**

13 **Le Transporteur n'est pas une entité réglementée de quelque**  
14 **façon que ce soit par la FERC. Le Transporteur n'a aucun droit**  
15 **quelconque reçu de la FERC ou accordé par cette dernière. Le**  
16 **Transporteur ne voit pas comment la FERC pourrait exercer**  
17 **quelque pouvoir d'approbation ou autre à l'égard de ses *Tarifs***  
18 ***et conditions* dont la fixation ou la modification est de la**  
19 **compétence exclusive de la Régie.**

20 1.3 Veuillez fournir un tableau qui indique, pour chacun des éléments des  
21 Ordonnances que le Transporteur désire intégrer à ses *Tarifs et conditions*,

22 ○ le texte tarifaire (de l'OATT) requis par la FERC pour les transporteurs  
23 sous sa compétence ;

24 ○ le texte correspondant proposé par le Transporteur, dans sa version  
25 anglaise (afin de faciliter la comparaison avec la première colonne), et

26 ○ le texte actuel des *Tarifs et conditions* du Transporteur, toujours dans la  
27 version anglaise (pour la même raison).

28 **R1.3**

29 **Dans sa décision D-2009-008, la Régie a prescrit le format dans**  
30 **lequel le Transporteur devait déposer une preuve plus**  
31 **élaborée permettant de situer les modifications qu'il propose**  
32 **au texte des *Tarifs et conditions des services de transport***  
33 ***d'Hydro-Québec* (les « *Tarifs et conditions* »), en lien avec les**  
34 **ordonnances de la FERC. L'information demandée ne fait pas**  
35 **partie des éléments prescrits dans la décision précitée.**

1 1.3.1 Dans chaque cas où, dans le tableau fourni en réponse à la question  
2 précédente, les deux premières colonnes ne sont pas identiques,  
3 veuillez expliquer la ou les raison(s) ayant motivé la (les) différences .

4 **R1.3.1**  
5 **Voir la réponse à la question 1.3.**

6 **Référence :** i) **FERC, Ordonnance 890**  
7 **Section IV C3 : Applicability of the Final Rule : Non-Public**  
8 **Utility Transmission Providers / Reciprocity (paragraphe**  
9 **162 à 167)**

10 **Citation :**

11 162. In Order No. 888, the Commission conditioned non-public utilities'  
12 use of public utility open access services on an agreement to offer  
13 comparable transmission services in return. The Commission found that,  
14 while it did not have the authority to require nonpublic utilities to make  
15 their systems generally available, it did have the ability and the obligation  
16 to ensure that open access transmission is as widely available as  
17 possible and that Order No. 888 did not result in a competitive  
18 disadvantage to public utilities.

19 163. Under the reciprocity provision in section 6 of the pro forma OATT, if  
20 a public utility seeks transmission service from a non-public utility to  
21 which it provides open access transmission service, the non-public utility  
22 that owns, controls, or operates transmission facilities must provide  
23 comparable transmission service that it is capable of providing on its own  
24 system. Under the pro forma OATT, a public utility may refuse to provide  
25 open access transmission service to a non-public utility if the non-public  
26 utility refuses to reciprocate. A non-public utility may satisfy the reciprocity  
27 condition in one of three ways. First, it may provide service under a tariff  
28 that has been approved by the Commission under the voluntary "safe  
29 harbor" provision. A non-public utility using this alternative submits a  
30 reciprocity tariff to the Commission seeking a declaratory order that the  
31 proposed reciprocity tariff substantially conforms to, or is superior to, the  
32 pro forma OATT. The non-public utility then must offer service under its  
33 reciprocity tariff to any public utility whose transmission service the non-  
34 public utility seeks to use. Second, the non-public utility may provide  
35 service to a public utility under a bilateral agreement that satisfies its  
36 reciprocity obligation. Finally, the non-public utility may seek a waiver of  
37 the reciprocity condition from the public utility.

38

1 2.1 Est-ce que Hydro-Québec ou l'une ou l'autre de ses entités affiliées (divisions  
2 ou filiales) bénéficie actuellement d'une réciprocité en vertu d'un ou l'autre  
3 des trois moyens mentionnés au paragraphe 163 de l'ord. 890 ?

4 **R2.1**

5 **En principe, comme la division TransÉnergie d'Hydro-Québec**  
6 **1) ne possède pas d'actif de transport aux États-Unis servant**  
7 **au transport d'électricité entre des États américains et comme**  
8 **2) elle n'est pas visée par les dispositions de l'article 201 (f) du**  
9 ***Federal Power Act*, qui identifie les « non-public utilities »**  
10 **américaines, les dispositions mentionnées aux paragraphes**  
11 **162 et 163 ne lui sont pas applicables.**

12  
13 **Quant aux autres entités affiliées d'Hydro-Québec, le**  
14 **Transporteur n'est pas suffisamment au fait de leurs activités**  
15 **aux États-Unis, s'il y en a, et des statuts, droits, autorisations**  
16 **ou permis requis pour exercer ces activités, le cas échéant,**  
17 **pour se prononcer à leur égard. Aussi, pour ces raisons, le**  
18 **Transporteur est d'avis que ce volet de la question dépasse le**  
19 **cadre de la phase 2 de la présente cause.**

20 2.2 Le cas échéant, veuillez préciser laquelle ou lesquelles des trois façons de  
21 rencontrer les exigences de réciprocité mentionnées au paragraphe 163  
22 s'applique(nt), en expliquant quand et comment ce statut y aurait été attribué.

23 **R2.2**

24 **Voir la réponse à la question précédente.**

25 2.3 Plus spécifiquement :

26 2.3.1 Est-ce que les *Tarifs et conditions* du Transporteur ont été approuvés  
27 par la FERC en vertu de son « safe harbour provision » ? Le cas  
28 échéant, veuillez fournir des précisions.

29 **R2.3.1**

30 **En vertu des dispositions de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, la**  
31 **Régie a la compétence exclusive pour fixer ou modifier les**  
32 **tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par**  
33 **le Transporteur. Le Transporteur n'a jamais fait approuver ses**  
34 ***Tarifs et conditions* par quelqu'autre autorité.**

35 2.3.2 Est-ce qu'Hydro-Québec ou l'une ou l'autre de ses entités affiliées  
36 fournit des services à des entités qualifiées comme « public utility »

1 par la FERC en vertu d'une entente bilatérale qui respecte l'obligation  
2 de réciprocité de l'OATT ? Le cas échéant, veuillez fournir des  
3 précisions.

4 **R2.3.2**

5 **Le Transporteur ne voit pas à quel type d'entente bilatérale qui**  
6 **respecte l'obligation de réciprocité de l'*Open Access***  
7 ***Transmission Tariff* (« OATT ») le RNCREQ fait référence. Le**  
8 **Transporteur ne peut pas répondre à cette question pour les**  
9 **entités affiliées d'Hydro-Québec.**

10 2.3.3 Est-ce qu'Hydro-Québec ou l'une ou l'autre de ses entités affiliées a  
11 demandé un « waiver » de la condition de réciprocité d'une ou des  
12 entité(s) qualifiée(s) comme « public utility » par la FERC ? Le cas  
13 échéant, veuillez fournir des précisions.

14 **R2.3.3**

15 **Le Transporteur n'a jamais fait de demande quelconque à**  
16 **l'égard de ses *Tarifs et conditions* à quelqu'autre autorité que**  
17 **la Régie qui a la compétence exclusive pour fixer ou modifier**  
18 **les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est**  
19 **transportée. Quant à l'une ou l'autre des entités affiliées**  
20 **mentionnées à la question de l'intervenante, tel que mentionné**  
21 **précédemment, le Transporteur n'est pas au fait de leurs**  
22 **activités aux États-Unis, si c'est le cas, ou des statuts, droits,**  
23 **autorisations, permissions ou *wavier* qu'elles requièrent pour**  
24 **exercer ces activités, le cas échéant, et il ne peut se prononcer**  
25 **à leur égard. Aussi, pour ces raisons, le Transporteur est**  
26 **d'avis que ce volet de la question dépasse le cadre de la phase**  
27 **2 de la présente cause.**

28 2.4 Est-ce que les *Tarifs et conditions* du Transporteur ont déjà fait l'objet d'une  
29 étude par la FERC? Le cas échéant, veuillez préciser :

30 2.4.1 La date et le contexte dans lequel les *Tarifs et conditions* ont été  
31 soumis à la FERC ;

32 **R2.4.1**

33 **Voir la réponse à la question 2.3.1.**

34 2.4.2 Un bref sommaire de toute décision prise par la FERC à cet égard.

1 **R2.4.2**

2 **Voir la réponse à la question 2.3.1.**

3 2.5 Est-il prévu ou probable qu'Hydro-Québec ou l'un ou l'autre de ses affiliés  
4 dépose les *Tarifs et conditions* du Transporteur devant la FERC dans un  
5 avenir prévisible? Le cas échéant, veuillez en préciser le cadre d'un tel dépôt.

6 **R2.5**

7 **Voir la réponse à la question 2.3.1.**

8 2.5.1 Veuillez commenter les conséquences possibles ou probables si  
9 jamais la FERC jugeait que les *Tarifs et conditions* du Transporteur  
10 sont, ou ne sont pas, en conformité avec les exigences de celle-ci en  
11 vertu des Ordonnances.

12 **R2.5.1**

13 **Voir la réponse à la question 2.3.3.**

---

---

14 **B. Définitions**

---

---

**RÉFÉRENCE 1:** | | **HQT-1, doc. 1, p. 29** | |  
**RÉFÉRENCE 2:** | | **HQT-2, doc. 1** | | **Fiche : Art. 1.2**

15  
16 Préambule :

17 La nouvelle définition d'« affiliée » fait référence aux personnes morales,  
18 sociétés de personnes et « autres entités ».

19 La fiche indique que cette définition indique que les divisions d'une société  
20 intégrée (comme Hydro-Québec) sont incluses dans la définition d'affiliée.

21 3.1 Pourquoi le Transporteur a-t-il choisi de ne pas expliciter dans sa définition  
22 que les divisions d'une société intégrée constituent des affiliées ?

23 **R3.1**

24 **Le Transporteur considère que le terme «entité affiliée» est**  
25 **suffisamment général pour inclure les divisions d'une société**  
26 **intégrée.**

1 **C. La cession ou revente de capacité de transport**

RÉFÉRENCE 1:	HQT-1, doc. 1	p. 19-20
RÉFÉRENCE 2:	HQT-2, doc. 1	Fiche 23.1
RÉFÉRENCE 3:	HQT-2, doc. 1	Fiche App. A-1

2  
3

Citation 1 (réf. 1):

2 La FERC constate que le prix plafond imposé par le biais de l'ordonnance  
3 n° 888 pour la revente de capacité de transport de point à point par les clients  
4 du service de transport n'est plus juste et raisonnable. De plus, la revente de  
5 capacité n'a pas donné lieu à un marché secondaire suffisamment actif depuis  
6 la publication de cette ordonnance<sup>31</sup>.

4

5 4.1 Est-ce que le Transporteur considère que le prix plafond de l'art. 23.1 des  
6 *Tarifs et conditions* en vigueur n'est plus juste et raisonnable?

7 **R4.1**

8 **Cette détermination relève de la compétence de la Régie, qui**  
9 **fixe ou modifie les tarifs et les conditions auxquels l'électricité**  
10 **est transportée.**

11 4.1.1 Le cas échéant, veuillez indiquer à quel moment et pour quelles  
12 raisons il en est venu à cette conclusion.

13 **R4.1.1**

14 **Voir la réponse à la question 4.1.**

15 4.2 Est-ce que le Transporteur considère que le prix plafond de l'art. 23.1 n'a pas  
16 donné lieu à un marché secondaire suffisamment actif ?

17 **R4.2**

18 **Depuis l'ouverture du réseau de transport au transit de gros en**  
19 **1997, le Transporteur n'a été mis au fait d'aucune revente à un**  
20 **tiers d'un service de transport fourni par le Transporteur.**

21 Le cas échéant :

1           4.2.1   Veuillez expliquer les bénéfices pour le Transporteur, pour ses clients,  
2                    pour la charge locale ou pour la société québécoise qui, selon lui,  
3                    découleraient de l'existence d'un marché secondaire plus actif.

4   **R4.2.1**

5                    **Dans tous les secteurs de l'activité économique, l'existence**  
6                    **d'un marché secondaire a pour effet de favoriser les échanges**  
7                    **entre acheteurs et revendeurs potentiels et de favoriser ainsi**  
8                    **une meilleure allocation des ressources dans ces secteurs**  
9                    **économiques. L'objectif énoncé par la FERC de favoriser**  
10                   **l'expansion d'un marché secondaire pour les services de**  
11                   **transport d'électricité nous permet de croire que celle-ci n'a**  
12                   **pas déterminé que les secteur du transport de l'électricité**  
13                   **pourrait faire exception à cette règle.**

14           4.2.2   Veuillez préciser les risques ou inconvénients pour le Transporteur,  
15                    pour ses clients, pour la charge locale ou pour la société québécoise  
16                    en général que pourraient entraîner la modification proposée.

17   **R4.2.2**

18                    **L'approche préconisée par la FERC d'éliminer le plafond**  
19                    **applicable jusqu'au 1er octobre 2010 et d'en évaluer par la**  
20                    **suite les résultats permettra de tenir compte de tout risque ou**  
21                    **inconvenient potentiel, s'il y a lieu.**

22   Citation 2 (réf. 1) :

15    ***Orientation du Transporteur***

16    L'article 23.1 des *Tarifs et conditions* prévoit déjà la revente de capacité par le  
17    client (revendeur) à un autre client admissible (cessionnaire). On y prévoit que  
18    le prix payé ne peut excéder le plus élevé des montants suivants : (i) le prix  
19    initial payé par le revendeur; (ii) le tarif maximum du Transporteur au moment  
20    de la cession ou revente; ou (iii) le coût d'opportunité du revendeur, plafonné  
21    au coût d'expansion du Transporteur.

23

24    4.3   Veuillez expliquer, exemples à l'appui, comment le coût d'opportunité du  
25            revendeur est établi pour l'application des *Tarifs et conditions* présentement  
26            en vigueur.

1 **R4.3**

2 **Voir réponse à la question 5.1 de la demande de**  
3 **renseignements n° 1 de la Régie.**

4 Citation 3 (réf. 2) :

Pendant la période expérimentale qui s'étend jusqu'au 1<sup>er</sup> octobre 2010, FERC assujettit les transporteurs sous son autorité à des déclarations de renseignements supplémentaires sur la revente dans leurs rapports trimestriels.

Le développement du marché secondaire des services de transport contribue à mitiger le risque des acheteurs de transport, particulièrement ceux qui s'engagent pour une période de cinq (5) ans ou plus, en facilitant la revente au prix de marché si leurs besoins venaient à changer. De plus, la revente permet d'optimiser les capacités de transport requises par les clients, en leur permettant de racheter la capacité disponible au prix de marché, plutôt qu'en demandant un nouveau service de transport.

5 Le Transporteur estime devoir offrir au client du service de transport de point à point des conditions de marché comparables à celles dont ses affiliées bénéficient sur les réseaux tiers.

6 4.4 Veuillez lister les réservations en vigueur ayant une durée de 5 ans et plus.

7 **R4.4**

8 **Actuellement, on retrouve sur le site OASIS du Transporteur,**  
9 **quinze (15) demandes de service de transport confirmées ou à**  
10 **l'étude d'une durée de cinq (5) ans ou plus.**

11 4.4.1 Veuillez identifier les clients de transport non affiliés qui ont fait ou qui  
12 ont fait une demande pour une ou des réservations de 5 ans ou plus.

13 **R4.4.1**

14 **Brookfield Energy Marketing Inc.; Cargill Energy Trading**  
15 **Canada Inc.; Newfoundland and Labrador Hydro.**

16 4.4.2 Veuillez identifier les clients de transport non affiliés qui ont indiqué au  
17 Transporteur leur intérêt à faire des réservations de 5 ans ou plus.

18 **R4.4.2**

19 **Les demandes de l'ensemble des clients sont affichées sur le**  
20 **site OASIS du Transporteur.**

21 4.4.3 Est-ce que le Transporteur a raison de croire que les clients de  
22 transport qui utilisent des réservations de 5 ans ou plus ont besoin de  
23 mitiger leur risque? Le cas échéant, veuillez préciser ces raisons.

1 **R4.4.3**

2 **Le Transporteur ne comprend pas le sens de cette question et**  
3 **ne peut donc y répondre.**

4 4.5 Le Transporteur a-t-il évalué la possibilité ou la probabilité qu'un client de  
5 transport puisse obtenir ou exercer un contrôle indu sur certains chemins de  
6 transport, si le prix plafond est enlevé ?

7 **R4.5**

8 **Non. À titre d'exemple toutefois, le Transporteur rappelle que**  
9 **selon les tarifs en vigueur actuellement, le coût de réserver**  
10 **une quantité additionnelle de 100 MW sur le réseau du**  
11 **Transporteur est de 7,6 M\$ par année, soit une valeur actuelle**  
12 **de plus de 88 M\$ sur 20 ans.**

13 4.5.1 Le cas échéant, veuillez préciser les réflexions du Transporteur à cet  
14 égard.

15 **R4.5.1**

16 **Sans objet.**

17

---

**Révision mise en place par l'ordonnance 890**

La FERC a conclu dans l'ordonnance 890 que les méthodes existantes pour la revente de services de point à point n'étaient pas suffisantes pour permettre le développement du marché secondaire des services de transport de point à point. L'objectif de la FERC est que le développement d'un marché secondaire pour la capacité de transport constitue une solution de rechange valable au marché primaire, soit la vente des services de transport par le transporteur. Afin de faciliter le développement du marché secondaire, FERC supprime le prix plafond pour la revente par un client à un autre client pour une période expérimentale, soit jusqu'au 1<sup>er</sup> octobre 2010, permettant ainsi aux revendeurs et acheteurs potentiels de négocier entre eux le prix de la revente. Selon FERC, cette approche permet d'allouer le service de transport au client qui le valorise le plus, donnant ainsi un signal de prix approprié pour faciliter de nouveaux investissements en transport afin de réduire la congestion sur les réseaux. La FERC limite toutefois le retrait du plafond à la revente à une période se terminant le 1<sup>er</sup> octobre 2010, afin de pouvoir mieux en évaluer les conséquences. D'autre part, FERC refuse d'appliquer aux affiliées du transporteur pour la revente des conditions différentes de celles qui s'appliquent à des tiers car cela ne ferait que limiter inutilement la fluidité du marché. FERC refuse également d'obliger les revendeurs à tenir des enchères électroniques pour la revente. Selon FERC, l'utilisation possible d'OASIS pour afficher la capacité à revendre suffit à renseigner les participants au marché sur les reventes possibles.

18

19

20 **Préambule :**

21 Selon la citation 3, l'objectif de la FERC est de faire en sorte qu'un marché  
22 secondaire pour la capacité de transport constitue une solution de rechange  
23 valable au marché primaire. Elle base sa décision sur la perception que cette

1 approche permettra d'allouer le service de transport au client qui le valorise le  
2 plus, donnant ainsi un signal de prix approprié pour faciliter de nouveaux  
3 investissements en transport afin de réduire la congestion sur les réseaux.

4 4.6 Selon le Transporteur, est-ce qu'il s'agit d'un objectif valable pour le Québec?  
5 Veuillez expliquer et élaborer votre réponse.

6 **R4.6**  
7 **Voir la réponse à la question 4.2.1.**

8 4.6.1 Est-ce que le Transporteur considère qu'il est nécessaire de donner un  
9 meilleur signal de prix sur le transport au Québec pour faciliter de  
10 nouveaux investissements en transport afin de réduire la congestion  
11 sur le réseau du Transporteur?

12 **R4.6.1**  
13 **Voir la réponse à la question 4.2.1.**

14 4.6.2 Si la réponse aux deux questions précédentes est négative, veuillez  
15 expliquer pourquoi le Transporteur propose d'éliminer le prix plafond  
16 sur la revente des capacités de transport.

17 **R4.6.2**  
18 **Sans objet.**

19 4.7 Le Transporteur considère-t-il que la période allant de la date de la décision  
20 finale dans le présent dossier jusqu'au 1<sup>er</sup> octobre 2010 est adéquate pour  
21 permettre à la Régie de juger les avantages et inconvénients d'une telle  
22 modification ?

23 **R4.7**  
24 **Voir la réponse à la question 5.2 de la demande de**  
25 **renseignements n° 1 de la Régie.**

---

---

26 **D. La transparence**

---

---

27 RÉFÉRENCE 1 : | | Order 890, para. 44 à 51  
RÉFÉRENCE 2 : | | Order 890, para. 88  
RÉFÉRENCE 3 : | | Order 890, para. 444 à 602

1 Citation 1 (réf. 1):

**B. Lack of Transparency Undermines Confidence in Open Access and Impedes Enforcement of Open Access Requirements**

44. Following the issuance of the NOI, the Commission received a number of comments asserting that increased transparency would aid transmission customers in their participation in the wholesale market. A common theme in the comments was that a lack of transparency could lead to claims of discrimination and could make such claims more

2

difficult to resolve. Commenters urged the Commission to improve transparency in a number of areas, particularly the evaluation of ATC and the planning of the transmission system, as well as the processing of transmission service requests and studies.

45. In the NOPR, the Commission agreed that a lack of transparency both increases the potential for undue discrimination and makes it more difficult to detect. The Commission reasoned that this lack of sufficient transparency was caused in part by inadequate compliance with the existing OASIS regulations and in part by inadequate transparency requirements. The Commission stated that the proposed reforms were intended to address both elements of the problem in an effort to increase confidence in open access tariffs and to facilitate compliance with the Commission's regulations and its enforcement of them.

3

4 ...

**Commission Determination**

51. The Commission concludes that inadequate transparency requirements, combined with inadequate compliance with existing OASIS regulations, increases the opportunities for undue discrimination under the pro forma OATT and makes instances of undue discrimination more difficult to detect. We find that the reforms we adopt in this Final Rule will improve transparency in the OATT, reduce opportunities for undue discrimination, and increase our ability to detect undue discrimination.

5

6 5.1 Est-ce que le Transporteur partage l'opinion de la FERC à l'effet que des  
7 exigences inadéquates à l'égard de la transparence augmentent les  
8 occasions pour l'exercice d'une discrimination indue et qu'elles rendent des  
9 exemples d'une telle discrimination plus difficile à identifier ?

1 **R5.1**

2 **Le Transporteur propose dans la présente demande plusieurs**  
3 **modifications aux Tarifs et conditions s'inspirant des**  
4 **modifications adoptées par la FERC dans le cadre de**  
5 **l'ordonnance 890, afin de répondre aux impératifs décrits en**  
6 **réponse à la question 1.1.1.**

7 5.2 Est-ce que le Transporteur partage l'opinion de la FERC à l'effet que les  
8 réformes adoptées dans les Ordonnances augmenteront sa transparence,  
9 réduiront les occasions pour une discrimination induite et augmenteront la  
10 capacité des régulateurs à la détecter ?

11 **R5.2**

12 **Voir la réponse à la question 5.1.**

---

---

13 **E. Le processus de planification des installations de transport**

---

---

RÉFÉRENCE 1 :	HQT-1, doc. 1	p. 13
RÉFÉRENCE 2 :	Order 890, para. 61	
RÉFÉRENCE 3 :	Order 890, para. 425 à 437	
RÉFÉRENCE 4 :	Order 890, para. 444 à 602	

14

15 Citation 1 (réf. 1) :

14 Aux États-Unis, la pertinence d'ajouter un processus de planification ouvert et  
15 transparent, l'appendice K de l'OATT *pro forma*, vise principalement à  
16 16 combler la déficience d'investissements en infrastructure de transport<sup>20</sup>. Il y a

17 Citation 2 (réf. 2) :

18 **61.** The decline in transmission investment and increase in  
19 transmission congestion underscore our concerns over inadequate  
20 planning provisions of the existing *pro forma* OATT. The existing *pro*  
21 *forma* OATT, as indicated above, contains very little specificity  
22 regarding how transmission planning should be conducted, how  
23 customers' needs are incorporated into that process, and what  
24 information is publicly available regarding the transmission providers'  
25 assumptions, criteria and data used in the planning process. **These**  
26 **inadequacies are sufficiently severe, standing alone, to merit**  
27 **reform of the OATT.** However, they are of even greater concern

1 given the current state of the transmission grid. ... (nos caractères  
2 gras)

3 6.1 Est-ce que le Transporteur a instauré des mécanismes consultatifs pour  
4 connaître les perspectives de ses clients et d'autres personnes intéressées à  
5 l'égard de la planification de son réseau de transport ? Le cas échéant,  
6 veuillez les décrire.

7 **R6.1**

8 **D'entrée de jeu, le Transporteur souligne que le contexte**  
9 **particulier pris en compte par la FERC, lorsqu'au sujet du**  
10 **processus de planification elle mentionne « *These inadequacies***  
11 ***are sufficiently severe, standing alone, to merit reform of the***  
12 ***OATT* », est fort différent du contexte dans lequel oeuvre**  
13 **le Transporteur.**

14  
15 **Tel que plus amplement exposé au chapitre 3.3 de la pièce**  
16 **HQT-1, Document 1 aux pages 13 et suivantes, le Transporteur**  
17 **soumet que plusieurs mécanismes consultatifs sont déjà en**  
18 **place au Québec. Entre autres mécanismes consultatifs, le**  
19 **Transporteur rappelle que son processus de planification et**  
20 **les critères utilisés à cette fin sont présentés annuellement à la**  
21 **Régie dans le cadre de ses demandes tarifaires. Le**  
22 **Transporteur y présente par exemple la conception et la**  
23 **démarche de planification du réseau, l'évolution du réseau de**  
24 **transport et l'ensemble des projets d'investissement sur un**  
25 **horizon de 10 ans, incluant la liste des projets de 25 M\$ et**  
26 **plus. Toute personne intéressée par la planification peut**  
27 **participer à ces demandes tarifaires dont les audiences**  
28 **sont publiques.**

29  
30 **Par ailleurs, outre la planification de la charge locale et les**  
31 **mécanismes déjà prévus par les *Tarifs et conditions* pour**  
32 **recevoir les demandes de service de transport et de**  
33 **raccordement, le Transporteur rencontre régulièrement ses**  
34 **clients actifs, les transporteurs du Québec et les réseaux**  
35 **voisins.**

36  
37 **De plus, le Transporteur rappelle que conformément à l'article**  
38 **73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et au *Règlement sur les***  
39 ***conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie*, il**  
40 **doit obtenir l'autorisation de la Régie pour l'ensemble de ses**  
41 **investissements, dont les projets de transport structurants.**

1       6.2   Est-ce que le Transporteur rend publiques les prémisses, critères et données  
2       qu'il utilise dans le cadre de son processus de planification du réseau ?  
3       Veuillez préciser votre réponse.

4       **R6.2**  
5       **Voir la réponse à la question 6.1.**

6       Citation 3 (réf. 3)

7       **425. Taken together, this lack of coordination, openness, and**  
8       **transparency results in opportunities for undue discrimination in**  
9       **transmission planning. Without adequate coordination and open**  
10       **participation, market participants have no means to determine**  
11       **whether the plan developed by the transmission provider in**  
12       **isolation is unduly discriminatory.** This means that disputes over  
13       access and discrimination occur primarily after-the-fact because there  
14       is insufficient coordination and transparency between transmission  
15       providers and their customers for purposes of planning.<sup>1</sup> The  
16       Commission has a duty to prevent undue discrimination in the rates,  
17       terms, and conditions of public utility transmission service and,  
18       therefore, an obligation to remedy these transmission planning  
19       deficiencies.

---

<sup>1</sup> In our discussion of enforcement issues at section V. E of this Final Rule, we note specific situations in which transmission providers have agreed to resolve staff allegations that they engaged in OATT violations involving transactions with affiliates. While these specific situations may not directly relate to discrimination in planning, they nevertheless document the continuing incentive of transmission providers to favor themselves and their affiliates in the provision of transmission service.

**Commission Determination**

435. In order to limit the opportunities for undue discrimination described above and in the NOPR, and to ensure that comparable transmission service is provided by all public utility transmission providers, including RTOs and ISOs, the Commission concludes that it is necessary to amend the existing pro forma OATT to require coordinated, open, and transparent transmission planning on both a local and regional level. We disagree with commenters arguing either that we lack jurisdiction to require coordinated transmission planning or that we have not established a basis for such a requirement. The Commission has broad authority to remedy undue discrimination by ensuring that transmission providers plan for the needs of their customers on a comparable basis.<sup>244</sup> That fundamental requirement was adopted in Order No. 888 and the reforms adopted herein should ensure that it will be implemented properly. Further, we explained in detail above

1

437. Accordingly, each public utility transmission provider is required to submit, as part of a compliance filing in this proceeding, a proposal for a coordinated and regional planning process that complies with the planning principles and other requirements in this Final Rule.<sup>246</sup> In the alternative, a transmission provider (including an RTO or an ISO, as discussed below), may make a compliance filing in this proceeding describing its existing coordinated and regional planning process, including the appropriate language in its tariff, and show that this existing process is consistent with or superior to the requirements in this Final Rule. Under either of these approaches, the process must be documented as an attachment to the transmission provider's OATT.

2

3

4

5

6.3 Est-ce que le Transporteur partage le constat de la FERC au paragraphe 425 de l'ord. 890 qu'un manque de transparence dans le processus de

1 planification peut créer des occasions de discrimination induite de la part des  
2 transporteurs ? Sinon, veuillez préciser pourquoi.

3 **R6.3**

4 **Le Transporteur comprend bien la remarque de la FERC dans**  
5 **le contexte américain et en résume la portée aux pages 13 et**  
6 **14 de la pièce HQT-1, Document 1. La présence de plusieurs**  
7 **transporteurs dans une interconnexion aux prises avec de la**  
8 **congestion et des zones de prix variables peut en effet créer**  
9 **des situations où des divergences d'intérêts économiques**  
10 **sont susceptibles de créer des risques potentiels de**  
11 **discrimination. Ceux qui tirent des bénéfices d'une situation**  
12 **de congestion peuvent souhaiter faire échouer les projets**  
13 **d'investissements en transport. Face à une telle situation, une**  
14 **coordination ouverte et mieux encadrée est un moyen qui peut**  
15 **réduire les risques de discrimination et surtout favoriser la**  
16 **réalisation de projets d'investissements en transport lorsque**  
17 **la carence d'infrastructure de transport crée de trop grandes**  
18 **disparités de prix entre les consommateurs. Toutefois, tel**  
19 **qu'exposé dans sa preuve (pièce HQT-1, Document 1, pages 14**  
20 **et suivantes), la situation au Québec est fort différente et ne**  
21 **nécessite pas le remède proposé par la FERC.**

22 6.4 Veuillez préciser si le cadre réglementaire en vigueur au Québec élimine les  
23 préoccupations à l'égard de la discrimination induite dans la planification du  
24 réseau de transport mentionnées au para. 435. Le cas échéant, veuillez  
25 élaborer sur votre réponse.

26 **R6.4**

27 **Le Transporteur est d'avis que le cadre réglementaire en**  
28 **vigueur au Québec ainsi que les caractéristiques physiques,**  
29 **économiques et organisationnelles en place au Québec**  
30 **dissipent les préoccupations à l'égard de la discrimination**  
31 **induite dans la planification du réseau de transport soulevées**  
32 **au paragraphe 435. La situation au Québec est très différente**  
33 **de la situation aux États-Unis qui a conduit la FERC à imposer**  
34 **l'adoption d'un appendice K. Voir également la réponse à la**  
35 **question 6.3.**

36 6.5 Est-ce que le processus de planification du Transporteur respecte les  
37 principes et autres exigences de l'ord. 890, décrites aux paragraphes 444 ff. ?  
38 Le cas échéant, veuillez préciser comment le processus du Transporteur  
39 répond à ces exigences de la FERC. Dans le cas contraire, veuillez indiquer

1           précisément pourquoi le Transporteur considère qu'il ne devrait pas modifier  
2           son processus de planification pour y répondre et ce, pour les éléments  
3           suivants :

4           **R6.5**  
5                       **Voir la réponse à la question 6.1.**

6           6.5.1   Coordination (§445 à 454)

7           **R6.5.1**  
8                       **Voir la réponse à la question 6.1.**

9           6.5.2   Openness (§455 à 460)

10          **R6.5.2**  
11                       **Voir la réponse à la question 6.1.**

12          6.5.3   Transparency (§461 à 479)

13          **R6.5.3**  
14                       **Voir la réponse à la question 6.1.**

15          6.5.4   Information Exchange (§480 à 488)

16          **R6.5.4**  
17                       **Voir la réponse à la question 6.1.**

18          6.5.5   Comparability (§489 à 495)

19          **R6.5.5**  
20                       **Voir la réponse à la question 6.1.**

21          6.5.6   Dispute Resolution (§496 à 503)

22          **R6.5.6**  
23                       **Tel que plus amplement exposé au chapitre 3.3 de la pièce**  
24                       **HQT-1, Document 1, aux pages 14 et 15, deux procédures**  
25                       **distinctes d'examen de plaintes sont en place et tout client**  
26                       **dispose des recours exprès prévus aux articles 94 à 101 de la**  
27                       ***Loi sur la Régie de l'énergie.***

1

2           6.5.7 Regional Participation (§504 à 528)

3 **R6.5.7**

4           **Voir la réponse à la question 6.1.**

5           6.5.8 Economic Planning Studies (§529 à 551)

6 **R6.5.8**

7           **Voir la réponse à la question 6.1.**

8           6.5.9 Cost Allocation for New Projects (§552 à 561)

9 **R6.5.9**

10          **Voir la réponse à la question 6.1.**

11          6.5.10 Independent Third-Party Coordinator (§562 à 568)

12 **R6.5.10**

13          **Voir la réponse à la question 6.1.**

14

15          Par ailleurs, la Régie a rendu sa décision D-2007-95 le  
16          14 août 2007 accordant au Transporteur (à la direction  
17          Contrôle des mouvements de l'énergie) la désignation de  
18          coordonnateur de la fiabilité au Québec. La Régie a également  
19          approuvé le *Code de conduite du coordonnateur de la fiabilité*  
20          le 18 décembre 2007 dans sa version française (D-2007-142) et  
21          le 14 janvier 2008 dans sa version anglaise (D-2008-004) pour  
22          encadrer l'indépendance du coordonnateur de la fiabilité dans  
23          son rôle.

24          6.5.11 State Commission Participation (§569 à 575)

25 **R6.5.11**

26          **Voir la réponse à la question 6.1.**

27

28          6.5.12 Flexibility in Implementation (§576 à 582)

29 **R6.5.12**

30          **Voir la réponse à la question 6.1.**

1           6.5.13 Recovery of Planning Costs (§583 à 586)

2    **R6.5.13**

3           **Voir la réponse à la question 6.1.**

4           6.5.14 Open Season for Joint Ownership (§587 à 594)

5    **R6.5.14**

6           **Voir la réponse à la question 6.1.**

7           6.5.15 Specific Study Processes Beyond Reliability and Congestion  
8           Reduction (§595 à 599)

9    **R6.5.15**

10           **Voir la réponse à la question 6.1.**

11

12           6.5.16 Level of Detail in OATT (§600 à 602).

13    **R6.5.16**

14           **Voir la réponse à la question 6.1.**

15    Citation 4 : (réf. 4):

**Commission Determination**

602. The Commission agrees that the transmission planning attachment to a transmission provider's OATT must include sufficient detail to enable transmission customers to understand the transmission provider's planning process. This new attachment must therefore include:

- a) the process for consulting with customers and neighboring transmission providers;
- b) the notice procedures and anticipated frequency of meetings or planning-related communications;
- c) a written description of the methodology, criteria, and processes used to develop transmission plans;
- d) the method of disclosure of transmission plans and related studies and the criteria, assumptions and data underlying those plans and studies;
- e) the obligations of and methods for customers to submit data to the transmission provider;
- f) the dispute resolution process;
- g) the transmission provider's study procedures for economic upgrades to address congestion or the integration of new resources; and
- h) the relevant cost allocation procedures or principles.

1

2

3

4

5

6.6 Veuillez préciser, pour chacun des éléments mentionnés au para. 602 de l'Ord. 890, pourquoi le Transporteur ne considère pas qu'ils devraient être inclus dans ses *Tarifs et conditions*.

6

**R6.6**

7

**Voir les réponses aux questions 6.1 et 6.5.6.**

8

**F. La désignation des ressources**

**RÉFÉRENCE 1 :** Ordonnance 890-C, para. 202 et 203

**RÉFÉRENCE 2 :** HQT-2, doc. 1, fiche 29.2, p. 3

**RÉFÉRENCE 3 :** Order 890, para. 475

**RÉFÉRENCE 4 :** Order 890, para. 1539

**RÉFÉRENCE 5 :** Order 890-A, para. 868, 876 et 891

9

10

Citation 1 (réf. 1) :

Commission Determination

202. The Commission affirms the determination in Order No. 890-A that a network customer and the transmission provider's merchant function must undesignate each portion of each resource that is used to support a sale of system power if the buyer has not designated the purchase as a network resource.<sup>103</sup> The requirement that network customers undesignate their network resources when making firm third-party sales was first imposed in Order No. 888 to ensure that all designated network resources can, in fact, be called upon by the transmission provider to serve network load:

Absent a requirement that network resources always be available to meet a customer's network loads, reliability of service to the network customer as well as to native load and other network customers could be affected.... If a network customer desires to enter into a firm sale from its designated network resource ..., it must eliminate the appropriate resources or portions thereof from its designated network resources pursuant to pro forma tariff section 30.<sup>104</sup>

203. The restriction on third-party sales from designated network resources therefore enhances the ability of the transmission provider to plan and operate its system to integrate designated resources with the customer's loads. Without the restriction, transmission providers could reduce ATC by maintaining the same existing transmission commitments for anticipated uses of the network customer's designated resources even though the network customer has otherwise committed those same resources to other parties on a firm basis.

1

2 7.1 Est-ce que l'ensemble des centrales du Producteur qui peuvent contribuer à  
3 la fourniture d'électricité patrimoniale au Distributeur sont désignées par la  
4 Charge Locale?

5 **R7.1**

6 **Le Transporteur ne propose aucune modification aux *Tarifs et***  
7 ***conditions* à ce sujet dans le cadre de la présente demande.**

8 7.1.1 Le cas échéant, veuillez expliquer comment la prohibition contre la  
9 vente ferme aux tiers d'une centrale désignée est respectée.

1 **R7.1.1**

2 **Le Transporteur ne propose aucune modification aux *Tarifs et***  
3 ***conditions* à ce sujet dans le cadre de la présente demande.**

4 7.1.2 Si ces centrales ou des parties de ces centrales sont « dé-désignées »  
5 (*undesigned*) pour permettre la vente ferme aux tiers, veuillez  
6 expliquer comment se processus est organisé et à quelle fréquence la  
7 désignation et la dé-désignation est révisée.

8 **R7.1.2**

9 **À la pièce HQT-2, document 1, le texte de l'article 30.3 des**  
10 ***Tarifs et conditions* pour le client du service en réseau intégré**  
11 **et celui de l'article 38.3 pour le Distributeur concernant le**  
12 **service d'alimentation de la charge locale, précisent**  
13 **l'ensemble des dispositions prévues à cet effet.**

14 7.2 Si l'ensemble des centrales du Producteur qui peuvent contribuer à la  
15 fourniture d'électricité patrimoniale au Distributeur ne sont pas désignées par  
16 la Charge Locale, veuillez expliquer quelles ressources sont désignées et  
17 pourquoi.

18 **R7.2**

19 **Le Transporteur ne propose aucune modification aux *Tarifs et***  
20 ***conditions* à ce sujet dans le cadre de la présente demande.**

21 Citation 2 (réf. 2) :

**Impact sur le régime réglementaire et la clientèle**

L'application des modifications proposées aura pour effet de mieux informer l'ensemble de la clientèle du Transporteur concernant les ressources désignées pour alimenter les charges des clients en réseau intégré. La suppression temporaire de toute désignation de ressource en réseau offre plus de flexibilité au client. Concernant la validation des ressources désignées par les clients du Transporteur pour approvisionner les marchés au Québec, il s'agit déjà d'une responsabilité exercée par la Régie en vertu de l'article 72 de la Loi sur la Régie de l'énergie. Les modifications apportées par l'ordonnance 890 n'ont donc aucun effet à ce chapitre.

22

23 7.3 Veuillez expliquer le processus de validation des ressources désignées  
24 exercé par la Régie de l'énergie en vertu de l'art. 72 de la *Loi*, à laquelle fait  
25 référence la citation 2.

26 **R7.3**

27 **Le Transporteur ne propose aucune modification aux *Tarifs et***  
28 ***conditions* à ce sujet dans le cadre de la présente demande.**

1       7.4   Veuillez produire une liste des ressources désignées par la Charge Locale, en  
2       indiquant pour chacune la date à partir de laquelle elle a été désignée. En  
3       particulier, veuillez préciser

4       **R7.4**

5                   **Le Transporteur ne propose aucune modification aux *Tarifs et***  
6                   ***conditions* à ce sujet dans le cadre de la présente demande.**

7           7.4.1   si le « contrat patrimonial » est traité comme une seule et unique  
8           ressource désignée;

9       **R7.4.1**

10                   **Le Transporteur ne propose aucune modification aux *Tarifs et***  
11                   ***conditions* à ce sujet dans le cadre de la présente demande.**

12           7.4.2   si les différentes centrales appartenant à Hydro-Québec Production  
13           sont désignées;

14       **R7.4.2**

15                   **Le Transporteur ne propose aucune modification aux *Tarifs et***  
16                   ***conditions* à ce sujet dans le cadre de la présente demande.**

17           7.4.3   si la Centrale Churchill (Labrador) est désignée;

18       **R7.4.3**

19                   **Le Transporteur ne propose aucune modification aux *Tarifs et***  
20                   ***conditions* à ce sujet dans le cadre de la présente demande.**

21           7.4.4   si d'autres ressources hors Québec sont désignées. Le cas échéant,  
22           veuillez préciser lesquelles.

23       **R7.4.4**

24                   **Le Transporteur ne propose aucune modification aux *Tarifs et***  
25                   ***conditions* à ce sujet dans le cadre de la présente demande.**

26   Citation 3 (réf. 3) :

1475. The existing requirements in section 29.2(v) are intended to ensure that the network customer designating resources on other transmission systems provides sufficient information to allow the local transmission provider to determine the effect on ATC. Conversely, network customers should not be permitted to designate off-system resources which are so vaguely defined that the effects on ATC cannot be determined. In light of the requests that the Commission clarify exactly what information must be provided in order to designate network resources located off-system, and what information required by section 29.2(v) must be posted on OASIS, we will revise section 29.2(v) of the pro forma OATT to specify exactly what information is required.

1

2 7.5 Veuillez confirmer que le Transporteur dispose d'informations suffisantes sur  
3 chaque ressource désignée pour pouvoir évaluer ses conséquences sur  
4 l'ATC.

5 **R7.5**

6 **Puisque les ressources désignées hors réseau pour**  
7 **l'alimentation de la charge locale font l'objet de réservations**  
8 **(QCRD) sur les différentes interconnexions, la quantité de**  
9 **puissance et le chemin sont bien spécifiés. Lorsque**  
10 **confirmées, ces réservations sont ajoutés à l'ETC ferme d'un**  
11 **chemin donné. Puisque l'ATC est le résultat, entre autres, de**  
12 **la soustraction de l'ETC de la TTC de ce chemin (voir**  
13 **Appendice C-1, HQT-2, Document 1), le Transporteur dispose**  
14 **de toute l'information nécessaire pour évaluer l'ATC avec**  
15 **précision.**

16 7.6 Dans la mesure où la Charge Locale aurait désigné des ressources hors  
17 réseau dans le passé, est-ce que le Transporteur disposait d'informations  
18 suffisantes de chacune pour pouvoir évaluer ses conséquences sur l'ATC ?  
19 Veuillez fournir des précisions.

20 **R7.6**

21 **Oui. Voir la réponse à la question 7.5.**

22 7.7 De façon générale, veuillez expliquer comment la désignation des ressources  
23 de la Charge Locale permet au Transporteur de calculer l'ATC.

24 **R7.7**

25 **Voir la réponse à la question 7.5.**

1 7.8 Est-il nécessaire, pour calculer l'ATC sur les chemins offerts par le  
2 Transporteur, de connaître en détail les flux d'électricité à l'intérieur de son  
3 réseau ? Veuillez faire référence, dans votre réponse, à la structure des  
4 sous-réseaux dans la zone de contrôle du Transporteur, tel qu'indiqué à la  
5 référence 10 dans la prochaine section de ce document  
6 ([www.transenergie.com/oasis/info/ilot/ttc\\_interne\\_en.pdf](http://www.transenergie.com/oasis/info/ilot/ttc_interne_en.pdf)).

7 **R7.8**

8 **Non. Quelles que soient les contraintes du réseau principal, le**  
9 **Transporteur ajustera, si nécessaire, la répartition de la**  
10 **production des centrales éloignées et par le fait même la**  
11 **répartition de puissance (« load flow ») sur le réseau de**  
12 **transport de façon à livrer la puissance demandée. Par**  
13 **conséquent, la puissance requise est toujours acheminée vers**  
14 **les interconnexions ou les réseaux d'interconnexions. Il n'est**  
15 **donc pas nécessaire de connaître la répartition de puissance**  
16 **sur le réseau principal pour calculer l'ATC des diverses**  
17 **interconnexions.**

18 7.8.1 Le cas échéant, veuillez expliquer comment le calcul de l'ATC tient  
19 compte de la réception et de la livraison d'électricité à différents points  
20 à l'intérieur du Québec.

21 **R7.8.1**

22 **Le calcul de l'ATC ne tient pas compte de la réception et de la**  
23 **livraison d'électricité aux différents points décrits à la**  
24 **référence 10.**

25 7.8.2 Sinon, veuillez expliquer en détail comment on peut calculer l'ATC  
26 sans connaître les quantités d'électricité reçue et livrée aux différents  
27 points à l'intérieur du Québec.

28 **R7.8.2**

29 **Tel que cité à la réponse 7.8, le Transporteur s'assure de**  
30 **répartir la puissance adéquatement sur le réseau de transport**  
31 **principal pour répondre à la demande. La capacité de transfert**  
32 **des interconnexions n'est donc pas limitée par le réseau**  
33 **principal. La capacité des interconnexions peut par contre être**  
34 **limitée par les contraintes des réseaux régionaux ou réseaux**  
35 **d'interconnexion telles que définies à l'Appendice C-1, HQT-2,**  
36 **Document 1.**

1 Citation 4 (réf. 4) :

**Commission Determination**

1539. The Commission generally adopts the NOPR proposal to continue to require network customers and the transmission provider's merchant function to undesignate network resources or portions thereof in order to make certain firm, third-party sales from those resources. In particular, network customers and the transmission provider's merchant function may only enter into a third-party power sale from a designated network resource if the third-party power purchase agreement allows the seller to interrupt power sales to the third party in order to serve the designated network load. Such interruption must be permitted without penalty, to avoid imposing financial incentives that compete with the network resource's obligation to serve its network load.

2

3 7.9 Veuillez fournir une liste des occasions où la Charge Locale aurait « dé-  
4 désignée » une ressource désignée de façon temporaire pour permettre une  
5 vente à un tiers.

6 **R7.9**

7 **Le Transporteur n'est pas au fait qu'une telle situation se soit**  
8 **produite.**

1 Citation 5 (réf. 5) :

2

(3) On-System Resources

868. In response to a commenter request, the Commission clarified in Order No. 890 that a customer may not designate as a network resource a seller's choice power purchase agreement that is sourced by generating units internal to the transmission provider's control area, since evaluating the effect on ATC would be problematic. The Commission stated that, if a customer wishes to have a choice of resources that are internal to the particular transmission provider's control area from which to dispatch power, it must designate each of the resources as network resources. The Commission did not

3

specifically address on-system system sales (i.e., purchases from a specified generation system).<sup>318</sup>

4

876. Several petitioners argue that system sales contracts are not the same as seller's choice contracts.<sup>325</sup> These petitioners argue that typically a seller's choice contract involves a situation where, under certain delineated circumstances, a seller that would normally sell power to the purchaser from one unit may choose to deliver power from an alternate unit. These petitioners argue that the Commission's ruling in Order No. 890 regarding the eligibility of seller's choice contracts does not affect the eligibility of system sales.

5

891. The Commission affirms the finding in Order No. 890 that on-system seller's choice contracts generally do not provide enough information to satisfy the requirements for designation as a network resource. For on-system resources, the location of the capacity is necessary for determining the effect of a proposed designation on transmission capacity, both for evaluating the acceptability of the resource itself, and for allowing future transmission service requests to be evaluated. We agree with Southern, however, that a contract that may not provide enough information provided to be designated as a network resource at one time may become eligible for designation as the information becomes available. For instance, if a day before scheduling the seller were to identify source generation for a seller's choice contract for the following day, and if the contract were to bind the seller to use the newly identified generation (at least for the period that it was identified), then the resource would be eligible to be designated for the period during which the source information is firm (provided the resource complied with all other relevant requirements). At that point, the agreement is effectively no longer a seller's choice contract for the specified period. If, on the other hand, the seller identifies only what it intends to source the power with, but no contractual mechanism prevents the seller from sourcing the power from an alternative source prior to scheduling, then the resource would remain a seller's choice contract and would not be eligible for network resource status.

1

2

3

4

5

6

7.10 Veuillez élaborer sur la distinction entre « system contracts » et « seller's choice contracts » à l'égard de l'électricité fournie par Hydro-Québec Production au Distributeur, dans le cadre de :

7.10.1 Le contrat patrimonial; et

1 **R7.10.1**

2 **Le Transporteur n'a pas de responsabilité dans la gestion des**  
3 **approvisionnements en électricité du Distributeur et il applique**  
4 **les *Tarifs et conditions* tels qu'approuvés par la Régie.**

5 7.10.2 ses approvisionnements post patrimoniaux.

6 **R7.10.2**

7 **Voir la réponse à la question 7.10.1.**

8 **G. Le calcul de la capacité de transfert disponible**

RÉFÉRENCE 1:	HQT-1, doc. 1, p. 12
RÉFÉRENCE 2:	FERC, Ord. 890-A, para. 107
RÉFÉRENCE 3:	HQT-2, doc. 1, fiche App. C-1
RÉFÉRENCE 4:	FERC, Ord. 890-A, para. 108
RÉFÉRENCE 5:	FERC, Ord. 890, para. 348
RÉFÉRENCE 6:	FERC, Ord. 890-A, para. 148
RÉFÉRENCE 7:	FERC, Ord. 890-A, para. 149
RÉFÉRENCE 8:	FERC, Ord. 890-A, para. 62
RÉFÉRENCE 9 :	FERC, Ord. 890-A, para. 63
RÉFÉRENCE 10 :	TransÉnergie, Transmission system capacity reading points ( <a href="http://www.transenergie.com/oasis/info/ilot/ttc_internes_en.pdf">www.transenergie.com/oasis/info/ilot/ttc_internes_en.pdf</a> )
RÉFÉRENCE 11 :	FERC, Ord. 890-A, para. 95

9  
10 Préambule :

11 Citation 1 (réf. 1) :

2 Le Transporteur propose d'ajouter, à la suite de l'appendice C des *Tarifs et*  
3 *conditions*, une méthodologie plus explicite pour évaluer la capacité de  
4 transfert disponible, en appendice C-1. Cette méthodologie satisfait les  
5 critères énoncés dans l'ordonnance n<sup>o</sup> 890, et notamment dans l'appendice C  
6 du tarif *pro forma* qui en découle, en vue d'offrir une plus grande uniformité et  
7 transparence pour le calcul de cette capacité. Cette orientation est décrite en

12

13

1 Citation 2 (réf. 2) :

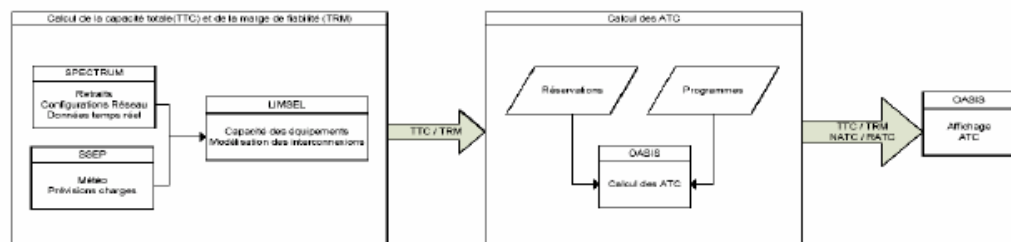
a. OATT Transparency – Attachment C

107. To increase transparency regarding ATC calculations, the Commission directed each transmission provider to set forth its ATC calculation methodology in Attachment C to its OATT. The Commission required that each transmission provider’s Attachment C must, at a minimum: (1) clearly identify which of the NERC-approved methodologies it employs (e.g., contract path, network ATC, or network AFC); (2) provide a detailed description of the specific mathematical algorithm the transmission provider uses to calculate firm and non-firm ATC for the scheduling horizon (same day and real-time), operating horizon (day ahead and pre-schedule), and planning horizon (beyond the operating horizon); (3) include a process flow diagram that describes the various steps that it takes in performing the ATC calculation; (4) set forth a definition of each ATC component (i.e., TTC, ETC, TRM, and CBM) and a detailed explanation of how each one is derived in both the operating and planning horizons; and, (5) document their processes for coordinating ATC calculations with their neighboring systems.

2

3 Citation 3 (réf. 3) :

2. Étapes de calcul de la capacité de transfert



4

1 8.1 Veuillez confirmer que le Transporteur considère que son Appendice C-1 est  
2 en conformité avec les exigences de la FERC à cet égard.

3 **R8.1**

4 **Les méthodes et les équations décrites dans l'appendice C-1,**  
5 **HQT-2, Document 1, sont similaires à celles des normes de la**  
6 **North American Electric Reliability Corporation (« NERC ») et**  
7 **visent à respecter les exigences de l'ordonnance 890 de**  
8 **la FERC.**

9 8.1.1 Veuillez indiquer où, dans l'Appendice C-1, le Transporteur identifie  
10 clairement laquelle des méthodologies approuvées par la NERC il  
11 utilise.

12 **R8.1.1**

13 **Les méthodes utilisées par le Transporteur sont conformes**  
14 **aux méthodes décrites dans les normes de la NERC. Toutefois,**  
15 **le Transporteur n'a pas identifié laquelle des méthodologies**  
16 **est utilisée pour chacun des chemins et des horizons car, bien**  
17 **que la NERC ait approuvé les normes concernant le calcul des**  
18 **capacités de transfert, elles n'ont pas encore été déposées à la**  
19 **Régie par le coordonnateur de la fiabilité. Le Transporteur**  
20 **identifiera la méthode dès que les normes de la NERC seront**  
21 **effectivement en vigueur.**

22 8.1.2 Veuillez indiquer les passages de l'Appendice qui fournissent une  
23 description de l'algorithme spécifique utilisé par le Transporteur pour  
24 calculer l'ATC ferme et non-ferme pour :

25 8.1.2.1 L'horizon de programmation (« scheduling horizon »),

26 **R8.1.2.1**

27 **Les équations décrites dans l'appendice C-1, HQT-2,**  
28 **Document 1 sous le titre « Horizon temps réel », servent à**  
29 **calculer les capacités de transfert fermes et non fermes pour**  
30 **l'horizon programmation.**

31 8.1.2.2 L'horizon d'opération (« operating horizon ») et

32 **R8.1.2.2**

33 **Les équations décrites dans l'appendice C-1, HQT-2,**  
34 **Document 1 sous le titre « Horizon prévisionnel », servent à**

1           **calculer les capacités de transfert fermes et non fermes pour**  
2           **l'horizon d'exploitation (« operating horizon »).**

3           8.1.2.3 L'horizon de planification (« planning horizon »).

4   **R8.1.2.3**

5           **Les équations décrites dans l'appendice C-1, HQT-2,**  
6           **Document 1 sous le titre « Horizon prévisionnel », servent à**  
7           **calculer les capacités de transfert fermes et non fermes pour**  
8           **l'horizon de planification («planning horizon»).**

9           8.1.3 Veuillez confirmer que le schéma reproduit en Citation 3 constitue le  
10           « process flow diagram that describes the various steps it takes in  
11           performing the ATC calculation. »

12   **R8.1.3**

13           **Le schéma reproduit à la citation 3 présente le « process flow**  
14           **diagram » soit le diagramme décrivant les étapes de calcul**  
15           **de l'ATC.**

16           8.1.4 Veuillez indiquer où, dans l'Appendice C-1, le Transporteur fournit une  
17           documentation de son processus pour la coordination de ses calculs  
18           d'ATC avec ses réseaux voisins.

19   **R8.1.4**

20           **Tel qu'il l'a annoncé sur OASIS, le Transporteur développe**  
21           **actuellement son processus pour la coordination des**  
22           **capacités de transfert avec les réseaux voisins.**

23           Citation 4 (réf. 4) :

108. The Commission concluded that Attachment C must provide an accurate  
documentation of processes and procedures related to the calculation of ATC, not the  
actual mathematical algorithms, which instead should be posted on their web site with the  
link noted in the Attachment C. The Commission noted that a transmission provider may

24  
25

26           8.2 Est-ce que les algorithmes mathématiques utilisés par le Transporteur pour le  
27           calcul de son ATC sont affichés sur son site internet? Le cas échéant,  
28           veuillez fournir l'adresse internet.

1 **R8.2**

2 **Oui. Les algorithmes peuvent être consultés sur le site OASIS**  
3 **du Transporteur à l'adresse :**

4 <http://www.transenergie.com/oasis/hqt/fr/entree.htmlx>

5

6 Citation 5 (réf. 5) :

**Commission Determination**

348. The Commission adopts the proposal in the NOPR to continue to require  
transmission providers to comply with existing ATC-related posting obligations as  
supplemented by this Final Rule. The Commission will continue to require transmission  
providers, on request, to make available all data used to calculate ATC and TTC for any  
constrained paths and any system planning studies or specific network impact studies  
7 performed for customers. Transmission providers must also continue to post a list of  
8 such studies on OASIS.

9 Citation 6 (réf. 6) :

Commission Determination

148. In Order No. 890, the Commission required transmission providers to make available, upon request, all data used to calculate ATC, TTC, CBM and TRM for any constrained posted path.<sup>62</sup> We believe that this adequately addresses Constellation's request for access to modeling data used by the transmission provider. Specifically, we expect transmission providers to make available, upon request and subject to appropriate confidentiality protections and CEII requirements, the following modeling data: (1) load flow base cases and generation dispatch methodology; (2) contingency, subsystem, monitoring, change files and accompanying auxiliary files; (3) transient and dynamic stability simulation data and reports on flowgates which are not thermally limited; (4) list of transactions used to update the base case for transmission service request study; (5) special protection systems and operating guides, and specific description as to how they are modeled; (6) model configuration settings; (7) dates and capacities of new and retiring generation; (8) new and retired generation included in the model for future years; (9) production cost models (including assumptions, settings, study results, input data, etc.), subject to reasonable and applicable generator confidentiality limitations; (10) searchable transmission maps, including PowerWorld or PSSE diagrams; (11) OASIS names to Common Names table and PTI bus numbers; and, (12) flowgate and interface limits including limit category (thermal, steady state or transient, voltage or angular). We decline, however, to require the transmission provider to post this information on OASIS, as Constellation suggests. We conclude that making this information available on request provides sufficient transparency for customers without unduly burdening the transmission provider.

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

8.3 Est-ce que le Transporteur s'engage à rendre disponible sur demande les renseignements mentionnés au paragraphe 148 de l'ord. 890-A?

**R8.3**

**Le Transporteur propose dans la présente demande d'adopter le nouvel appendice C-1 proposé, qui expose de façon transparente le mode de calcul de la capacité de transfert disponible, en appliquant des méthodes similaires à celles utilisées dans les autres réseaux, harmonisées avec les normes de la NERC et en tenant compte des contraintes spécifiques au réseau du Transporteur. Toutefois, le Transporteur ne peut prendre aucun engagement relativement à la dissémination des informations en sa possession en raison notamment de ses responsabilités quant à la sécurité et à la confidentialité de celles-ci.**

1 Citation 7 (réf. 7) :

149. With regard to the modeling support information sought by Constellation, we believe much of this information should already be stated in each transmission provider's Attachment C. In Order No. 890, the Commission required each transmission provider to set forth in the Attachment C to its OATT the ATC calculation methodology used by the transmission provider.<sup>63</sup> To the extent necessary, we clarify that the step-by-step modeling study methodology and criteria for adding or eliminating flowgates (permanent and temporary) is part of the ATC methodology that must be stated in the transmission provider's Attachment C. We direct any transmission provider that has failed to include this information in its Attachment C to include that information as part of the compliance filing directed in section II.C. If the transmission provider has already satisfied this obligation in a previous compliance filing, it should refer to that filing instead.

2

3 8.4 Veuillez préciser où, dans l'Appendice C-1, se trouve le « step-by-step  
4 modeling study methodology ».

5 **R8.4**

6 **Tel qu'indiqué dans l'appendice C-1, HQT-2, Document 1, le**  
7 **concept d'interface ou « flow gate » n'est pas pertinent au**  
8 **réseau de transport du Transporteur. Aussi, ne retrouve-t-on**  
9 **aucune composante reliée à la capacité d'interface disponible**  
10 **(AFC) dans le calcul des capacités de transfert**  
11 **du Transporteur.**

1 Citation 8 (réf. 8) :

(1) ETC

62. The Commission adopted the NOPR proposal and directed public utilities, working through NERC and NAESB, to develop a consistent approach for determining the amount of transfer capability a transmission provider may set aside for its native load and other committed uses. The Commission determined that ETC should be defined to include committed uses of the transmission system, including (1) native load commitments (including network service), (2) grandfathered transmission rights, (3) appropriate point-to-point reservations,<sup>39</sup> (4) rollover rights associated with long-term firm service, and (5) other uses identified through the NERC process. The Commission determined that ETC should not be used to set aside transfer capability for any type of planning or contingency reserve, which are to be addressed through CBM and TRM.<sup>40</sup> In addition, for short-term ATC calculations, all reserved but unused transfer capability (non-scheduled) must be released as non-firm ATC.

2

3

4 8.5 Veuillez confirmer que l'ETC (« existing transmission commitments ») du  
5 Transporteur n'inclut aucune capacité liée aux réserves de contingence ni  
6 de planification.

7 **R8.5**

8 **L'ETC inclut tous les éléments décrits dans l'appendice C-1,**  
9 **HQT-2, Document 1. Aucune capacité liée aux différents**  
10 **types de réserves n'est incluse dans le calcul de l'ETC.**

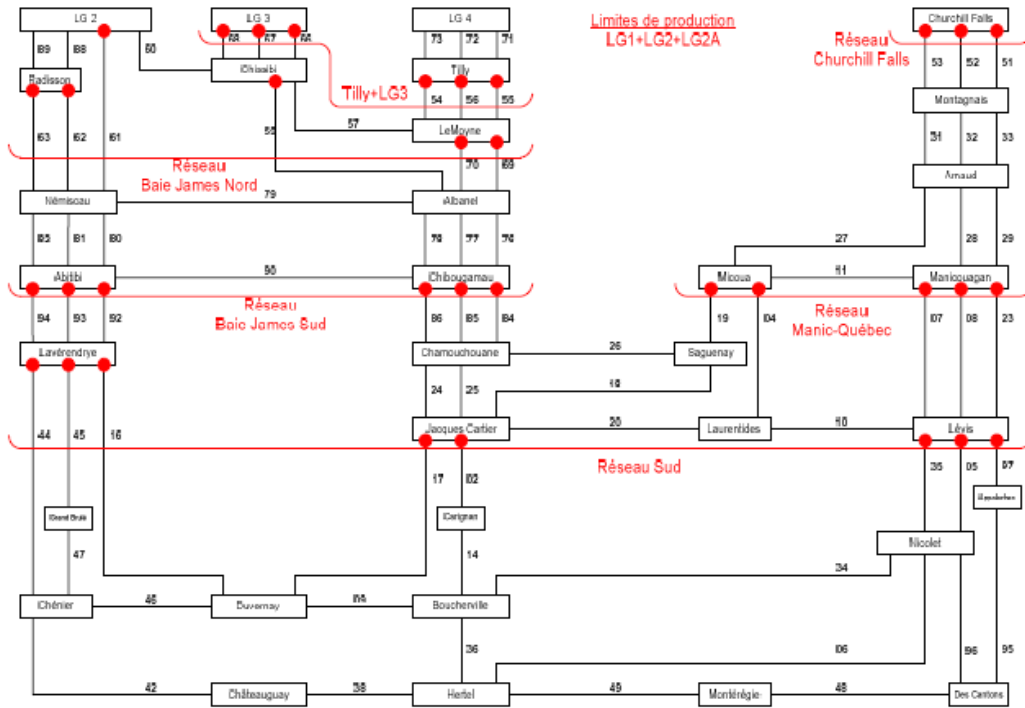
11 Citation 9 (réf. 9) :

63. The Commission also found that inclusion of all requests for transmission service in ETC would likely overstate usage of the system and understate ATC. The Commission therefore found that reservations that have the same point of receipt (POR) (generator) but different point of delivery (POD) (load), for the same time frame, should not be modeled in the ETC calculation simultaneously if their combined reserved transmission capacity exceeds the generator's nameplate capacity at the POR. The Commission directed public utilities, working through NERC, to develop requirements in MOD-001 that lay out clear instructions on how these reservations should be modeled. The Commission also concluded that some elements of ETC are candidates for business practices instead of reliability standards and directed public utilities, working through

12

1 Citation 10 (réf. 10):

**Transmission system capacity reading points**



Julie Des rosiers  
7 octobre 2004

2  
3

4 Préambule :

5 L'ord. 890-A précise que les réservations ayant le même point de réception  
6 (production) mais différents points de livraison (charge) pour la même période  
7 ne devraient pas être modélisés simultanément si, ensemble, leur capacité  
8 excède celle de la centrale.

9

10 8.6 Veuillez expliquer en détail comment le Transporteur tient compte, dans son  
11 calcul de l'ETC, des éléments suivants :

12 8.6.1 Les contraintes entre les différents sous-réseaux indiqués à la  
13 référence 10;

1 **R8.6.1**

2 **Le Transporteur ne tient pas compte des contraintes de ces**  
3 **sous-réseaux dans le calcul de l'ETC. Ces contraintes ne**  
4 **limitent pas la capacité de transfert des interconnexions du**  
5 **Transporteur. L'ETC inclut tous les éléments décrits dans**  
6 **l'appendice C-1, HQT-2, Document 1.**

7 8.6.2 Le contrat patrimonial, avec sa flexibilité inhérente;

8 **R8.6.2**

9 **L'ETC inclut tous les éléments décrits dans l'appendice C-1,**  
10 **HQT-2, Document 1. Le contrat patrimonial n'a pas d'impact**  
11 **sur le calcul des capacités de transfert des interconnexions**  
12 **du Transporteur.**

13 8.6.3 Les prévisions de charge aux différents postes à l'intérieur du Québec;

14 **R8.6.3**

15 **L'ETC inclut tous les éléments décrits dans l'appendice C-1,**  
16 **HQT-2, Document 1. Le Transporteur ne tient pas compte de la**  
17 **prévision de charge aux différents postes du réseau dans le**  
18 **calcul de l'ETC. Le Transporteur tient compte de la prévision**  
19 **de la charge locale dans le calcul de la TTC tel que décrit dans**  
20 **l'appendice C-1.**

21 8.7 Veuillez préciser en détail comment sont fixées les quantités QCRD (Québec  
22 Ressource Désignée), QCRND<sub>ferme</sub>, (Québec Ressource non Désignée ferme)  
23 et QCRND<sub>non ferme</sub> (Québec Ressource non Désignée non ferme) mentionnées  
24 à la page 2 de la référence 3, et ce, sur les horizons de programmation,  
25 d'opération et de planification.

26 **R8.7**

27 **Les quantités de ressources désignées pour l'alimentation de**  
28 **la charge locale (QCRD) sont fixées par le Distributeur. Les**  
29 **quantités de ressources non désignées sont fixées par le**  
30 **Distributeur (représenté par le sigle QCRND<sub>ferme</sub>, ainsi que par le**  
31 **Producteur (représenté par le sigle QCRND<sub>non ferme</sub>).**

32 8.8 Veuillez préciser si les éléments « Réservations » et « Programmes » sur le  
33 schéma de la référence 3 incluent les réservations et programmes de QCRD  
34 et de QCRND,

1 8.8.1 Pour les interconnexions entre la zone de contrôle de TransÉnergie et  
2 les réseaux voisins; et

3 **R8.8.1**

4 **Tel que affiché sur OASIS, les QCRD et les QCRND font l'objet**  
5 **de réservations et sont programmés le cas échéant.**

6 8.8.2 Pour les chemins à l'intérieur de la zone de contrôle de TransÉnergie,  
7 tel qu'indiquée à la référence 10.

8 **R8.8.2**

9 **Il n'y a pas de réservation ni de programmation sur les**  
10 **chemins internes du réseau de transport.**

11 Citation 11 (réf. 11) :

e. Modeling, Assumptions and Input Data

95. The Commission directed public utilities, working through NERC, to modify the reliability standards MOD-010 through MOD-025<sup>51</sup> to incorporate a requirement for the periodic review and modification of models for (1) load flow base cases with contingency, subsystem, and monitoring files, (2) short circuit data, and (3) transient and dynamic stability simulation data, in order to ensure that these models are up to date. The Commission stated that the models should be updated and benchmarked to actual events.

12

<sup>51</sup> The MOD-010 through MOD-025 reliability standards establish data requirements, reporting procedures, and system model development and validation for use in the reliability analysis of the interconnected transmission systems.

13

14

15 8.9 Est-ce que le Transporteur utilise les normes de fiabilité MOD-010 à MOD-  
16 025 ?

17 **R8.9**

18 **Parmi les normes MOD-010 à MOD-025, certaines sont**  
19 **approuvées par la FERC et d'autres par la NERC seulement. Il**  
20 **y en a également qui ne s'adressent qu'à l'organisme de**  
21 **fiabilité régionale ou Regional Reliability Organization [le**  
22 **Northeast Power Coordinating Council (« NPCC ») pour le**

1 Nord-Est]. Par contre, le Transporteur doit respecter toutes les  
2 normes approuvées par la NERC par le biais de son entente  
3 avec le NPCC.  
4

5 Tel qu'indiqué à la pièce HQT-9, Document 1 dans la demande  
6 R-3669-2008, le Transporteur souligne qu'il applique les  
7 normes édictées par la NERC et le NPCC, organismes  
8 reconnus en matière de fiabilité des réseaux de transport  
9 d'électricité, en plus d'appliquer ses propres critères internes  
10 en cette matière.

11  
12 Dans sa décision D-2003-653, la Régie mentionne que les  
13 normes prises en compte par le Transporteur sont  
14 globalement satisfaisantes, nécessaires et lui permettent de  
15 gérer efficacement son réseau.

16 8.9.1 Le cas échéant, veuillez fournir une courte description de chacune.

17 **R8.9.1**

18 Ces informations sont publiques. Un résumé de chaque norme  
19 peut être consulté sur le site de la NERC:  
20 <http://www.nerc.com/page.php?cid=2>

21 8.9.2 Le cas échéant, est-ce qu'il les a mises à jour tel que requis par la  
22 FERC?

23 **R8.9.2**

24 Ces mises à jour, par la NERC, suivent un processus de  
25 consultations avec les représentants de l'industrie. Le  
26 Transporteur participe à ce processus et suit les mises à jour  
27 de la NERC lorsqu'elle les approuve.

1

2

3

**H. L'éligibilité des ressources offertes par la demande pour les services complémentaires**

4

5

**RÉFÉRENCE 1: | HQT-2, doc. 1, fiches Annexe 2, 3, 6 et 7**

Préambule :

6

7

8

Dans chacune de ces annexes, qui fixent les tarifs des différents services complémentaires, le Transporteur propose l'ajout d'une phrase qui précise que « les ressources autres que la production » peuvent assurer ce service.

9

10

11

12

13

9.1 Comment le Transporteur propose-t-il de permettre aux ressources autres que la production de fournir les différents services complémentaires visés par les Annexes 2, 3, 6 et 7 (Service de réglage de tension, Service de réglage de fréquence, Service de maintien de réserve tournante, Service de maintien de réserve arrêtée)?

14

15

16

17

18

19

20

**R9.1**

**Si le Transporteur reçoit une demande, associée à une réservation de service de transport de point à point, d'utiliser des services complémentaires provenant d'une ressource autre que la production, il évaluera si cette ressource est en mesure de fournir un service comparable à celui fourni actuellement par les centrales du Producteur.**

21

22

9.1.1 Quelles sont les entités qui sont susceptibles de pouvoir fournir de tels services ?

23

24

25

26

27

**R9.1.1**

**Certaines technologies, par exemple les volants d'inertie, pourraient être utilisées pour fournir de la réserve tournante. La gestion de la charge peut être aussi envisagée pour combler une partie des besoins en réserve 10 et 30 minutes.**

28

29

9.1.2 Est-ce que le Transporteur prévoit la tenue d'appels d'offres pour ces services ? Sinon, comment propose-t-il de les obtenir ?

1 **R9.1.2**  
2 **Les modifications proposées par le Transporteur visent à**  
3 **permettre l'offre de fourniture de l'un ou l'autre des services**  
4 **complémentaires visés pour les services de transport de point**  
5 **à point par une ressource autre que la production qui serait en**  
6 **mesure d'offrir un tel service, conformément aux dispositions**  
7 **similaires de l'ordonnance 890. Tous les services**  
8 **complémentaires visés sont actuellement fournis par le**  
9 **Producteur, conformément aux dispositions prévues aux**  
10 ***Tarifs et conditions* et le Transporteur n'entrevoit pas**  
11 **actuellement de nouveaux besoins pour compléter la**  
12 **fourniture des services complémentaires existants.**

13 9.1.3 Est-ce que, selon les *Tarifs et conditions* en vigueur, il est possible  
14 que d'autres producteurs que le Producteur fournissent ces services  
15 au Transporteur ? Le cas échéant, veuillez expliquer en détail les  
16 procédures utilisées pour octroyer les contrats pour la fourniture de  
17 ces services.

18 **R9.1.3**  
19 **Le Transporteur ne propose aucune modification aux *Tarifs et***  
20 ***conditions* à ce sujet dans le cadre de la présente demande.**

21 **I. Le service ferme conditionnel et la nouvelle répartition**

**RÉFÉRENCE 1: | [HQT-1, Doc. 1, p. 22](#)**

22

23 Préambule :

24

25 Citation 1 (réf. 1) :

16 ***Aperçu de l'ordonnance n° 890***

17 La FERC constate dans l'ordonnance n° 890 que les méthodes d'évaluation  
18 des demandes de transport ferme à long terme de point à point ne sont plus  
19 justes, raisonnables et non indûment discriminatoires puisque le fournisseur  
20 de transport peut refuser la demande du client si celle-ci comporte une très  
21 courte période (par exemple une heure) qui ne peut faire l'objet  
22 d'une livraison<sup>37</sup>.

1  
2

3 10.1 Est-ce que le Transporteur a déjà refusé une demande de transport ferme à  
4 long terme de point à point parce qu'elle comportait une courte ou très courte  
5 période qui ne pouvait faire l'objet d'une livraison?

6 **R10.1**

7 **Le Transporteur n'est pas au fait qu'une telle situation se soit**  
8 **produite.**

9 10.2 Est-ce que les modifications proposées visant la création d'un Service ferme  
10 conditionnel et l'option d'une nouvelle répartition de la production risquent de  
11 créer des inconvénients quelconques pour le Transporteur ou pour l'un ou  
12 l'autre de ses clients? Le cas échéant, veuillez élaborer sur les avantages et  
13 inconvénients de la solution proposée.

14 **R10.2**

15 **Le Transporteur considère qu'il est en mesure d'offrir le**  
16 **service ferme conditionnel et de poursuivre l'offre de nouvelle**  
17 **répartition de la production selon les conditions décrites aux**  
18 ***Tarifs et conditions* sans affecter la fiabilité du réseau de**  
19 **transport et le service qu'il offre aux autres clients.**

20 **J. Le droit de renouvellement**

**RÉFÉRENCE 1:** | **HQT-1, Doc. 1, p. 22 à 23**

21  
22

1 Préambule :

20 La FERC observe que le droit de renouvellement prévu à l'OATT *pro forma*  
21 joint à l'ordonnance n° 888 doit être révisé. En effet, dans sa forme actuelle,  
22 ce droit permanent du client est peu compatible avec les obligations qui en  
23 résultent pour les fournisseurs de transport eu égard à la planification et à  
24 l'amélioration des réseaux requises pour donner effet à ces renouvellements.

2

1 La FERC ne considère plus les conditions relatives à ce droit de  
2 renouvellement justes, raisonnables, et non indûment discriminatoires<sup>39</sup>.

3  
4

5 11.1 Est-ce que le Transporteur partage l'opinion de la FERC que les conditions  
6 relatives au droit de renouvellement dans ses *Tarifs et conditions* ne sont pas  
7 justes, raisonnables ni indûment discriminatoires ?

8 **R11.1**

9 **Tel qu'indiqué à la pièce HQT-2, document 1, article 2.2, le**  
10 **Transporteur considère qu'une durée minimale de cinq (5) ans**  
11 **au lieu d'un (1) an pour que le client bénéficie d'une priorité de**  
12 **renouvellement apporte une plus grande certitude aux**  
13 **capacités de transport disponibles pour les années futures, ce**  
14 **qui est à l'avantage de la clientèle. De plus, puisque la priorité**  
15 **de renouvellement accordée à des clients ayant un contrat**  
16 **d'un an seulement oblige le Transporteur à planifier son**  
17 **réseau comme si cette réservation était pour une plus longue**  
18 **période, le client reçoit en quelque sorte une garantie de**  
19 **service prolongé supérieure à ses engagements envers le**  
20 **Transporteur et à ce qu'il doit payer à ce dernier. Ainsi, le**  
21 **Transporteur se prive de revenus additionnels en ne pouvant**  
22 **vendre à d'autres clients la capacité disponible après la fin du**  
23 **contrat d'un an, sans savoir avant soixante (60) jours de la fin**  
24 **du contrat si le client renouvellera celui-ci. La modification**  
25 **proposée permet donc de mieux équilibrer l'obligation du**  
26 **Transporteur de planifier adéquatement son réseau**  
27 **relativement aux engagements du client et elle protège**  
28 **adéquatement la charge locale, puisque cela assure que seuls**  
29 **les clients ayant des obligations à long terme disposent de la**  
30 **priorité de renouvellement à l'échéance.**

