



HELIOS

*Une expertise en énergie  
au service de l'avenir*

## **La tarification des Services de compensation des écarts de livraison et de réception**

**Témoignage expert de Philip Raphals**

**pour le RNCREQ**

**R-3669-08**

**Régie de l'énergie**

**Version révisée  
le 4 novembre 2008**



326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100  
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900  
Télécopieur : (514) 849 6357  
sec@centrehelios.org

[www.centrehelios.org](http://www.centrehelios.org)

## TABLE DE MATIÈRES

<b>1</b>	<b>Qualifications .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Mandat 2</b>	
<b>3</b>	<b>Contexte.....</b>	<b>2</b>
<b>4</b>	<b>Les services de compensation d'écart de livraison et de réception.....</b>	<b>4</b>
4.1	L'évolution des services de compensation .....	4
4.2	Les exigences des Ordonnances 890 et 890A concernant les services de compensation d'écart de livraison et de réception .....	8
4.3	Les modifications aux Annexes 4 et 5 proposées par le Transporteur.....	12
<b>5</b>	<b>Observations .....</b>	<b>16</b>
<b>6</b>	<b>Recommandations .....</b>	<b>18</b>

**ANNEXE A: Extrait de la preuve de Philip Raphals dans le dossier R-3549-04**

**ANNEXE B: Extrait de la preuve de Philip Raphals dans le dossier R-3640-06**

**ANNEXE C : FERC *pro forma tariff, Ordonnance 890A, Schedules 4 et 9***

**ANNEXE D : Texte en vigueur des Annexes 4 et 5**

**ANNEXE E : Texte proposé pour les Annexes 4 et 5 (version révisée)**

**ANNEXE F : Version anglaise proposée pour les Annexes 4 et 5 (version originale)**

**ANNEXE G : Version anglaise proposée pour les Annexes 4 et 5 (version révisée)**

## 1 Qualifications

### **Quel est votre nom, titre et adresse d'affaires ?**

Mon nom est Philip Raphals. Je suis directeur général du Centre Hélios, situé au 326 boul. St.-Joseph est, suite 100, Montréal, Québec, H2T 1J2.

### **Veillez décrire le Centre Hélios.**

Fondé en 1996, le Centre Hélios est un organisme de recherche à but non lucratif, offrant une expertise indépendante dans le secteur de l'énergie. Le Centre Hélios produit et rend disponibles les connaissances requises pour la mise en œuvre de stratégies, politiques, approches réglementaires et choix économiques favorisant le développement durable et équilibré du secteur énergétique.

### **Veillez décrire votre expérience professionnelle.**

Mon expérience est résumée dans mon curriculum vitae. Mes activités professionnelles ont touché à un grand nombre de sujets reliés à la planification, la réglementation et la tarification des réseaux électriques. Ces sujets incluent, entre autres choses, la restructuration des marchés énergétiques, les processus de planification, la réglementation du transport d'électricité, l'efficacité énergétique et la sécurité des approvisionnements dans un réseau hydraulique.

### **Avez-vous déjà été reconnu comme témoin expert par la Régie de l'énergie ?**

J'ai témoigné à titre d'expert devant la Régie de l'énergie dans quatorze dossiers depuis 1998.

### **Avez-vous déjà témoigné à titre d'expert sur la tarification du transport d'électricité ?**

Oui. Dans le dossier R-3401-98, j'étais l'auteur principal, avec Peter Bradford et feu Ellis O. Disher, d'un rapport d'expert qui explorait en détail plusieurs aspects de la tarification du transport. J'ai également fourni un rapport d'expert concernant les tarifs de transport à court terme dans le cadre du dossier R-3493-02, dans lequel Hydro-Québec demandait la révision de la décision D-2002-95. En 2004 et 2005, j'ai témoigné à titre d'expert lors de la phase 2 du dossier R-3549-04. En 2006, j'ai témoigné à titre d'expert dans R-3605-06 et, en 2007, dans R-3640-07.

Plusieurs de mes recommandations ont été adoptées par la Régie dans ces dossiers.

## 2 Mandat

**Veillez décrire le mandat que vous a donné le RNCREQ.**

Le RNCREQ m'a demandé d'analyser la proposition du Transporteur de modifier le libellé des Annexes 4 et 5 en conformité avec les Ordonnances 890 et 890A de la FERC, et de faire toute recommandation qui en découle.

## 3 Contexte

Dans son dossier R-3669-08, HQT a proposé quelque soixante modifications à ses *Tarifs et conditions*, avec pour justification la conformité avec les Ordonnances 890 et 890A de la FERC (ci-après « les Ordonnances »).

La justification présentée pour ces modifications dans la preuve en chef du Transporteur est limitée aux commentaires suivants<sup>1</sup> :

Les principales modifications apportées à l'OATT par les ordonnances 890 et 890-A touchent principalement les points suivants:

- Accroissement de l'uniformité dans le calcul de la capacité de transfert disponible (ATC)
- Proposition d'un nouveau mode de calcul des tarifs pour les déséquilibres entre l'énergie programmée et l'énergie reçue ou livrée à un client
- Instauration d'une nouvelle modalité du service de transport à long terme de point à point, le service ferme conditionnel, et
- Restriction de la priorité de renouvellement aux conventions de service d'une durée minimale de cinq ans.

Quelques autres dispositions, dont la suppression du prix plafond applicable à la revente des services de transport et quelques affichages supplémentaires sur OASIS sont également apportées par la FERC dans ces ordonnances.

---

<sup>1</sup> HQT-10, doc. 1, p. 7-8.

Dans le cadre de sa demande tarifaire 2008, le Transporteur propose des modifications au texte des *Tarifs et conditions* pour les adapter aux ordonnances 890 et 890-A.

Aucune justification précise n'a été fournie par le Transporteur, que ce soit à l'égard de la décision de modifier les *Tarifs et conditions* en fonction des Ordonnances ou quant au libellé retenu pour les modifications soumises.

L'absence de justification a par ailleurs amené la Régie à reporter l'étude desdites modifications demandées par le Transporteur à une deuxième phase de l'audience, en précisant que :

Dans le cas sous étude, il n'est pas suffisant d'affirmer que la proposition de modifications est en conformité avec les ordonnances 890 et 890A de la FERC. Le Transporteur doit expliquer en quoi elle est conforme et ce qui justifie son inclusion au texte des *Tarifs et conditions*<sup>2</sup>.

Malgré le report de l'examen de la plupart des modifications demandées aux *Tarifs et conditions* y incluses dans sa requête initiale, HQT a jugé que, selon les termes de la décision précitée, les modifications proposées aux Annexes 4 et 5 devaient néanmoins être étudiées dans la première phase de l'audience. La Régie a subséquentement validé ce choix, indépendamment du fait que le Transporteur n'ait pas expliqué en quoi ces propositions sont en conformité avec les Ordonnances ni en quoi leur inclusion au texte des *Tarifs et conditions* serait justifiée.

Il importe de souligner que, malgré les commentaires de la Régie cités ci-dessus, et mis à part les réponses succinctes fournies aux demandes de renseignement du RNCREQ<sup>3</sup>, aucune justification détaillée n'a, à ce jour, été présentée à l'appui de la demande d'amender les Annexes 4 et 5 par un libellé complètement nouveau. Le Transporteur n'a pas expliqué ces nouveaux textes, ni comment et pourquoi ils diffèrent des dispositions en vigueur. Il n'a pas explicité les objectifs recherchés en proposant ces modifications. Il ne s'est pas non plus prononcé sur les questions essentielles d'ordre plus général, dont :

- Est-ce qu'HQT estime qu'il est dans l'obligation de modifier ses *Tarifs et conditions* en fonction des Ordonnances ?
- Si oui, en fonction de quelle loi, ordonnance, règlement ou politique ?

---

<sup>2</sup> D-2008-116, p. 7.

<sup>3</sup> Discuté plus loin.

- Sinon, pourquoi HQT souhaite-t-il le faire ? Quelle importance donne-t-il au fait que les modifications répondent réellement aux exigences de la FERC ?
- Même si le Transporteur n'est pas obligé de modifier ses *Tarifs et conditions* en fonction des Ordonnances, est-ce qu'il voit un avantage à le faire, par exemple pour protéger un droit acquis ou pour faciliter des objectifs commerciaux ?
- Le cas échéant, pour obtenir cet avantage, est-il nécessaire que les *Tarifs et conditions* se conforment entièrement aux exigences qui s'appliqueraient si le Transporteur était sous la compétence de la FERC ?
- Est-ce que, selon HQT, les modifications proposées se conforment à ces exigences, ou non ? Sinon, en quoi ne sont-elles pas conformes, et pourquoi ?

Il serait bien sûr plus facile de commenter les modifications proposées par le Transporteur s'il avait déjà répondu, même partiellement, à ces questions. En l'absence de toute preuve concrète sur ces sujets, nous devons nous limiter à quelques observations, tant sur la logique qui sous-tend les modifications exigées par la FERC que sur la signification des modifications proposées aux Annexes 4 et 5.

## 4 Les services de compensation d'écart de livraison et de réception

### 4.1 L'évolution des services de compensation

L'évolution des services de compensation d'écart de livraison et de réception (ci-après « les Services »), auprès de la FERC et dans les *Tarifs et conditions* du Transporteur est résumée au chapitre 7 de la preuve que j'ai présentée au dossier R-3549-04 phase 2, en octobre 2005. Une copie de cette section se trouve en Annexe A.

#### Le service de compensation d'écarts de livraison (*energy imbalance service*)

Le *pro forma tariff* (ou le Open Access Transmission Tariff, ou OATT) de l'Ord. 888 ne précisait pas comment les tarifs des services de compensation d'écart de livraison (au-delà d'une bande morte de  $\pm 1,5$  %, à l'intérieur de laquelle les variations sont « netted » dans les trente jours) seraient fixés. Toutefois, la FERC laissait alors comprendre que ces charges n'auraient pas à être punitives, étant donné qu'elles répondaient aux variations imprévisibles de la charge.

À l'époque, le service proposé par le Transporteur en R-3401-98 et adopté par la Régie divergeait des principes de la FERC puisqu'il fixait un prix punitif pour les écarts de livraison à l'extérieur de la bande morte. Ainsi, lorsque le Transporteur devait fournir de l'énergie en réponse à un tel écart, le client se trouvait facturé à 150 % du coût variable d'un équipement de pointe, soit de 11,25 ¢ le kWh; lorsque le Transporteur devait accepter de l'énergie excédentaire, le crédit était de seulement 50 % du coût de l'énergie patrimoniale, soit 1,28 ¢ le kWh.

Le service de compensation d'écarts de réception (*generator imbalance service*)

Ce service ne faisait pas partie du *pro forma tariff* de l'Ord. 888, parce que la FERC ne considérait pas qu'il s'agissait d'un véritable service complémentaire requis pour le fonctionnement du réseau. Toutefois, dans l'Ord. 888-A, la FERC l'a ajouté au *pro forma tariff*, toujours sans préciser exactement comment les tarifs devraient être fixés. Par ailleurs, la FERC était plus favorable à une approche plus punitive pour le service de compensation d'écarts de réception, étant donné que les producteurs devront être en mesure de contrôler leur production avec précision.

Dans le dossier R-3549-04, HQT proposait l'ajout d'un service de compensation d'écart de réception, structuré de façon similaire au service de compensation d'écart de livraison, ce qui fut accepté par la Régie. Dans les deux cas, les prix pour les écarts au-delà d'une bande morte de  $\pm 1,5\%$  demeuraient dissuasifs, voire punitifs. La nature dissuasive des écarts au-delà de la bande morte dans les Services a été clairement exprimée lors de l'audience R-3549-04 phase 2, comme l'indiquent les extraits suivants :

- des réponses aux Demandes de renseignement du RNCREQ<sup>4</sup> :

40.3 Veuillez fournir la justification pour la majoration de 50 % du prix de production dans le tarif.

**R40.3 La tarification du service complémentaire d'écart de livraison se veut dissuasive, pour assurer que la clientèle des services de transport programme correctement ses livraisons d'électricité. Voir également réponse à la question 20.1 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie déposée comme pièce HQT-6, Document 1.**

---

<sup>4</sup> R-3549-04, phase, 2, HQT-6, doc. 8, p. 46 et 47.

- des réponses aux Demandes de renseignement de la Régie<sup>5</sup> :

23 **20. Référence : HQT-4, document 1, pages 32 et 33.**

24 **Préambule :**

25 **« Service de compensation d'écart de livraison**

26 *Le Transporteur propose d'établir le tarif de ce service sur la base du prix de*  
27 *production, en utilisant la méthode approuvée par la Régie pour le tarif*  
28 *existant. Ainsi, lorsqu'il y a consommation supérieure à la quantité*  
29 *programmée, le tarif proposé correspond au prix de production majoré de 50*  
30 *% . Le crédit accordé sur toute quantité livrée inférieure à la quantité*  
31 *programmée correspond à 50 % du coût moyen de fourniture de l'électricité*  
32 *patrimoniale.*

33

34 **Service de compensation d'écart de réception**

35 *Pour l'établissement du tarif de ce service, le Transporteur s'appuie sur la*  
36 *méthode retenue pour le tarif du service de compensation d'écart de livraison.*

1 *Ainsi, le tarif proposé serait appliqué à toute quantité reçue par le*  
2 *Transporteur inférieure à la quantité programmée. De plus, il est proposé*  
3 *d'accorder un crédit sur toute quantité reçue par le Transporteur supérieure à*  
4 *la quantité programmée.»*

5

6 **Demandes :**

7 **20.1** Veuillez justifier le choix du prix de production majoré de 50% pour  
8 établir ce tarif.

9 **R20.1** **Le Transporteur estime que sans cette majoration, tout client**  
10 **des services de transport de point à point bénéficierait sans**  
11 **frais d'une source de puissance bon marché à laquelle il**  
12 **pourrait recourir de facto sans assumer les coûts associés à la**  
13 **disponibilité et de la fourniture de celle-ci. La tarification du**  
14 **service complémentaire d'écart de livraison se veut donc**  
15 **dissuasive afin d'assurer que la clientèle des services de**  
16 **transport programme correctement ses réceptions et ses**  
17 **livraisons d'électricité en tout temps.**

---

<sup>5</sup> R-3549-04, phase, 2, HQT-6, doc. 1, p. 49.



10 **20.4** La majoration de 50% est-elle versée au Producteur ou conservée  
11 par le Transporteur ? Si la majoration est versée au Producteur,  
12 veuillez expliquer pourquoi ?  
13 **R20.4** **Comme le Transporteur vise à faire respecter la**  
14 **programmation par sa clientèle et qu'il s'agit d'une pénalité au-**  
15 **delà du prix de l'électricité remis au fournisseur du service**  
16 **complémentaire, la majoration de 50 % est conservée par le**  
17 **Transporteur, le cas échéant.**

Toujours dans R-3549-04 phase 2, la proposition d'HQT visait à maintenir les prix adoptés pour le service d'écart de livraison en R-3401, soit les pénalités de  $\pm 50\%$  basées sur un prix d'énergie de 7,5 ¢/kWh pour l'énergie fournie par le Transporteur et de 2,79 ¢/kWh pour l'énergie reçue.

Cependant, dans la décision D-2006-66, la Régie a refusé cette asymétrie dans les termes suivants<sup>6</sup> :

**La Régie est d'avis que le prix de 7,5 ¢/kWh constitue une approximation raisonnable du coût de l'énergie et assure une compensation adéquate du fournisseur de service tant en cas de livraison supérieure à la programmation qu'en cas de livraison qui lui est inférieure. De même, l'usage de l'estimé d'un prix de marché de 7,5 ¢/kWh plutôt que 2,79 ¢/kWh, jumelé à une majoration ou une réduction symétrique de 50 %, est mieux à même de compenser la valeur de l'énergie et de rencontrer l'objectif de dissuasion poursuivi par ce service du point de vue du Transporteur. En conséquence, la Régie fixe à 7,5 ¢/kWh le prix de l'énergie et à 50 % la majoration et le crédit, ces deux éléments étant liés l'un à l'autre.**

Depuis ce temps, le prix de l'énergie de 7,5 ¢/kWh est demeuré inchangé, et les tarifs des Services sont fixés à  $\pm 50\%$  de ce prix, en fonction de leur objectif dissuasif.

### La production intermittente

Au même moment, dans le cadre d'un processus parallèle au réexamen du *pro forma tariff*, la FERC examinait la possibilité que les producteurs d'énergie de source intermittente soient exemptés des dispositions punitives ou dissuasives du Service de compensation d'écart de réception. En 2005, une Notice of Proposed Rulemaking (NOPR) a été émise concernant l'établissement d'un *Intermittent Generator Imbalance Service*. Le NOPR proposait d'augmenter la bande morte à  $\pm 10\%$  de la puissance programmée pour les producteurs d'énergie intermittente, et de fixer les charges pour l'excéder en fonction des coûts réels encourus.

---

<sup>6</sup> D-2006-66, p. 33.

En 2006, la FERC a décidé de verser le dossier du *Intermittent Generator Imbalance Service* dans celui du réexamen de l'Ord. 888 (le dossier qui a mené à l'Ordonnance 890). Dans cette ordonnance, la FERC a retenu une solution similaire à celle du NOPR, qui exempte les producteurs d'énergie intermittente des dispositions punitives du Service de compensation d'écarts de réception. Ainsi, le *pro forma tariff* requis en fonction des Ordonnances inclut un *generator imbalance service* avec des dispositions spécifiques aux producteurs d'énergie intermittente.

## **4.2 Les exigences des Ordonnances 890 et 890A concernant les services de compensation d'écart de livraison et de réception**

À la section 5.3.4 de ma preuve dans R-3640-07, j'ai cité et résumé brièvement les conclusions des Ordonnances à l'égard des services de compensation d'écart de livraison et de réception (« les Services »). Cet extrait est reproduit en Annexe B.

Dans le NOPR qui a mené à l'Ord. 890, la FERC a proposé trois principes à l'égard de ces services :

635. The Commission proposed to create new energy and generator imbalance schedules based on the following three principles: (1) the charges must be based on incremental cost or some multiple thereof; (2) the charges must provide an incentive for accurate scheduling, such as by increasing the percentage of the adder above (and below) incremental cost as the deviations become larger; and (3) the provisions must account for the special circumstances presented by intermittent generators and their limited ability to precisely forecast or control generation levels, such as waiving the more punitive adders associated with higher deviations.

Dans l'Ordonnance 890, la FERC a adopté ces trois principes et a précisé pour la première fois comment les prix des Services seraient fixés. De plus, elle a exempté les producteurs d'énergie intermittente des dispositions punitives, en ajoutant d'autres exigences pour s'assurer que ces producteurs n'imposent pas des coûts excessifs aux autres usagers du réseau. Les textes de Schedules 4 et 9 du *pro forma tariff* de l'Ordonnance 890A sont joints en Annexe C.

Plus concrètement, selon les ordonnances 890 et 890A, la FERC exige maintenant, pour les deux Services, la structure suivante :

- À l'intérieur d'une bande morte de  $\pm 1,5$  % (avec un minimum de 2 MW), l'écart net à la fin du mois est réglé à 100 % du coût incrémentiel ou décrémental, le cas échéant ;

- Pour tout écart de plus de 1,5 % et de moins de 7,5 %, il est fixé à 110 % du coût incrémentiel ou à 90 % du coût décrémental ; et
- pour tout écart de plus de 7,5 %, il est fixé à 125 % du coût incrémentiel ou à 75 % du coût décrémental.

Par ailleurs, dans le cas du Service de compensation d'écart de réception, les producteurs d'énergie intermittente sont exemptés de cette troisième tranche, leur paiement étant limité à 110 % / 90 % du coût incrémentiel/décémentiel pour tout écart au-delà de  $\pm 1,5$  %.

Il est également important de noter que, dans le cas de ces deux Services, la méthode de calcul du coût incrémentiel et décrémental est précisée à même le texte réglementaire, comme suit<sup>7</sup> :

For purposes of this Schedule, incremental cost and decremental cost represent the Transmission Provider's actual average hourly cost of the last 10 MW dispatched for any purpose, i.e., to supply the Transmission Provider's Native Load Customers, correct imbalances, or make off-system sales, based on the replacement cost of fuel, unit heat rates, start-up costs (including any commitment and redispatch costs), incremental operation and maintenance costs, and purchased and interchange power costs and taxes, as applicable.

Cette approche permet explicitement l'inclusion de l'ensemble des coûts encourus réellement par le Transporteur, y compris des coûts liés au maintien de la capacité requise (note 398 et para 689). Il précise toutefois que :

We emphasize, however, that such costs should only be the additional costs incurred by the transmission provider due to the imbalance. (para. 689)

Notons finalement que la FERC s'est adressé à la question de l'utilisation de coûts de *proxy* à la demande de certains participants :

683. Pinnacle and Utah Municipals request that the Commission allow the use of alternative pricing methodologies, such as **market proxy pricing methodology based on trading hubs in or adjacent to their respective control areas, where appropriate**. Utah Municipals urge the Commission to make clear in the final rule that market-based pricing may be acceptable in some circumstances and to amend Schedule 4 of the pro forma OATT to **ensure that imbalance charges are designed not only to provide legitimate incentives for accurate scheduling, but also to avoid unjustified penalties (masquerading as**

---

<sup>7</sup> FERC, Pro forma Tariff, Order 890-A, Original Sheet No. 146. En l'Ordonnance 890-B, le "i.e." a été remplacé par "e.g."

**“incentives”), to minimize the discriminatory impact of such charges, and to avoid penalizing behavior or results that in fact help to keep the system as a whole in balance. (nos caractères gras)**

La FERC se dit ouverte à cette approche, dans certains cas, en précisant toutefois que ce prix doit représenter une alternative valable au calcul cité ci-dessus, qui doit refléter des conditions concurrentielles, transparentes et liquides similaires à celles qui existeraient dans le marché du vendeur.

692. ... The feasibility of using market proxies must be considered on a case-by-case basis, given the characteristics of each market. If proposed, **the proxy price must represent a valid alternative to the incremental cost calculation, reflecting competitive, transparent and liquid conditions similar to those that would exist in the seller’s market. (nos caractères gras)**

Par ailleurs, dans l’Ord. 890-A, la FERC a modifié l’exigence que les coûts soient évalués en fonction des derniers 10 MW mobilisés pour desservir la charge locale :

309. The Commission grants rehearing of the decision to calculate incremental costs for purposes of assessing imbalance charges based on the last 10 MW dispatched to supply the transmission provider’s native load. Upon consideration of petitioners’ arguments, we agree that it is more reasonable to base imbalance charges on the actual cost to correct the imbalance, which may be different than the cost of serving native load. As such, we will modify the definition to require transmission providers to use the cost of the last 10 MWs dispatched for any purpose, i.e., to serve native load, correct imbalances, or to make off-system sales. We believe this satisfies Southern’s concerns and therefore decline to adopt its suggestion to separately define incremental and decremental cost for purposes of calculating imbalance charges by using the “next 10 MW of generation dispatched” in the incremental cost definition.

Ainsi, le calcul se fait maintenant en fonction des derniers 10 MW produits pour n’importe quelles fins, y compris les exportations. Ce changement n’est pas reflété dans le texte proposé pour l’Annexe 5 (voir Annexe E des présents), qui fait référence toujours à la charge locale.

Une autre précision importante incluse dans l'Ord. 890-A exige que tout transporteur doit expliciter précisément comment il calcule les coûts incrémentaux aux fins des services de compensation d'écarts :

310. We also agree with Williams that, in order to provide transparency and minimize opportunities for undue discrimination, each transmission provider must provide language in its OATT clearly specifying the method by which it calculates incremental costs for purposes of imbalance charges, as well as the method it will use to obtain each component of the calculation. We direct transmission providers to include this proposed tariff language as part of the compliance filing ordered in section II.C.

Finalement, l'Ord. 890-A adresse la question des coûts d'opportunité :

311. Several entities complain that the Commission's definition of incremental cost does not properly allow for recovery of opportunity costs. The determination and calculation of opportunity costs associated with providing imbalance service will vary based on the circumstances of the transmission provider and, as such, we do not believe

that it is appropriate to amend the definition of incremental cost in the pro forma OATT to address opportunity costs. We will therefore continue to consider proposals to include recovery of legitimate and verifiable opportunity costs on a case-by-case basis consistent with Commission precedent.<sup>110</sup> Such proposals must clearly explain how opportunity costs would be determined and demonstrate that the recovery of opportunity costs would not lead to over-recovery of costs. Similarly, transmission providers participating in joint dispatch agreements or otherwise procuring imbalance energy from other generators may need to have alternative definitions of incremental cost. Proposals to adopt a modified definition of incremental cost to reflect the transmission provider's particular circumstances also will be considered on a case-by-case basis.

Ainsi, la FERC se dit ouverte à l'utilisation des coûts d'opportunité dans la fixation des prix pour les services de compensation, mais insiste que toute telle approche soit justifiée au cas par cas, avec une explication claire de comment ces coûts d'opportunité seraient déterminés et une démonstration que leur récupération ne mène pas à la surrécupération des coûts. De la même façon, des transporteurs qui obtiennent l'énergie supplémentaire d'autres producteurs peuvent proposer d'autres méthodes pour en définir le coût, toujours assujetti à l'approbation au cas par cas.

### **4.3 Les modifications aux Annexes 4 et 5 proposées par le Transporteur**

Dans le présent dossier, le Transporteur propose de modifier de façon importante le texte de ses Annexes 4 et 5. Le texte en vigueur des Annexes 4 et 5 est en Annexe D. Le texte proposé (selon la version révisée) se trouve en Annexe E.

Tant pour l'Annexe 4 que pour l'Annexe 5, la justification présentée pour ces changements est limitée à trois phrases<sup>8</sup> :

En conformité avec les Ordonnances 890 et 890-A de la FERC. Définition du service d'écart de réception adapté [sic] aux caractéristiques particulières du réseau d'Hydro-Québec. Cette proposition change la structure du tarif de ce service.

À mon avis, cette explication ne répond pas aux exigences de la Régie, citées ci-dessus aux pages 3 et 4.

La nature du changement apporté à la structure du tarif de ce service n'est pas précisée, sauf dans deux réponses aux demandes de renseignement du RNCREQ, qui se lisent comme suit<sup>9</sup> :

Préambule: La citation 1 mentionne que le Transporteur désire modifier le Service de compensation d'écart de réception (Annexe 4), mais mentionne seulement la portée d'application du service.

5.1 Est-ce que le Transporteur désire également se conformer à l'exigence de la FERC de fixer les prix des écarts de réception selon une approche similaire à celle de Bonneville ?

---

<sup>8</sup> HQT-12, doc. 4 (rév. 2008-09-30), p. 4.

<sup>9</sup> HQD-13, doc. 9, p. 18.

**R5.1**

**Tel qu'indiqué à la pièce HQT-12, Document 5, annexes 4 et 5, le Transporteur propose d'appliquer aux services complémentaires d'écart de réception et d'écart de livraison la structure tarifaire proposée par la FERC dans l'ordonnance 890, laquelle est similaire à l'approche indiquée en référence.**

5.2 Veuillez expliquer la notion de « **transmission provider's system decremental [or incremental] cost** » tel qu'elle apparaît au paragraphe 636 de l'ordonnance 890.

**R5.2**

**Le Transporteur ne propose pas de modification aux prix en vigueur actuellement pour les écarts de réception et de livraison lorsque ceux-ci sont inférieurs à  $\pm 1,5\%$ , avec un minimum de 2 MW. Selon la méthode établie pour établir ces prix, qui ont été approuvés par la Régie, le prix de 3,75 ¢/kWh payé par le Transporteur lorsque l'électricité est laissée sur le réseau par un client des services de transport de point à point constitue le coût décrementiel de l'électricité sur le réseau du Transporteur, alors que le prix de 11,25 ¢ /kWh payé par le client des services de transport de point à point lors de retraits non autorisés sur le réseau constitue le coût incrémentiel de l'électricité sur le réseau du Transporteur.**

Il importe ici de souligner que ces réponses ne présentent qu'une vision incomplète et donc trompeuse de la proposition.

**Réponse 5.1 :** Même si la proposition du Transporteur applique « la structure tarifaire proposée par la FERC », elle ne respecte pas l'approche préconisée par celle-ci pour la fixation des coûts incrémentiel et décrementiel. Cette différence n'est pas seulement une question de détails : les concepts mêmes des coûts incrémentiel et décrementiel avancés par le Transporteur sont incompatibles avec ceux de la FERC, comme nous le verrons dans la prochaine section.

**Réponse 5.2 :** Il est vrai, comme l'indique la réponse, que « le Transporteur ne propose pas de modification aux prix en vigueur actuellement pour les écarts inférieurs à  $\pm 1,5\%$ , avec le minimum de 2 MW ». Toutefois, le Transporteur néglige de mentionner que, pour tout écart plus grand, sa proposition imposerait un tarif sensiblement plus élevé que celui adopté par la Régie en D-2006-66. Plus spécifiquement, le tableau suivant indique les tarifs proposés :

Écart	tarifs en vigueur, pour énergie (¢/kWh)		tarifs proposés, pour énergie (¢/kWh)	
	fourni par HQT	fourni à HQT	fourni par HQT	fourni à HQT
< 1,5%	11,25	3,75	11,25	3,75
de 1,5 % à 7.5%			12,38	3,38
> 7.5%			14,06	2,81

L'examen des textes proposés pour les Annexes 4 et 5 démontre que ceux-ci reproduisent presque mot à mot une grande partie du texte de la FERC *pro forma*. Toutefois, l'Annexe 4 exclut les paragraphes précisant le mode du calcul des coûts incrémentiel et décrémental (cité ci-dessous), en y substituant le texte suivant :

Annexe 4 (Service d'écart de compensation de réception):

Pour les fins de la présente annexe, le coût incrémentiel et le coût décrémental sont établis comme suit :

(1) Coût décrémental : 3,75 ¢/kWh.

(2) Coût incrémentiel : 11,25 ¢/kWh.

Par contre, l'Annexe 5 (Service d'écart de compensation de livraison) inclut ce paragraphe qui précise comment les coûts incrémentiel et décrémental sont fixés. Paradoxalement, il précise ensuite les mêmes coûts incrémentiel et décrémental qui apparaissent à l'Annexe 4, sans même essayer d'expliquer comment ces valeurs peuvent découler du « coût horaire moyen réel du Transporteur pour les derniers 10 MW répartis pour alimenter les clients de la charge locale du Transporteur ».



Pour les fins de la présente annexe, le coût incrémentiel et le coût décrémental représentent le coût horaire moyen réel du Transporteur pour les derniers 10 MW répartis pour alimenter les clients de la charge locale du Transporteur, lequel est fonction du coût de remplacement du carburant, des coûts thermiques du groupe, des coûts de démarrage (y compris les coûts liés à l'engagement et à la nouvelle répartition), des coûts marginaux d'entretien et d'exploitation ainsi que des coûts et taxes des échanges et des achats, selon le cas.

(1) Coût incrémentiel : 11,25 ¢/kWh.

(2) Coût décrémental : 3,75 ¢/kWh.

Il serait une coïncidence remarquable si le calcul de ce « coût horaire moyen réel » donne exactement les mêmes valeurs que celles établies en D-2006-66, basées sur un prix d'énergie de 7,5 ¢/kWh, ajusté de façon dissuasive à  $\pm 50\%$ .

Il n'y a par ailleurs aucune explication sur le fait que le paragraphe cité se trouve dans l'Annexe 5 mais pas dans l'Annexe 4. Dans les Ordonnances, les textes sont presque identiques entre les deux Annexes.

Soulignons, par ailleurs, les versions anglaises révisées des Annexes 4 et 5 incluent chacune deux paragraphes additionnels vers la fin, qui ne se trouvent pas dans la version française, et qui modifient sensiblement le sens<sup>10</sup>. Nous présumons qu'il s'agit d'une erreur cléricale, mais le fait que cette erreur se présente uniquement dans la version révisée nous laisse perplexes.

Pour toutes ces raisons, je conclus que les Annexes 4 et 5, telles que proposées par le Transporteur, ne sont pas conformes aux Ordonnances.

Cela dit, et — toujours sous l'hypothèse que l'on juge, après analyse des questions détaillées aux pages 3 et 4, qu'il est important d'y être conforme — étant donné l'ouverture aux méthodes

---

<sup>10</sup> Pour faciliter la consultation, la version anglaise originale se trouve en Annexe F, et la version révisée en Annexe G.

alternatives dans l'Ord. 890-A, rien n'empêche au Transporteur de proposer, ni à la Régie d'approuver, une méthode qui reflète sa situation particulière. Étant donné la déférence accordée par la FERC aux régulateurs canadiens, cela ne devrait pas poser problème, dans la mesure où le processus démontre le degré de transparence requise, et que le résultat respecte les principes énoncés dans les Ordonnances.

Plus particulièrement, le Transporteur pourrait bien vouloir présenter une méthodologie basée soit sur les prix de l'énergie précisés dans l'Entente-cadre (qui reconnaît une valeur supplémentaire pour l'énergie livrée pendant les 300 heures de la pointe du réseau), soit sur les prix des marchés limitrophes. Notons à cet égard que, dans les fichiers de suivi de l'utilisation de l'électricité patrimoniale, le Distributeur indique comme référence le prix pour chaque heure du Day-Ahead-Market de la zone HQ du NYISO.

Par ailleurs, étant donné que c'est HQ Production qui fournit l'énergie requise pour ces services, et qui reçoit toute énergie supplémentaire, il serait normalement à lui de préciser le coût et la valeur de cette énergie, et la justification pour les méthodes ou chiffres proposées.

Toutefois, dans le court terme, la solution la plus simple serait d'identifier le « prix de l'énergie » fixé par la Régie en D-2006-66 comme étant égal aux coûts incrémentiel et décrémental.

## 5 Observations

La logique qui sous-tend l'approche retenue par la FERC est de fixer les coûts de ces services en fonction des coûts réellement encourus pour les fournir. L'aspect punitif ou dissuasif est bien dosé : il est inexistant pour les écarts à l'intérieur d'une bande de  $\pm 1,5\%$ , est limité à 10 % des coûts réels pour les écarts entre 1,5 % et 7,5 %, et s'élève à 25 % pour les écarts de 7,5 % et plus — sauf pour les énergies intermittentes, qui sont exemptées de ce dernier taux punitif.

Le choix du Transporteur de fixer les coûts incrémentiel et décrémental d'une façon arbitraire et punitive trahit profondément la logique retenue par la FERC. La nouvelle formulation proposée par le Transporteur, devient, dans les faits, encore plus punitive que celle qu'elle remplace. En effet, les tarifs sont fixés à  $\pm 10\%$  ou à  $\pm 25\%$  par rapport aux coûts incrémentiel ou décrémental, lesquels comportent déjà, selon la proposition d'HQT dans R-3549 phase 2 et dans D-2006-66, une pénalité de 50 % par rapport au coût présumé de l'énergie. Ainsi, pour les écarts au-delà de  $\pm 7,5\%$  de la puissance programmée, le tarif proposé par le Transporteur est de 14,06 ¢/kWh, tandis que le prix payé pour l'énergie livrée au-delà des quantités programmées est de seulement 3 ¢/kWh.

Il est clair, rappelons-le, que, d'après la preuve dans R-3549 phase 2, le « coût de l'énergie » qui est à la base des tarifs en vigueur pour ces deux Services est de 7,5 ¢ le kWh. La décision D-2006-66 précise explicitement que ce coût a été retenu par la Régie comme un proxy du coût incrémentiel/décémentiel, considérant qu'il n'y a pas de réel prix de marché au Québec.

Dans ce contexte, prétendre que le tarif dissuasif de 11,25 ¢/kWh constitue un « coût incrémentiel » et le prix dissuasif de 3,75 ¢/kWh un « coût décémentiel », comme le fait la proposition du Transporteur, représente une déformation inacceptable de ces notions économiques. Voici quelques définitions standards :

*incremental cost*

The cost associated with one additional unit of production. Also called marginal cost<sup>11</sup>.

*decremental cost*

Refers to that part of the cost of producing energy which could be avoided if demand for that energy didn't exist or if alternate energy supplies were available.

Decremental cost refers only to the cost of producing the energy, and differs from avoided cost which refers to all fixed costs whether or not they are related to production, as well as costs related to depreciation of assets and other expenses<sup>12</sup>.

En fixant des valeurs basées sur une logique de dissuasion, on déforme complètement et arbitrairement le sens réel de ces expressions. En somme, ce serait de revenir à la philosophie de Humpty Dumpty, qui insistait<sup>13</sup> :

“When I use a word,” Humpty Dumpty said, in a rather scornful tone, “it means just what I choose it to mean — neither more nor less.”

---

<sup>11</sup> [http://www.investorwords.com/2415/incremental\\_cost.html](http://www.investorwords.com/2415/incremental_cost.html)

<sup>12</sup> [http://www.energyvortex.com/energydictionary/decremental\\_cost.html](http://www.energyvortex.com/energydictionary/decremental_cost.html)

<sup>13</sup> Lewis Carroll, *Through the Looking Glass*, p. 94.

“The question is,” said Alice, “whether you *can* make words mean so many different things.”

“The question is,” said Humpty Dumpty, “who is to be master — that’s all.”

Une telle approche n’a certainement pas sa place dans la réglementation du transport d’électricité.

Cela dit, il demeure mystérieux pourquoi le Transporteur veut modifier ses *Tarifs et conditions* de façon à inclure la quasi-totalité des mots des sections correspondantes du *pro forma tariff*, tout en ajoutant quelques mots additionnels qui contredisent la lettre et l’esprit des réformes qu’il dit vouloir intégrer.

Comme nous l’avons noté auparavant, les véritables effets des modifications proposées par le Transporteur sont d’accroître l’aspect punitif de ces tarifs, tandis que l’intention de la FERC était de le réduire et de l’encadrer en fonction des coûts réels. Or, les tarifs proposés par le Transporteur n’ont aucune relation avec ses coûts réels, et les valeurs proposées comme coût incrémentiel et coût décrémental ne le sont tout simplement pas.

Ce n’est pas du tout clair si cet accroissement de l’aspect punitif représente un objectif explicite du Transporteur ou s’il s’agit simplement de « dommages collatéraux » qui résultent d’une tentative de donner l’impression de se conformer aux Ordonnances, tout en maintenant l’approche dissuasive antérieure.

Le cas échéant, la question se pose, à qui cette illusion est-elle destinée ? Sans oser prétendre connaître la réponse, nous trouvons la situation malsaine et souhaitons que le Transporteur s’explique.

## 6 Recommendations

Nous avons démontré ci-dessus que la proposition d’HQT n’est pas conforme aux exigences des Ordonnances. Devant ce constat, il y a trois options qui se présentent actuellement à la Régie, à l’égard des Annexes 4 et 5 :

1. les laisser inchangés,
2. les modifier selon la proposition d’HQT, ou

3. les modifier en conformité avec les Ordonnances, en fonction d'un coût incrémentiel/décémentiel de 7,5 cents (D-2006-66<sup>14</sup>).

À notre avis, les réformes retenues par la FERC dans l'Ordonnance 890 à l'égard des Services de compensation d'écart de livraison et de réception sont bien fondées et représentent une amélioration importante par rapport aux tarifs et conditions actuellement en vigueur pour ces mêmes services (Annexes 4 et 5). Nous recommandons donc que la Régie adopte ces réformes, sans égard à la décision qu'elle prendra éventuellement concernant l'importance ou non de se conformer aux Ordonnances.

Plus concrètement, le tableau suivant indique les tarifs qui s'appliqueraient, tant pour les écarts de livraison que pour ceux de réception, selon ces trois options :

Écart	Tarifs en vigueur		Proposition HQT		Conforme à 890	
	Fourni par HQT	Reçu par HQT	Fourni par HQT	Reçu par HQT	Fourni par HQT	Reçu par HQT
< 1,5 %	11,25	3,75	11,25	3,75	7,5	7,5
Entre 1,5 et 7,5 %			12,38	3,38	8,25	6,75
> 7,5 %			14,06	2,81	9,38	5,63

À notre avis, seulement les tarifs du troisième groupe répondent aux objectifs de créer un régime adéquat de dissuasion pour encourager les bonnes pratiques, sans imposer de pénalités déraisonnables. Par ailleurs, nous sommes également d'avis que des producteurs d'énergie intermittente devraient être exemptés de la troisième tranche dissuasive, dans la mesure où ils se conforment aux pratiques de prévision qu'exigera éventuellement la Régie.

Nous formulons donc les recommandations suivantes :

1. Accepter les modifications telles que proposées :

- En excluant de l'Annexe 5 le dernier paragraphe complet (« Pour les fins de la présente annexe ... », cité ci-dessus à la fin de page 14) ;

---

<sup>14</sup> « La Régie est d'avis que le prix de 7,5 ¢/kWh constitue une approximation raisonnable du coût de l'énergie et assure une compensation adéquate du fournisseur de service tant en cas de livraison supérieure à la programmation qu'en cas de livraison qui lui est inférieure. » (caractères gras dans l'original). D-2006-66, p. 33.

- En remplaçant la définition des coûts incrémentiel et décrémental avec la suivante :  

« Pour les fins de la présente annexe, le coût incrémentiel et le coût décrémental sont réputés être égaux à 7,5 cents le kWh. »
  - En enlevant de la version anglaise des Annexes 4 et 5 (version révisée) les paragraphes qui ne se trouvent pas dans la version française.
2. Poursuivre les démarches visant à mieux définir les coûts réels encourus par le Transporteur ou par son affilié en fournissant les services de compensation d'écarts.

**ANNEXE A: Extrait de la preuve de Philip Raphals  
dans le dossier R-3549-04**

## 7 Energy imbalance and generator imbalance services

TransÉnergie proposes to add a new ancillary service, a generator imbalance service (*service de compensation pour écart de réception*, Annexe 4).<sup>40</sup> This new service has a very similar structure to TransÉnergie's energy imbalance service (*service de compensation pour écart de livraison*, Annexe 5), which has been in place since Reg. 659 was adopted in 1997, in terms essentially identical to those of FERC's *pro forma* tariff promulgated as part of Order 888.

### 7.1 Energy imbalance service

It should be noted first of all that, while FERC considers energy imbalance service to be a true ancillary service, i.e. essential to the operation of a transmission system, this is not the case for generation imbalance service.

FERC made clear in Order 888 and 888-A that energy imbalance service is meant to cover only those unavoidable imbalances that result from the fact that “the amount of energy taken by load in an hour is variable and not subject to the control of either a wholesale seller or a wholesale requirements buyer.”<sup>41</sup> For this reason, the rates to be applied to energy imbalance service are cost-based, not punitive. FERC established a bandwidth of  $\pm 1.5\%$ , within which over- and undercharges are netted over the month; beyond that bandwidth, the charge for taking more energy than programmed is set at 110% of the costs actually incurred by the transmission provider to provide the additional energy that was delivered, and the credit for taking less energy than scheduled is set at 90% of these costs. The bandwidth is intended to promote good scheduling practice, and reflects the fact that, under the *pro forma* open access transmission tariff, schedules can be changed up until 20 minutes before the beginning of the hour.

Thus, FERC's approach to energy imbalance service charges is clearly not meant to be punitive or dissuasive. In this sense, the modification to TransÉnergie's energy imbalance service that was accepted by the Régie in R-3401-98 represents a marked departure from FERC's policy and rationale. Under Reg. 659, energy imbalance charges were based on Hydro-Québec's real-time hourly price (TTR), for imbalances beyond a 1.5% bandwidth. At TransÉnergie's request, this was replaced by a punitive regime, with the penalty based on the variable cost of peaking equipment (or

---

<sup>40</sup> See HQT-4, doc. 1, section 5.3.5 (page 33).

<sup>41</sup> Order 888 at 31,703.



interruptible supply) plus 50%, and the credit based on 50% of the actual (patrimonial) supply cost.<sup>42</sup> In the current application, these rates are set at 11.25¢ and 1.28¢, respectively.<sup>43</sup>

## 7.2 Generator imbalance service

While FERC has allowed generator imbalance service to be added to the transmission tariffs of some transmission providers, it has clarified that it does not consider it to be an ancillary service.<sup>44</sup>

In Order 888-A, FERC made clear that generator imbalance service is of a different nature than energy imbalance service, and that the bandwidth and price should be set differently.

NIMO asserts that two types of energy imbalance can occur if the generator and the load are in different control areas. These are (1) a mismatch between the energy scheduled to be received in the load's control area and the actual hourly energy consumed by the load, and (2) a mismatch between energy scheduled for delivery from the generator's control area and the amount of energy actually generated in the hour. The Energy Imbalance Service in the Final Rule applies to the first case only. Although we agree that the second type of mismatch can occur, we will not designate as Energy Imbalance Service a mismatch between energy scheduled and energy generated. Energy Imbalance Service in this Rule applies only to the obligation of the transmission provider to correct the first type of energy mismatch, one caused by load variations.

In general, the amount of energy taken by load in an hour is variable and not subject to the control of either a wholesale seller or a wholesale requirements buyer. The Energy Imbalance Service that we require as our ancillary service has a bandwidth appropriate for load variations and should have a price for exceeding the bandwidth that is appropriate for excessive load variations. Although NIMO states correctly that, where two control areas are involved, there can also be a mismatch between energy scheduled and energy generated, NIMO has not explained why this mismatch should have the same bandwidth and price as our Energy Imbalance Service. Indeed, we believe it should not.

A generator should be able to deliver its scheduled hourly energy with precision. If we were to allow the generator to deviate from its schedule by 1.5 percent without penalty, as long as it returned the energy in kind at another time, this would discourage good generator operating practice. A generation supplier could intentionally generate less power when its generating cost is high and make it up when its cost is lower if the second type of mismatch

---

<sup>42</sup> R-3401-98, HQT-10, doc. 1, pp. 54-55.

<sup>43</sup> HQT-4, doc. 2, p. 5.

<sup>44</sup> FERC, Notice of Proposed Rulemaking, Imbalance Provisions for Intermittent Resources, Docket RM05-10-000, April 14, 2005, p. 5.

is included in our Energy Imbalance Service. Instead, a generator will have an interconnection agreement with its transmission provider or control area operator, and we expect that this agreement will specify the requirements for the generator to meet its schedule, and for any consequence for persistent failure to meet its schedule. This agreement will be tailored to the parties' specific standards and circumstances, and, although such arrangements must not be unduly preferential or discriminatory (e.g., must be comparable for all wholesale sellers, including the transmission provider's own wholesale sales), we prefer not to set these standards generically for all parties.<sup>45</sup> (emphasis added)

Thus, from FERC's perspective, the 1.5% bandwidth proposed for TransÉnergie's generator imbalance service is, generally speaking, too broad, since "A generator should be able to deliver its scheduled hourly energy with precision."<sup>46</sup> That said, it should be noted that FERC has approved several OATT's including generation imbalance services with a 1.5% bandwidth.

There has been considerable debate at FERC as to whether or not generator imbalance service belongs in the open access transmission tariff (OATT) or in interconnection agreements.<sup>47</sup>

Starting with Niagara Mohawk in 1999, FERC has approved a number of OATT's which include generator imbalance service schedules. Generally speaking, they included penalties and credits that reflect the common practice for energy imbalance service.<sup>48</sup>

However, in Order 2003, FERC chose to place this obligation within the *pro forma* Large Generator Interconnection Agreement (LGIA), arguing that it is primarily a matter affecting the transmission provider's interconnection service for generators, rather than its delivery service for transmission customers. Specifically, it added sections 4.3 and 4.3.1 to the LGIA.<sup>49</sup>

---

<sup>45</sup> Order 888-A, part 2, pages 164-166.

<sup>46</sup> Order 888-A.

<sup>47</sup> A similar uncertainty can be seen in TransÉnergie's treatment of the guarantees for interconnection costs discussed in the previous chapter. Until now, the Engagement d'achat has formed part of the interconnection agreement. Now, however, it is proposed to include these guarantees in the *Tarifs et conditions* (the OATT); at the same time, they have been removed from the *Entente type de raccordement pour l'intégration d'une centrale*.

<sup>48</sup> The bandwidth is usually set at 1.5% and charges are typically set at the greater of \$100/MWh or 110% of incremental cost for under-delivery, and 90% of incremental cost for over-delivery.

<sup>49</sup> The text of these provisions reads:

**4.3 Generator Balancing Service Arrangements.** Interconnection Customer must demonstrate, to the Transmission Provider's reasonable satisfaction, that it has satisfied the requirements of this Article 4.3 prior to the submission of any schedules for delivery service to such Transmission Provider identifying the Large Generating Facility as the Point of Receipt for such scheduled delivery.

On rehearing, however, the Commission found that such services belong more properly in the OATT than in the LGIA. Finally, however, in Order 2003-B, FERC ultimately concluded that the provision could be placed in either interconnection or transmission service agreements.

---

**4.3.1** Interconnection Customer is responsible for ensuring that its actual Large Generating Facility output matches the scheduled delivery from the Large Generating Facility to the Transmission Provider's Transmission System, consistent with the scheduling requirements of the Transmission Provider's FERC-approved market structure, including ramping into and out of such scheduled delivery, as measured at the Point of Interconnection, consistent with the scheduling requirements of the Transmission Provider's Tariff and any applicable FERC-approved market structure.

Interconnection Customer shall arrange for the supply of energy when there is a difference between the actual Large Generating Facility output and the scheduled delivery from the Large Generating Facility (the "Generator Balancing Service Arrangements").

Interconnection Customer may satisfy its obligation for making such Generator Balancing Service Arrangements by:

- (a) obtaining such service from another entity that (i) has generating resources deliverable within the applicable Control Area, (ii) agrees to assume responsibility for providing such Generator Balancing Service Arrangements to the Interconnection Customer, and (iii) has appropriate coordination service arrangements or agreements with the applicable Control Area that addresses Generator Balancing Service Arrangements for all generating resources for which the entity is responsible within the applicable Control Area;
- (b) committing sufficient additional unscheduled generating resources to the control of and dispatch by the applicable Control Area operator that are capable of supplying energy not supplied by the Interconnection Customer's scheduled Large Generating Facility, and entering into an appropriate coordination services agreement with the applicable Control Area that addresses Generator Balancing Service Arrangements obligations for the Large Generating Facility;
- (c) entering into an arrangement with another Control Area to dynamically schedule the Interconnection Customer's Large Generating Facility out of the applicable Control Area and into such other Control Area;
- (d) entering into a Generator Balancing Service Arrangements with the applicable Control Area; or
- (e) in the event the load/generation balancing function of the applicable Control Area is accomplished through the function of its market structures approved by FERC, by entering into an arrangement consistent with such FERC-approved market structure.

In the event Interconnection Customer fails to demonstrate to the Transmission Provider that it has otherwise complied with this Article 4.3, the Interconnection Customer shall be deemed to have elected to enter into a Generator Balancing Service Arrangements with the applicable Control Area.

Nothing in this provision shall prejudice either Party from obtaining a FERC-approved tariff addressing its obligations and rights with respect to Generator Balancing Service Arrangements. (emphasis added)

That said, the principle remains that a) it is the generator's responsibility to make arrangements for generation balancing service, b) if it fails to make other arrangements, the generator is deemed to have made such an arrangement with the applicable Control Area (the grid operator), and c) that insofar as the grid operator is the provider of generation balancing service, the charges for this service may be dissuasive.

### **7.3 Application of generator imbalance service to intermittent generators**

As noted earlier, FERC at first was reticent to apply a standard bandwidth to generation imbalance service, as it believed that "A generator should be able to deliver its scheduled hourly energy with precision." By placing this issue in interconnection agreements negotiated individually with generators, FERC felt that appropriate terms could be determined that would reflect the real characteristics of each plant.

In Order 2003, however, as we have seen, FERC accepted the approach preferred by many companies to standardize this this service and integrate it into the transmission tariff. The 1.5% bandwidth originally criticized by FERC has thus gradually come to be accepted as a norm.

Many concerns have been raised, however, with respect the the applicability of this norm to wind power and potentially to other intermittent forms of generation. In November 2004, FERC published a staff briefing paper, *Assessing the State of Wind Energy in Wholesale Electricity Markets*.<sup>50</sup> In April 2005, FERC itself issued a Notice of Proposed Rulemaking (NOPR) concerning the establishment of a new Intermittent Generator Imbalance Service.<sup>51</sup> The final order in this rulemaking has yet to be issued.

In the NOPR, FERC clearly states that generator imbalance tariff provisions "have become outdated and have become unjust, unreasonable, unduly discriminatory or preferential, as applied to intermittent resources."<sup>52</sup> Consequently, FERC has proposed, for comment, the creation of a new

---

<sup>50</sup> FERC, « Assessing the State of Wind Energy in Wholesale Electricity Markets, » Staff Briefing Paper, November 2004, p. 25, note 42.

<sup>51</sup> 111 FERC 61,026, Docket Nos. RM05-10-000 and AD04-13-000.

<sup>52</sup> P. 1.

generator imbalance service applicable only to intermittent generators that, if adopted, would be included in the *pro forma* tariff to be adopted by all transmission providers in their OATTs.

FERC acknowledges that, to date, virtually all wind resources are contracted as an integrated resource, used to serve Native Load — as in Québec. Indeed, some argue that this is the only profitable way to develop wind in the U.S., given the punitive charges for generator balancing service. However, the NOPR notes that there is considerable interest in the wind industry in pursuing a new business model, where their output could be sold at the busbar to customers other than the incumbent transmission provider.

In this context, FERC points out the inappropriateness of establishing penalties that a prudent customer cannot avoid, and the unfair advantage that these penalties create for thermal power in relation to wind power.

The current treatment of generator imbalances with respect to intermittent resources appears to be unduly discriminatory under section 206 of the Federal Power Act. The Commission allows utilities to charge penalties to deter conduct that could threaten system reliability or service to other customers and provide incentives to conform to good utility practices. A properly designed penalty should also have minimal impacts on market participation. However, penalties should be avoidable by customer actions, and should not limit market participation. Thermal generators are subjected to generator imbalance provisions that are tailored to their abilities and give them an unfair and unduly discriminatory advantage over intermittent resources, which have much less control over their output. On the other hand, intermittent resources are faced with generator imbalance provisions that fail to recognize their unique needs and prevent them from competing on an equal basis with thermal generators. As noted above, penalties must be avoidable by customer actions, and should not limit market participation. Indeed, intermittent resources face charges that they cannot reasonably avoid, while thermal resources, which can control their generation schedules with much more precision, can generally avoid these charges. At this time, the Commission is concerned that existing generator imbalance provisions are unduly discriminatory against wind generators. Accordingly, the Commission is proposing to add a new Generator Imbalance Service, Schedule XYZ, under the pro forma OATT to address generator imbalances for intermittent resources. [footnote omitted]<sup>53</sup>

The solution proposed by FERC is to increase the bandwidth to 10%, and to prescribe that the charges outside of this bandwidth be cost-based (using the traditional 110%-90% approach).

---

<sup>53</sup> Ibid., P57.

## **7.4 *Applicability of FERC's proposed Intermittent Generation Imbalance Service in Québec***

On their face, the arguments raised by the U.S. wind energy and described in FERC's NOPR are, for the most part, equally applicable in Quebec. Insofar as the standard generation imbalance service is applied to wind power — whether the one proposed by TransÉnergie or the one typically accepted up until now by FERC — it creates a probably insurmountable obstacle for this young industry to pursue any developments other than those where their output is purchased by either HQP or HQD.

In the U.S., as in Quebec, wind developments currently do not use point to point transmission service to deliver power to third-party customers (i.e., customers not affiliated with the transmission provider), and the stated purpose of the proposed new service is to make such developments possible. The one significant difference is that, since Quebec loads do not have the option of choosing their energy provider, the client base for such a wind developer would largely be limited to exports.

There are, however, potential exceptions to this rule. If a municipal distribution company were to build wind generation at some distance from its own transmission system, it could conceivably use point to point transmission service to deliver the power to its distribution customers.<sup>54</sup>

If Annexe 4 were to be approved as proposed, such developments would almost certainly become impractical. Even if no such projects have to date been proposed, there is no reason to believe that developers and municipalities are not now evaluating their feasibility. The regulatory framework to be created, in part, by the Régie's decision in this hearing will form part of the context in which such decisions are made. Approval of TransÉnergie's proposed generator imbalance service, without an exemption or alternate framework for intermittent generators, could thus be expected to create an unnecessary brake on what could be a fruitful avenue for future wind power development in Québec.

For these reasons, we recommend that Régie establish a Intermittent Generator Imbalance Service, similar to that proposed by FERC in the NOPR mentioned above.

---

<sup>54</sup> A similar argument could be made – though not necessarily successfully – for industrial customers that self-generate.

**ANNEXE B: Extrait de la preuve de Philip Raphals  
dans le dossier R-3640-06**

### 5.3.4 Discriminatory pricing of energy imbalances

FERC will now require Bonneville-style three-tier imbalance pricing, both for generators and for loads, in which imbalance charges are based on incremental cost and escalate as the imbalance increases. Above  $\pm 1.5\%$  or more of the programmed transfer, settlement is made at 90% / 110% of incremental cost, and above  $\pm 7.5\%$  it is settled at 75% / 125% of the transmission provider's actual incremental cost. Intermittent resources, however, are exempt from this third tier.

TransÉnergie's energy imbalance charges are considerably more severe: 50% / 150%, for all imbalances of  $\pm 1.5\%$  or more of the programmed transfer.

#### Problems identified

**71.** In general, transmission customers complain about the level and scope of energy and generator imbalance charges that are levied under the *pro forma* OATT and under individual interconnection agreements. Customers complain that energy imbalance charges are excessive and not related to the actual costs incurred by transmission providers. They also argue that the inconsistency between these charges in different control areas is unnecessary, and that other means of compensating the transmission provider, such as return-in-kind, should be considered. Generators likewise complain that generator imbalance charges are excessive, that transmission providers refuse to credit generators with the revenues resulting from imbalance penalties that are collected, and that transmission providers prevent unaffiliated generators from purchasing or self-supplying generator imbalance services. In addition, owners of intermittent resources complain that generator imbalance charges, which are imposed to provide an incentive for generators to schedule accurately, are inappropriate given their lack of control and ability to cure deviations.

**72.** The Commission agrees that imbalance charges should provide appropriate incentives to keep schedules accurate without being excessive. We also find that consistency in imbalance charges, both between and among energy and generator imbalances, is preferable to the wide variety of imbalance provisions in place today. All imbalances have the same net effect on the transmission system in that they require other generation to be ramped up or down to compensate for the imbalance. As such, the Commission adopts two *pro forma* OATT provisions (Schedule 4 for energy imbalances and Schedule 9 for generator imbalances) based on a tiered structure similar to the imbalance provision used by Bonneville, as described further below. Such an approach recognizes the link between escalating deviations and potential reliability impacts on the system while keeping imbalance charges closely related to incremental costs. The Commission finds, however, that intermittent resources should be exempt from the highest-tier deviation band. We also require transmission providers to credit to all non-offending transmission customers the revenues they collect in excess of incremental costs.



### Reforms

**85. ... Energy and Generator Imbalance Charges.** We find that energy and generator imbalance charges we have previously accepted are excessive, too varied, and otherwise unrelated to the cost of providing the service and, therefore, we reform energy and generator imbalance pricing. We adopt tiered *pro forma* OATT energy and generator imbalance provisions similar to those in use by Bonneville and exempt intermittent resources from the highest deviation band. In these new provisions, imbalance charges are based on incremental cost and escalate as the imbalance increases. Any deviations from these provisions must be consistent with or superior to the *pro forma* OATT as modified by this Final Rule and must meet the following criteria: the charges must (1) be related to the cost of correcting the imbalance, (2) be tailored to encourage accurate scheduling behavior, such as by increasing the percentage of the adder as the deviations become larger, and (3) account for the special circumstances presented by intermittent generators, such as by waiving the higher ends of the deviation penalties.

**636. The Commission noted that Bonneville has adopted an energy imbalance pricing approach based on a three-tiered deviation band that appears workable for both energy imbalance service and generation imbalance service. Under this approach, imbalances of less than or equal to 1.5 percent of the scheduled energy (or two megawatts, whichever is larger) would be netted on a monthly basis and settled financially at 100 percent of incremental or decremental cost at the end of each month. Imbalances between 1.5 and 7.5 percent of the scheduled amounts (or two to ten megawatts, whichever is larger) would be settled financially at 90 percent of the transmission provider's system decremental cost for overscheduling imbalances that require the transmission provider to decrease generation or 110 percent of the incremental cost for underscheduling imbalances that require increased generation in the control area. Imbalances greater than 7.5 percent of the scheduled amounts (or 10 megawatts, whichever is larger) would be settled at 75 percent of the system decremental cost for overscheduling imbalances or 125 percent of the incremental cost for underscheduling imbalances. Intermittent resources are exempt from the third-tier deviation band and pay the second-tier deviation band charges for all deviations greater than the larger of 1.5 percent or two megawatts.**

**663.** In order to increase consistency among transmission providers in the application of imbalance charges, and to ensure that the level of the charges provides appropriate incentives to keep schedules accurate without being excessive, the Commission adopts in the *pro forma* OATT imbalance provisions similar to those implemented by Bonneville. ...

**702.** As stated in the NOPR, the Commission finds that inadvertent energy is not comparable to energy and generation imbalances and, therefore, we will continue to allow inadvertent energy to be treated differently from energy and generation imbalances.

**ANNEXE C : FERC *pro forma tariff*, Ordonnance 890A,  
*Schedules 4 et 9***

## **SCHEDULE 4**

### **Energy Imbalance Service**

Energy Imbalance Service is provided when a difference occurs between the scheduled and the actual delivery of energy to a load located within a Control Area over a single hour. The Transmission Provider must offer this service when the transmission service is used to serve load within its Control Area. The Transmission Customer must either purchase this service from the Transmission Provider or make alternative comparable arrangements, which may include use of non-generation resources capable of providing this service, to satisfy its Energy Imbalance Service obligation. To the extent the Control Area operator performs this service for the Transmission Provider, charges to the Transmission Customer are to reflect only a pass-through of the costs charged to the Transmission Provider by that Control Area operator. The Transmission Provider may charge a Transmission Customer a penalty for either hourly energy imbalances under this Schedule or a penalty for hourly generator imbalances under Schedule 9 for imbalances occurring during the same hour, but not both unless the imbalances aggravate rather than offset each other.

The Transmission Provider shall establish charges for energy imbalance based on the deviation bands as follows: (i) deviations within +/- 1.5 percent (with a minimum of 2 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any energy imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be netted

on a monthly basis and settled financially, at the end of the month, at 100 percent of incremental or decremental cost; (ii) deviations greater than +/- 1.5 percent up to 7.5 percent (or greater than 2 MW up to 10 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any energy imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be settled financially, at the end of each month, at 110 percent of incremental cost or 90 percent of decremental cost, and (iii) deviations greater than +/- 7.5 percent (or 10 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any energy imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be settled financially, at the end of each month, at 125 percent of incremental cost or 75 percent of decremental cost.

For purposes of this Schedule, incremental cost and decremental cost represent the Transmission Provider's actual average hourly cost of the last 10 MW dispatched for any purpose, i.e., to supply the Transmission Provider's Native Load Customers, correct imbalances, or make off-system sales, based on the replacement cost of fuel, unit heat rates, start-up costs (including any commitment and redispatch costs), incremental operation and maintenance costs, and purchased and interchange power costs and taxes, as applicable.

## **SCHEDULE 9**

### **Generator Imbalance Service**

Generator Imbalance Service is provided when a difference occurs between the output of a generator located in the Transmission Provider's Control Area and a delivery schedule from that generator to (1) another Control Area or (2) a load within the Transmission Provider's Control Area over a single hour. The Transmission Provider must offer this service, to the extent it is physically feasible to do so from its resources or from resources available to it, when Transmission Service is used to deliver energy from a generator located within its Control Area. The Transmission Customer must either purchase this service from the Transmission Provider or make alternative comparable arrangements, which may include use of non-generation resources capable of providing this service, to satisfy its Generator Imbalance Service obligation. To the extent the Control Area operator performs this service for the Transmission Provider, charges to the Transmission Customer are to reflect only a pass-through of the costs charged to the Transmission Provider by that Control Area Operator. The Transmission Provider may charge a Transmission Customer a penalty for either hourly generator imbalances under this Schedule or a penalty for hourly energy imbalances under Schedule 4 for imbalances occurring during the same hour, but not both unless the imbalances aggravate rather than offset each other.

The Transmission Provider shall establish charges for generator imbalance based

on the deviation bands as follows: (i) deviations within +/- 1.5 percent (with a minimum of 2 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any generator imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be netted on a monthly basis and settled financially, at the end of each month, at 100 percent of incremental or decremental cost, (ii) deviations greater than +/- 1.5 percent up to 7.5 percent (or greater than 2 MW up to 10 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any generator imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be settled financially, at the end of each month, at 110 percent of incremental cost or 90 percent of decremental cost, and (iii) deviations greater than +/- 7.5 percent (or 10 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any generator imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be settled at 125 percent of incremental cost or 75 percent of decremental cost, except that an intermittent resource will be exempt from this deviation band and will pay the deviation band charges for all deviations greater than the larger of 1.5 percent or 2 MW. An intermittent resource, for the limited purpose of this Schedule is an electric generator that is not dispatchable and cannot store its fuel source and therefore cannot respond to changes in system demand or respond to transmission security constraints.

1. Notwithstanding the foregoing, deviations from scheduled transactions in order to respond to directives by the Transmission Provider, a balancing authority, or a

reliability coordinator shall not be subject to the deviation bands identified above and, instead, shall be settled financially, at the end of the month, at 100 percent of incremental and decremental cost. Such directives may include instructions to correct frequency decay, respond to a reserve sharing event, or change output to relieve congestion.

2. For purposes of this Schedule, incremental cost and decremental cost represent the Transmission Provider's actual average hourly cost of the last 10 MW dispatched for any purpose, i.e., to supply the Transmission Provider's Native Load Customers, correct imbalances, or make off-system sales, based on the replacement cost of fuel, unit heat rates, start-up costs (including any commitment and redispatch costs), incremental operation and maintenance costs, and purchased and interchange power costs and taxes, as applicable.

## **ANNEXE D : Texte en vigueur des Annexes 4 et 5**



**ANNEXE 4****Service de compensation d'écart de réception**

Le service de compensation d'écart de réception est fourni lorsqu'un écart survient entre le volume d'énergie programmé et celui effectivement reçu au point de réception pendant une heure par le Transporteur. Le Transporteur doit offrir ce service pour toutes les réceptions dont la source est située dans la zone de réglage du Transporteur. Le client d'un service de transport peut soit acheter ce service auprès du Transporteur ou soit conclure des ententes de rechange comparables pour la fourniture de ce service par des installations situées dans la zone de réglage du Transporteur.

Le Transporteur établit une marge d'écart de +/- 1,5 pour cent (1,5%) de la transaction programmée, avec un minimum de 2 MW, applicable sur une base horaire à tout écart d'énergie qui survient à la suite d'une ou plusieurs transactions programmées du client d'un service de transport. Les parties doivent tenter d'éliminer les écarts d'énergie dans les limites de la marge d'écart dans les trente (30) jours. Si un écart d'énergie n'est pas corrigé dans les trente (30) jours, la compensation sera établie conformément aux prix énoncés ci-dessous. De plus, les quantités d'énergie qui excèdent la marge d'écart seront également assujetties à ces prix:

- (1) Quantité d'énergie reçue par le Transporteur supérieure à la quantité programmée:

Le Transporteur paie au client du service de transport 3,75¢/kWh.

- (2) Quantité d'énergie reçue inférieure à la quantité programmée:

Le client du service de transport paie au Transporteur 11,25¢/kWh.

**ANNEXE 5****Service de compensation d'écart de livraison**

Le service de compensation d'écart de livraison est fourni lorsqu'un écart survient entre le volume d'énergie programmé et celui effectivement livré par le Transporteur pour alimenter une charge située dans la zone de réglage pendant une heure. Le Transporteur doit offrir ce service lorsque le service de transport est utilisé pour alimenter une charge dans sa zone de réglage. Le client d'un service de transport peut soit acheter ce service auprès du Transporteur ou conclure des ententes de rechange comparables pour exécuter son obligation pour la fourniture de ce service par des installations situées dans la zone de réglage du Transporteur.

Le Transporteur établit une marge d'écart de +/- 1,5 pour cent (1,5%) de la transaction programmée, avec un minimum de 2 MW, applicable sur une base horaire à tout écart d'énergie qui survient à la suite d'une ou plusieurs transactions programmées d'un client du service de transport. Les parties devraient essayer d'éliminer les écarts d'énergie dans les limites de la marge d'écart dans les trente (30) jours. Si un écart d'énergie n'est pas corrigé dans les trente (30) jours, la compensation sera établie conformément aux prix énoncés ci-dessous. De plus, les quantités d'énergie qui excèdent la marge d'écart seront également assujetties à ces prix:

- (1) Quantité d'énergie livrée par le Transporteur supérieure à la quantité programmée:

Le client du service de transport paie au Transporteur 11,25¢/kWh.

- (2) Quantité d'énergie livrée inférieure à la quantité programmée:

Le Transporteur paie au client du service de transport 3,75¢/kWh.

## **ANNEXE E : Texte proposé pour les Annexes 4 et 5**

**ANNEXE 4****Service de compensation d'écart de réception**

Le service de compensation d'écart de réception est fourni lorsqu'un écart survient entre la production d'un groupe turbine-alternateur synchronisé avec le réseau de transport du Transporteur et la production programmée à partir de ce groupe turbine-alternateur vers (1) une autre zone de réglage ou (2) une charge située dans la zone de réglage du Transporteur pendant une heure. Le Transporteur est tenu d'offrir le service de compensation d'écart de réception, dans la mesure où il peut le faire à partir de ses ressources ou des ressources mises à sa disposition, lorsque le service de transport est utilisé pour livrer de l'énergie à partir d'un groupe turbine-alternateur synchronisé avec son réseau de transport. Le client du service de transport peut acheter ce service auprès du Transporteur ou conclure des ententes de rechange comparables, qui peuvent comprendre l'utilisation de ressources non productives pouvant assurer ce service, afin de remplir son obligation de fournir un service de compensation d'écart de réception. Le Transporteur peut imposer à un client du service de transport une pénalité pour des écarts de réception en vertu de la présente annexe ou pour des écarts de livraison en vertu de l'annexe 5 dans le cas des écarts se produisant au cours de la même heure, mais pas pour les deux types d'écarts sauf si ces écarts ont un effet réciproque aggravant plutôt que compensatoire.

Les frais de service de compensation d'écart de réception

.....  
Décision D-200x-xxx

Supprimé : s

Supprimé : 2008

Supprimé : 019

Supprimé : , D-2008-027,  
D-2008-036 et D-2008-  
045

sont établis en fonction des marges d'écart suivantes : (i) frais pour une marge d'écart de +/-1,5 % (minimum de 2 MW) par rapport à la transaction programmée, applicables sur une base horaire à tout écart de réception qui survient à la suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du client du service de transport, l'écart net devant être établi chaque mois et le montant devant être réglé à la fin de chaque mois au moyen d'un paiement correspondant à 100 % du coût incrémentiel ou du coût décrémental, (ii) frais pour une marge d'écart de plus de +/-1,5 à 7,5 % (ou de plus de 2 à 10 MW) par rapport à la transaction programmée, applicables sur une base horaire à tout écart de réception qui survient à la suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du client du service de transport, devant être réglés à la fin de chaque mois au moyen d'un paiement correspondant à 110 % du coût incrémentiel ou à 90 % du coût décrémental, et (iii) frais pour une marge d'écart de plus de +/-7,5 % (ou 10 MW) par rapport à la transaction programmée, applicables sur une base horaire à tout écart de réception qui survient à la suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du client du service de transport, devant être réglés au moyen d'un paiement correspondant à 125 % du coût incrémentiel ou à 75 % du coût décrémental, sauf qu'une ressource intermittente sera exemptée de cette marge d'écart et paiera les frais pour tous les écarts dépassant la marge d'écart de 1,5 % ou de 2 MW. Pour les fins de la présente annexe, une ressource intermittente est un groupe de production d'électricité qui ne peut faire l'objet d'une répartition, qui ne peut emmagasiner sa

Supprimé : s

Supprimé : 2008

Supprimé : 019

Supprimé : , D-2008-027,  
D-2008-036 et D-2008-  
045

Décision D-200x-xxx

source de carburant et qui, par conséquent, ne peut réagir aux variations de la charge du réseau ni aux contraintes liées à la sécurité du transport.

Malgré ce qui précède, les écarts par rapport aux transactions programmées qui surviennent à la suite de directives émises par le Transporteur ne doivent pas être facturés en fonction des marges mentionnées précédemment; les montants résultants seront plutôt réglés à la fin du mois au moyen d'un paiement correspondant à 100 % du coût incrémentiel ou du coût décrémental. Ces directives peuvent être liées notamment à la correction d'une baisse de fréquence, à la réponse à un événement associé au partage des réserves ou à une modification de la puissance de sortie pour alléger la congestion.

Pour les fins de la présente annexe, le coût incrémentiel et le coût décrémental sont établis comme suit :

(1) Coût décrémental : 3,75 ¢/kWh.

(2) Coût incrémentiel : 11,25 ¢/kWh.

**Supprimé :** Le service de compensation d'écart de réception est fourni lorsqu'un écart survient entre le volume d'énergie programmé et celui effectivement reçu au point de réception pendant une heure par le Transporteur. Le Transporteur doit offrir ce service pour toutes les réceptions dont la source est située dans la zone de réglage du Transporteur. Le client d'un service de transport peut soit acheter ce service auprès du Transporteur ou soit conclure des ententes de rechange comparables pour la fourniture de ce service par des installations situées dans la zone de réglage du Transporteur. ¶ Le Transporteur établit une marge d'écart de +/- 1,5 pour cent (1,5%) de la transaction programmée, avec un minimum de 2 MW, applicable sur une base horaire à tout écart d'énergie qui survient à la suite d'une ou plusieurs transactions programmées du client d'un service de transport. Les parties doivent tenter d'éliminer les écarts d'énergie dans les limites de la marge d'écart dans les t... [1]

**Supprimé :** ¶  
¶  
(1) Quantité d'énergie reçue par le Transporteur supérieure à la quantité programmée:¶  
Le Transporteur pa... [2]

**Mis en forme :** Normal,  
Justifié, Retrait : Gauche : 1,27 cm, Espace Avant : 12 pt, Après : 12 pt, Interligne : Au moins 12 pt

**Supprimé :** s

**Supprimé :** 2008

**Supprimé :** 019

**Supprimé :** , D-2008-027, D-2008-036 et D-2008-045



## Annexe 5

**Service de compensation d'écart de livraison**

Le service de compensation d'écart de livraison est fourni lorsqu'un écart survient entre le volume d'énergie programmé et celui effectivement livré à une charge située dans une zone de réglage pendant une heure. Le Transporteur doit offrir ce service lorsque le service de transport est utilisé pour alimenter une charge dans sa zone de réglage. Le client du service de transport peut acheter ce service auprès du Transporteur ou conclure des ententes de rechange comparables, qui peuvent comprendre l'utilisation de ressources non productives pouvant assurer ce service, afin de remplir son obligation de fournir un service de compensation d'écart de livraison pour exécuter son obligation pour la fourniture de ce service par des installations situées dans la zone de réglage du Transporteur. Le Transporteur peut imposer à un client du service de transport une pénalité pour des écarts de livraison en vertu de la présente annexe ou pour des écarts de réception en vertu de l'annexe 4 dans le cas des écarts se produisant au cours de la même heure, mais pas pour les deux types d'écarts sauf si ces écarts ont un effet réciproque aggravant plutôt que compensatoire.

Les frais de service de compensation d'écart de livraison sont établis en fonction des marges d'écart suivantes : (i) frais pour une marge d'écart de +/-1,5 % (minimum de 2 MW) par rapport à la transaction programmée, applicables sur une base horaire à tout écart de livraison qui survient à la suite d'une ou de

Supprimé : par le Transporteur pour alimenter

Supprimé : la

Supprimé : d'un

Supprimé : soit

Supprimé : pour exécuter son obligation pour la fourniture de ce service par des installations situées dans la zone de réglage du Transporteur.

Supprimé : s

Supprimé : 2008

Supprimé : 019

Supprimé : , D-2008-027, D-2008-036 et D-2008-045

plusieurs transactions programmées du client du service de transport, l'écart net devant être établi chaque mois et le montant devant être réglé à la fin de chaque mois au moyen d'un paiement correspondant à 100 % du coût incrémentiel ou du coût décrémental, (ii) frais pour une marge d'écart de plus de +/-1,5 à 7,5 % (ou de plus de 2 à 10 MW) par rapport à la transaction programmée, applicables sur une base horaire à tout écart de livraison qui survient à la suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du client du service de transport, devant être réglés à la fin de chaque mois au moyen d'un paiement correspondant à 110 % du coût incrémentiel ou à 90 % du coût décrémental, et (iii) frais pour une marge d'écart de plus de +/-7,5 % (ou 10 MW) par rapport à la transaction programmée, applicables sur une base horaire à tout écart de livraison qui survient à la suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du client du service de transport, devant être réglés à la fin de chaque mois au moyen d'un paiement correspondant à 125 % du coût incrémentiel ou à 75 % du coût décrémental.

Pour les fins de la présente annexe, le coût incrémentiel et le coût décrémental représentent le coût horaire moyen réel du Transporteur pour les derniers 10 MW répartis pour alimenter les clients de la charge locale du Transporteur, lequel est fonction du coût de remplacement du carburant, des coûts thermiques du groupe, des coûts de démarrage (y compris les coûts liés à l'engagement et à la nouvelle répartition), des coûts marginaux d'entretien et d'exploitation ainsi que des coûts et taxes des échanges et des achats, selon le cas.

Supprimé : s

Supprimé : 2008

Supprimé : 019

Supprimé : , D-2008-027,  
D-2008-036 et D-2008-  
045

(1) Coût incrémentiel : 11,25 ¢/kWh.

(2) Coût décrementiel : 3,75 ¢/kWh.

**Supprimé : ¶**

Le Transporteur établit une marge d'écart de +/- 1,5 pour cent (1,5%) de la transaction programmée, avec un minimum de 2 MW, applicable sur une base horaire à tout écart d'énergie qui survient à la suite d'une ou plusieurs transactions programmées d'un client du service de transport. Les parties devraient essayer d'éliminer les écarts d'énergie dans les limites de la marge d'écart dans les trente (30) jours. Si un écart d'énergie n'est pas corrigé dans les trente (30) jours, la compensation sera établie conformément aux prix énoncés ci-dessous. De plus, les quantités d'énergie qui excèdent la marge d'écart seront également assujetties à ces prix: ¶

¶  
¶  
¶

(1) Quantité d'énergie livrée par le Transporteur supérieure à la quantité programmée: ¶  
Le client du service de transport paie au Transporteur 11,25¢/kWh. ¶

(2) Quantité d'énergie livrée inférieure à la quantité programmée: ¶  
Le Transporteur paie au client du service de transport 3,75¢/kWh. ¶

**Supprimé : s**

**Supprimé : 2008**

**Supprimé : 019**

**Supprimé : , D-2008-027, D-2008-036 et D-2008-045**

Décision D-200x-xxx

**ANNEXE F : Version anglaise proposée  
pour les Annexes 4 et 5  
(version originale)**

**SCHEDULE 4****Energy Imbalance Service - Receipt**

Energy Imbalance Service - Receipt is provided when a difference occurs between the output of a generator synchronized with the Transmission Provider's Transmission System and a delivery schedule from that generator to (1) another Control Area or (2) a load within the Transmission Provider's Control Area over a single hour. The Transmission Provider must offer this service, to the extent it is physically feasible to do so from its resources or from resources available to it, when Transmission Service is used to deliver energy from a generator synchronized to its Transmission System. The Transmission Customer must either purchase this service from the Transmission Provider or make alternative comparable arrangements, which may include use of non-generation resources capable of providing this service, to satisfy its Energy Imbalance Service - Receipt obligation. The Transmission Provider may charge a Transmission Customer a penalty for either hourly energy receipt imbalances under this Schedule or a penalty for hourly energy delivery imbalances under Schedule 5 for imbalances occurring during the same hour, but not both unless the imbalances aggravate rather than offset each other.

Charges for energy imbalance service - receipt are based on the deviation bands as follows: (i) deviations within +/- 1.5 percent (with a minimum of 2 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any receipt imbalance that occurs as a

.....  
Decision D-200x-xxx

**Supprimé:** Decisions D-2008-019, D-2008-027, D-2008-036 and D-2008-045¶

result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be netted on a monthly basis and settled financially, at the end of each month, at 100 percent of incremental or decremental cost, (ii) deviations greater than +/- 1.5 percent up to 7.5 percent (or greater than 2 MW up to 10 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any receipt imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be settled financially, at the end of each month, at 110 percent of incremental cost or 90 percent of decremental cost, and (iii) deviations greater than +/- 7.5 percent (or 10 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any receipt imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be settled at 125 percent of incremental cost or 75 percent of decremental cost, except that an intermittent resource will be exempt from this deviation band and will pay the deviation band charges for all deviations greater than the larger of 1.5 percent or 2 MW. An intermittent resource, for the limited purpose of this Schedule is an electric generator that is not dispatchable and cannot store its fuel source and therefore cannot respond to changes in system demand or respond to transmission security constraints.

Notwithstanding the foregoing, deviations from scheduled transactions in order to respond to directives by the Transmission Provider shall not be subject to the deviation bands identified above and, instead, shall be settled financially, at the end of the month, at 100 percent of incremental and decremental cost. Such directives may include instructions to

.....  
Decision D-200x-xxx

**Supprimé:** Decisions D-2008-019, D-2008-027, D-2008-036 and D-2008-045

correct frequency decay, respond to a reserve sharing event, or change output to relieve congestion.

For purposes of this Schedule, incremental cost and decremental cost are as follows:

(1) Decremental cost: 3.75¢/kWh.

(2) Incremental cost: 11.25¢/kWh.

**Supprimé :** Energy Imbalance Service - Receipt is provided when a difference occurs over a single hour between the scheduled amount of energy and actual amount received at the Point of Receipt by the Transmission Provider. The Transmission Provider must offer this service for all energy received from sources located in the Transmission Provider's Control Area. The Transmission Customer shall either purchase this service from the Transmission Provider or make comparable alternative arrangements for obtaining this service from facilities located within the Transmission Provider's Control Area. ¶  
The Transmission Provider shall establish a deviation band of ±1.5 percent (±1.5%) of the scheduled transaction, with a minimum of 2 MW, to be applied hourly to any energy imbalance that occurs as a result of one or more transactions scheduled by the Transmission Customer. Parties shall attempt to eliminate energy imbalances within the limits of the deviation band within thirty (30) ... [2]

**Supprimé :** Amount of energy received by the Transmission Provider exceeds the scheduled amount

**Supprimé :** ¶  
The Transmission Provider pays the Transmission Customer

**Mis en forme :** Normal, Retrait :  
Gauche : 0", Suspendu : 0,5"

**Supprimé :** Amount of energy received falls short of the scheduled amount

**Supprimé :** ¶  
The Transmission Customer pays the Transmission Provider

**Supprimé :** Decisions D-2008-019, D-2008-027, D-2008-036 and D-2008-045 ¶

**SCHEDULE 5****Energy Imbalance Service - Delivery**

Energy Imbalance Service - Delivery is provided when a difference occurs between the scheduled and the actual delivery of energy to a load located within a Control Area over a single hour. The Transmission Provider must offer this service when the transmission service is used to serve load within its Control Area. The Transmission Customer must either purchase this service from the Transmission Provider or make alternative comparable arrangements, which may include use of non-generation resources capable of providing this service, to satisfy its Energy Imbalance Service obligation. The Transmission Provider may charge a Transmission Customer a penalty for either hourly delivery imbalances under this Schedule for hourly receipt imbalances under Schedule 4 for imbalances occurring during the same hour, but not both unless the imbalances aggravate rather than offset each other.

Charges for delivery imbalance are based on the deviation bands as follows: (i) deviations within +/- 1.5 percent (with a minimum of 2 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any delivery imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be netted on a monthly basis and settled financially, at the end of the month, at 100 percent of incremental or decremental cost; (ii) deviations greater than +/- 1.5 percent up to 7.5 percent (or greater than 2 MW up to 10 MW) of the scheduled transaction to be

**Supprimé:** Decisions D-2008-019, D-2008-027, D-2008-036 and D-2008-045

Decision D-200x-xxx



applied hourly to any delivery imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be settled financially, at the end of each month, at 110 percent of incremental cost or 90 percent of decremental cost, and (iii) deviations greater than +/- 7.5 percent (or 10 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any delivery imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be settled financially, at the end of each month, at 125 percent of incremental cost or 75 percent of decremental cost.

For purposes of this Schedule, incremental cost and decremental cost represent the Transmission Provider's actual average hourly cost of the last 10 MW dispatched to supply the Transmission Provider's Native Load Customers, based on the replacement cost of fuel, unit heat rates, start-up costs (including any commitment and redispatch costs), incremental operation and maintenance costs, and purchased and interchange power costs and taxes, as applicable.

(1) Incremental cost : 11.25¢/kWh.

(2) Decremental cost : 3.75¢/kWh.

**Supprimé :** Energy Imbalance Service - Delivery is provided when a difference occurs over a single hour between the scheduled amount of energy and the actual amount delivered by the Transmission Provider to supply a load located within its Control Area. The Transmission Provider shall offer this service when the Transmission Service is used to serve load within its Control Area. The Transmission Customer shall either purchase this service from the Transmission Provider or make comparable alternative arrangements to fulfill its obligation by obtaining this service from facilities located within the Transmission Provider's Control Area. ¶  
The Transmission Provider shall establish a deviation band of ±1.5 percent (±1.5%) of the scheduled transaction, with a minimum of 2 MW, to be applied hourly to any energy imbalance that occurs as a result of one or more transactions scheduled by the Transmission Customer. Parties shall attempt to eliminate energy imbalances within the limits of the deviation band within thirty (30) days. If an energy imbalance is not corrected within thirty (30) days, compensa... [3]

**Supprimé :** Amount of energy delivered by the Transmission Provider exceeds the scheduled amount. ¶  
The Transmission Customer pays the Transmission Provider

**Supprimé :** Amount of energy delivered falls short of the scheduled amount. ¶  
The Transmission Provider pays the Transmission Customer

**Supprimé :** Decisions D-2008-019, D-2008-027, D-2008-036 and D-2008-045 ¶

**ANNEXE G : Version anglaise proposée  
pour les Annexes 4 et 5  
(version révisée)**

**SCHEDULE 4**

**Energy Imbalance Service - Receipt**

Energy Imbalance Service - Receipt is provided when a difference occurs between the output of a generator synchronized with the Transmission Provider's Transmission System and a delivery schedule from that generator to (1) another Control Area or (2) a load within the Transmission Provider's Control Area over a single hour. The Transmission Provider must offer this service, to the extent it is physically feasible to do so from its resources or from resources available to it, when Transmission Service is used to deliver energy from a generator synchronized to its Transmission System. The Transmission Customer must either purchase this service from the Transmission Provider or make alternative comparable arrangements, which may include use of non-generation resources capable of providing this service, to satisfy its Energy Imbalance Service - Receipt obligation. The Transmission Provider may charge a Transmission Customer a penalty for either hourly energy receipt imbalances under this Schedule or a penalty for hourly energy delivery imbalances under Schedule 5 for imbalances occurring during the same hour, but not both unless the imbalances aggravate rather than offset each other.

Charges for energy imbalance service - receipt are based on the deviation bands as follows: (i) deviations within +/- 1.5 percent (with a minimum of 2 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any receipt imbalance that occurs as a

.....

Decision D-200x-xxx

Supprimé : s  
Supprimé : 2008  
Supprimé : 019  
Supprimé : , D-2008-027, D-2008-036 and D-2008-045

result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be netted on a monthly basis and settled financially, at the end of each month, at 100 percent of incremental or decremental cost, (ii) deviations greater than +/- 1.5 percent up to 7.5 percent (or greater than 2 MW up to 10 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any receipt imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be settled financially, at the end of each month, at 110 percent of incremental cost or 90 percent of decremental cost, and (iii) deviations greater than +/- 7.5 percent (or 10 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any receipt imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be settled at 125 percent of incremental cost or 75 percent of decremental cost, except that an intermittent resource will be exempt from this deviation band and will pay the deviation band charges for all deviations greater than the larger of 1.5 percent or 2 MW. An intermittent resource, for the limited purpose of this Schedule is an electric generator that is not dispatchable and cannot store its fuel source and therefore cannot respond to changes in system demand or respond to transmission security constraints.

Notwithstanding the foregoing, deviations from scheduled transactions in order to respond to directives by the Transmission Provider shall not be subject to the deviation bands identified above and, instead, shall be settled financially, at the end of the month, at 100 percent of incremental and decremental cost. Such directives may include instructions to

Supprimé : s

Supprimé : 2008

Supprimé : 019

Supprimé : , D-2008-027, D-2008-036 and D-2008-045

correct frequency decay, respond to a reserve sharing event, or change output to relieve congestion.

For purposes of this Schedule, incremental cost and decremental cost are as follows:

Energy Imbalance Service - Receipt is provided when a difference occurs over a single hour between the scheduled amount of energy and actual amount received at the Point of Receipt by the Transmission Provider. The Transmission Provider must offer this service for all energy received from sources located in the Transmission Provider's Control Area. The Transmission Customer shall either purchase this service from the Transmission Provider or make comparable alternative arrangements for obtaining this service from facilities located within the Transmission Provider's Control Area.

The Transmission Provider shall establish a deviation band of  $\pm 1.5$  percent ( $\pm 1.5\%$ ) of the scheduled transaction, with a minimum of 2 MW, to be applied hourly to any energy imbalance that occurs as a result of one or more transactions scheduled by the Transmission Customer. Parties shall attempt to eliminate energy imbalances within the limits of the deviation band within thirty (30) days. If an energy imbalance is not corrected within thirty (30) days, compensation will be set in accordance with the prices given below. Furthermore, the amount of energy that exceeds the deviation band shall also be subject to the rates below.

Supprimé : s

Supprimé : 2008

Supprimé : 019

Supprimé : , D-2008-027, D-2008-036 and D-2008-045

Decision D-200x-xxx

(1) Amount of energy received by the Transmission Provider exceeds the scheduled amount  
Decremental cost:

The Transmission Provider pays the Transmission Customer  
3.75¢/kWh.

(2) Amount of energy received falls short of the scheduled amount  
Incremental cost:

The Transmission Customer pays the Transmission Provider  
11.25¢/kWh.

Mis en forme : Normal, Retrait : Gauche : 0 cm, Suspendu : 1,27 cm

Supprimé : Energy Imbalance Service - Receipt is provided when a difference occurs over a single hour between the scheduled amount of energy and actual amount received at the Point of Receipt by the Transmission Provider. The Transmission Provider must offer this service for all energy received from sources located in the Transmission Provider's Control Area. The Transmission Customer shall either purchase this service from the Transmission Provider or make comparable alternative arrangements for obtaining this service from facilities located within the Transmission Provider's Control Area. ¶  
The Transmission Provider shall establish a deviation band of ±1.5 percent (±1.5%) of the scheduled transaction, with a minimum of 2 MW, to be applied hourly to any energy imbalance that occurs as a result of one or more transactions scheduled by the Transmission Customer. Parties shall attempt to eliminate energy imbalances within the limits of the deviation band within thirty (30) days. If an energy imbalance is not corrected within thirty (30) days, compensation will be set in accordance with the prices given below. Furthermore, the amount of energy that exceeds the deviation band shall also be subject to the rates below. ¶  
¶  
¶

... [1]

Supprimé : s

Supprimé : 2008

Supprimé : 019

Supprimé : , D-2008-027, D-2008-036 and D-2008-045

**SCHEDULE 5****Energy Imbalance Service - Delivery**

Energy Imbalance Service - Delivery is provided when a difference occurs between the scheduled and the actual delivery of energy to a load located within a Control Area over a single hour. The Transmission Provider must offer this service when the transmission service is used to serve load within its Control Area. The Transmission Customer must either purchase this service from the Transmission Provider or make alternative comparable arrangements, which may include use of non-generation resources capable of providing this service, to satisfy its Energy Imbalance Service obligation. The Transmission Provider may charge a Transmission Customer a penalty for either hourly delivery imbalances under this Schedule for hourly receipt imbalances under Schedule 4 for imbalances occurring during the same hour, but not both unless the imbalances aggravate rather than offset each other.

Charges for delivery imbalance are based on the deviation bands as follows: (i) deviations within +/- 1.5 percent (with a minimum of 2 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any delivery imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be netted on a monthly basis and settled financially, at the end of the month, at 100 percent of incremental or decremental cost; (ii) deviations greater than +/- 1.5 percent up to 7.5 percent (or greater than 2 MW up to 10 MW) of the scheduled transaction to be

Supprimé : s

Supprimé : 2008

Supprimé : 019

Supprimé : , D-2008-027, D-2008-036 and D-2008-045

applied hourly to any delivery imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be settled financially, at the end of each month, at 110 percent of incremental cost or 90 percent of decremental cost, and (iii) deviations greater than +/- 7.5 percent (or 10 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any delivery imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be settled financially, at the end of each month, at 125 percent of incremental cost or 75 percent of decremental cost.

For purposes of this Schedule, incremental cost and decremental cost represent the Transmission Provider's actual average hourly cost of the last 10 MW dispatched to supply the Transmission Provider's Native Load Customers, based on the replacement cost of fuel, unit heat rates, start-up costs (including any commitment and redispatch costs), incremental operation and maintenance costs, and purchased and interchange power costs and taxes, as applicable.

Energy Imbalance Service - Delivery is provided when a difference occurs over a single hour between the scheduled amount of energy and the actual amount delivered by the Transmission Provider to supply a load located within its Control Area. The Transmission Provider shall offer this service when the Transmission Service is used to serve load within its Control Area. The Transmission Customer shall either purchase this service from the Transmission Provider or make comparable alternative arrangements to fulfill its obligation by obtaining

Supprimé : s

Supprimé : 2008

Supprimé : 019

Supprimé : , D-2008-027, D-2008-036 and D-2008-045



this service from facilities located within the Transmission Provider's Control Area.

The Transmission Provider shall establish a deviation band of ±1.5 percent (±1.5%) of the scheduled transaction, with a minimum of 2 MW, to be applied hourly to any energy imbalance that occurs as a result of one or more transactions scheduled by the Transmission Customer. Parties shall attempt to eliminate energy imbalances within the limits of the deviation band within thirty (30) days. If an energy imbalance is not corrected within thirty (30) days, compensation will be set in accordance with the prices given below. Furthermore, the amount of energy that exceeds the deviation band shall also be subject to the rates below.

(1) Amount of energy delivered by the Transmission Provider exceeds the scheduled amount.

The Transmission Customer pays the Transmission Provider Incremental cost : 11.25¢/kWh.

(2) Amount of energy delivered falls short of the scheduled amount.

The Transmission Provider pays the Transmission Customer Decremental cost : 3.75¢/kWh.

**Supprimé :** Energy Imbalance Service - Delivery is provided when a difference occurs over a single hour between the scheduled amount of energy and the actual amount delivered by the Transmission Provider to supply a load located within its Control Area. The Transmission Provider shall offer this service when the Transmission Service is used to serve load within its Control Area. The Transmission Customer shall either purchase this service from the Transmission Provider or make comparable alternative arrangements to fulfill its obligation by obtaining this service from facilities located within the Transmission Provider's Control Area. ¶

The Transmission Provider shall establish a deviation band of ±1.5 percent (±1.5%) of the scheduled transaction, with a minimum of 2 MW, to be applied hourly to any energy imbalance that occurs as a result of one or more transactions scheduled by the Transmission Customer. Parties shall attempt to eliminate energy imbalances within the limits of the deviation band within thirty (30) days. If an energy imbalance is not corrected within thirty (30) days, compensation will be set in accordance with the prices given below. Furthermore, the amount of energy that exceeds the deviation band shall also be subject to the rates below. ¶

¶  
¶  
¶

(1) Amount of energy... [2]

**Supprimé :** s

**Supprimé :** 2008

**Supprimé :** 019

**Supprimé :** , D-2008-027, D-2008-036 and D-2008-045