



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

La proposition du Transporteur concernant les Services de compensation des écarts de livraison et de réception

Témoignage expert de Philip Raphals

pour le RNCREQ et UC

R-3669-08 phase 2

Régie de l'énergie

le 19 juin 2009

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

TABLE DE MATIÈRES

1	Qualifications	1
2	Mandat	2
3	Contexte.....	2
4	Les coûts incrémentiel / décrémental.....	5
5	L'offre d'Hydro-Québec Production.....	7
	5.1 La justification de l'Offre.....	8
	5.2 La tarification des services de compensation d'écart à NYISO	8
6	Discussion et recommandation.....	13

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.

Veuillez 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.

Veuillez 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 en réglementation de transport, et plus précisément en ce qui concerne la FERC, lors de la phase 2 du dossier R-3549-04. En 2006, j'ai témoigné à ce même titre dans R-3605-06 dans R-3640-07 et dans la première phase du présent dossier.

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

2 Mandat

Veuillez décrire le mandat que vous ont donné le RNCREQ et UC.

Le RNCREQ et UC m'ont demandé d'analyser la proposition du Transporteur pour modifier les Annexes 4 et 5 de ses *Tarifs et conditions*, en conformité avec la décision D-2009-015 de la Régie.

3 Contexte

Dans la première phase de ce dossier, HQT a proposé de modifier les Annexes 4 et 5 de ses *Tarifs et conditions*, avec pour justification la conformité avec les Ordonnances 890 et 890A de la FERC (ci-après « les Ordonnances »). Dans les deux cas, les libellés proposés suivaient la structure de ceux adoptés par la FERC dans son *pro forma OATT*, en fixant des bandes correspondant à des écarts de ± 0 à 1,5 %, de $\pm 1,5$ à 7,5 %, et de $\pm 7,5\%$ et plus par rapport à la capacité réservée. Le tarif pour chaque bande était fixé en fonction du *coût incrémentiel* et du *coût décrémental*.

Les annexes correspondantes du *pro forma OATT* de la FERC incluent la définition suivante de ces coûts¹ :

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.

:

Par contre, dans la proposition du Transporteur en phase 1, ces coûts ont été définis comme suit :

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. _____

¹ 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."

Dans notre preuve en phase 1, nous avons souligné l'incohérence de cette proposition. Elle semble, d'une part, suivre les indications de la FERC en présentant trois bandes, avec des pénalités allant de zéro à 25 % par rapport aux coûts réellement causés par l'écart. Toutefois, en fixant les coûts incrémentiel et décrémental de façon arbitraire et punitive, elle créait précisément le type de régime excessivement punitif et potentiellement discriminatoire que la FERC essayait de prohiber. Ainsi, nous avons écrit² :

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.

...

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 décrémental », comme le fait la proposition du Transporteur, représente une déformation inacceptable de ces notions économiques. (nos soulignés)

Nous avons résumé les tarifs proposés dans le tableau suivant³ :

² R-3669-08 phase 1, Philip Raphals, *La tarification des Services de compensation des écarts de livraison et de réception*, p. 16.

³ Raphals, op. cit., p. 14.

Tableau 1.				
	tarifs en vigueur, pour énergie (¢/kWh)		tarifs proposés, pour énergie (¢/kWh)	
Écart	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

Ce tableau démontre clairement que, en réalité, cette proposition augmentait l'aspect punitif qui est déjà très marqué dans les tarifs en vigueur.

À la page 108 de sa décision D-2009-015 (ci-après « la Décision »), la Régie a résumé cet aspect de notre preuve de la façon suivante :

En ce qui concerne le coût de ce service, cet expert note que l'aspect punitif ou dissuasif est plus important dans la proposition du Transporteur que dans le texte de la FERC. En argumentation, le RNCREQ précise que la proposition du Transporteur élimine la notion de « bande morte » sans pénalité, puisque la pénalité de 50 % est toujours appliquée. Ceci contredit également le principe d'exclusion des fournisseurs d'énergie intermittente des dispositions punitives. ...

Cet expert est d'avis que les valeurs proposées par le Transporteur pour le coût incrémentiel et le coût décrémental ne correspondent pas à la définition donnée par la FERC. Selon lui, la FERC insiste sur la nécessité d'une méthodologie transparente pour fixer les coûts incrémentiel et décrémental. L'absence d'une telle méthodologie est une lacune majeure dans la proposition du Transporteur.

Aux pages 110 et 111 de la même décision, la Régie a formulé la conclusion suivante quant à la tarification de ces services :

Dans le présent dossier, la Régie est d'avis que la proposition du Transporteur d'utiliser un prix de 11,25 ¢/kWh ou 3,75 ¢/kWh, selon le cas, au premier palier du service de compensation d'écart, majoré ou diminué de 10 % au deuxième palier et de 25 % au troisième palier, comporte une double pénalité, puisque le premier palier contient déjà une composante dissuasive.

Bien que sensible à la préoccupation du Transporteur d'offrir un service comparable à celui prévu par la FERC dans les ordonnances 890 et 890A, la Régie doit s'assurer, tout en respectant les particularités du marché québécois, que l'effet dissuasif de cette proposition n'est pas indu ni excessif, tout en maintenant un traitement équitable, à la fois pour le fournisseur du service et pour le client qui y est assujéti.

Quant à la détermination du prix du premier palier, la Régie partage l'avis d'EBMI à l'effet qu'un prix fixe comme celui proposé par le Transporteur peut créer des opportunités d'arbitrage en achat ou vente, selon les prix réels du marché.

La Régie croit que cela pourrait inciter à un comportement contraire à celui recherché. La Régie considère que l'utilisation d'un prix de marché satisfait l'objectif d'offrir une juste compensation au fournisseur du service, sans créer d'opportunités d'arbitrage pour les clients du Transporteur.

La Régie est d'avis que le prix de référence doit refléter les prix horaires sur les marchés limitrophes, ajustée (sic) des coûts de transport. (nos soulignés)

Ainsi, la Régie a opté pour un prix de référence qui n'est pas en soi dissuasif mais qui est plutôt basé sur les prix horaires des marchés limitrophes, en affirmant que cette approche offre une juste compensation au fournisseur du service, sans créer d'opportunités d'arbitrage pour les clients du Transporteur.

4 Les coûts incrémentiel / décrémental

Dans sa proposition du 29 mai 2009, décrite dans HQT-9, doc. 1, le Transporteur propose maintenant de remplacer les coûts incrémentiel / décrémental arbitrairement fixés dans la proposition de la phase 1 respectivement à 11,25 et 3,75 ¢/kWh par les prix indiqués dans l'offre de HQP (ci-après « l'Offre »)⁴. Ces prix se résument comme suit :

A. Prix à facturer pour l'énergie fournie par HQT

a. Tranche inférieure ou égale à 1,5% de la quantité programmée ou 2 MW (valeur la plus élevée) : le plus élevé entre :

- i. le prix *real time* de la zone M du NYISO pour l'heure visée (ajusté)
- ii. le prix *real time* de la Phase II de l'ISO-NE pour l'heure visée (ajusté)
- iii. le prix de l'Ontario pour l'heure visée (ajusté)

b. Tranche supérieure à 1,5% de la quantité programmée ou 2 MW (valeur la plus élevée) : le plus élevé entre les trois prix mentionnés et 100\$CA.

⁴ HQT-9, doc. 4.

B. Prix à payer pour l'énergie achetée par HQP

- a. Tranche inférieure ou égale à 1,5% de la quantité programmée (ou 2 MW, selon la valeur la plus élevée) : **le moins élevé entre :**
 - i. le prix *real time* de la zone M du NYISO pour l'heure visée (ajusté)
 - ii. le prix *real time* de la Phase II de l'ISO-NE pour l'heure visée (ajusté)
 - iii. le prix de l'Ontario pour l'heure visée (ajusté)
- b. Tranche entre 1,5% et 7,5% de la quantité programmée (ou 10 MW, selon la valeur la plus élevée) : **le moins élevé entre** les trois prix mentionnés et **25\$CA**.
- c. Tranche > 7,5% de la quantité programmée (ou 10 MW, selon la valeur la plus élevée) : **0\$CA**.

Au-delà de ces prix de référence, il y a les mêmes pénalités empruntées de la FERC, soit de $\pm 10\%$ pour les écarts d'entre 1,5 et 7,5%, et de $\pm 25\%$ pour les écarts de plus de 7,5% (sauf pour les énergies intermittentes). Selon cette nouvelle proposition, ces pénalités sont conservées par le Transporteur, tel que l'a précisé la Régie à la page 111 de ladite décision.

Encore une fois, et ce, malgré l'opinion de la Régie citée ci-dessus, le Transporteur a proposé une formule qui comporte une double pénalité, soit celle qui est implicite dans l'offre d'HQP et celle imposée explicitement par le Transporteur.

Il est important de souligner – fait qui n'est par ailleurs pas mentionné dans le texte de la preuve du Transporteur autrement que dans le texte des modifications proposées pour les annexes 4 et 5 – que, au-delà des prix *real time* qui font partie des formules proposées, il y a également des limites inférieures pour les prix de vente par HQP et des limites supérieures pour ses prix d'achat. Ainsi, pour l'énergie fournie par HQP pour la tranche supérieure à 1,5 % de la quantité programmée (ou supérieure à 2 MW), le prix minimal est de 10 ¢/kWh; pour l'énergie achetée par HQP pour cette même tranche, le prix maximal est de 2,5 ¢/kWh. Par ailleurs, pour une tranche de 7,5% ou plus de la quantité programmée (ou 10 MW, selon la valeur la plus élevée), aucun paiement n'est fait.

À ces pénalités, implicites dans l'offre d'HQP, s'ajoutent celles du Transporteur, inspirées par l'Ord. 890 ($\pm 10\%$ pour la tranche entre 1,5 et 7,5%; $\pm 25\%$ pour la tranche au-delà de 7,5%). Mises ensemble, ces deux classes de pénalités donnent les résultats suivants :

Tableau 2.								
	tarifs en vigueur		phase 1		phase 2			
			tarifs proposés		prix inc/déc		tarifs proposés	
Écart	fourni par HQT	fourni à HQT	fourni par HQT	fourni à HQT	fourni par HQT	fourni à HQT	fourni par HQT	fourni à HQT
< 1,5%	11,25	3,75	11,25	3,75	temps réel		temps réel	
de 1,5 % à 7.5%			12,38	3,38	10,00*	2,50**	11,10*	2,25**
> 7.5%			14,06	2,81	10,00*	0,00	11,25*	0,00

Notes :

* Ou plus, si le prix en temps réel le plus élevé est supérieur à 100 \$ le MWh.

** Ou moins, si le prix en temps réel le moins élevé est inférieur à 25 \$ le MWh.

Le terme « temps réel » fait référence au prix le plus élevé des trois marchés (pour le coût incrémentiel), ou au prix le moins élevé d'entre eux (pour le coût décrementiel).

On constate de ce tableau que, sauf à l'intérieur de la première tranche (la « bande morte »), les tarifs proposés sont encore plus punitifs que les tarifs en vigueur, quoique, en général, légèrement moins punitifs que ceux proposés à la phase 1.

Ainsi, de prime abord, on constate que **la structure proposée n'est pas conforme à la décision D-2009-015:**

1. parce qu'elle comporte toujours une double pénalité, et
2. parce que le prix de référence pour les écarts de plus que 1,5% de la quantité réservée ne reflète pas les prix horaires sur les marchés limitrophes, sauf dans les cas exceptionnels où ces prix sont soit plus élevés que 100 CA\$, soit moins élevés que 25 \$CA.

Dans la prochaine section, nous aborderons la justification offerte pour l'offre d'HQP.

5 L'offre d'Hydro-Québec Production

5.1 La justification de l'Offre

Dans un premier temps, on doit constater que, en faisant appel aux prix horaires sur trois marchés limitrophes, l'offre d'HQP reconnaît implicitement la décision D-2009-015. Toutefois, l'Offre va à l'encontre de cette décision en fixant des prix limites (des prix minimums de vente de 100 \$CA et des prix maximums d'achat de 25 \$CA ou de 0 \$CA, selon la tranche) qui ne reflètent pas les prix horaires des marchés limitrophes.

La justification pour ces prix limites se trouve dans les réponses d'HQT aux demandes de renseignement numéro 2 de la Régie⁵.

6.5 Pour la détermination du prix incrémentiel des paliers 2 et 3, veuillez expliquer et justifier la valeur de 100,00 \$CA/MWh.

R6.5 Il s'agit du prix minimum auquel le fournisseur est prêt à vendre l'électricité dans le cadre des services complémentaires d'écart de réception et de livraison pour les tranches supérieures à 1,5%. Ce prix est comparable au prix minimum de vente de l'énergie appliqué par le NYISO, aux termes de son OATT, pour les écarts de livraison supérieurs à 1,5%. (nos soulignés)

...

6.9 Pour la détermination du prix décrémental, veuillez expliquer et justifier les valeurs fixes de 25,00 \$CA/MWh et de 0,00 \$/MWh respectivement pour les paliers 2 et 3.

R6.9 Il s'agit des prix maximums auxquels le fournisseur est prêt à acheter l'électricité dans le cadre des services complémentaires d'écart de réception et de livraison pour les tranches supérieures à 1,5 %. Dans le cas de la troisième tranche, ce prix est de 0 \$CA/MWh. Ce prix est comparable au prix d'achat de l'énergie appliqué par le NYISO, aux termes de son OATT, pour les écarts de livraison des clients de transport supérieurs à 1,5%. (nos soulignés)

Aucune autre justification n'ayant été présentée, on doit comprendre que, selon la compréhension du Transporteur, HQP a choisi ces valeurs en s'inspirant de celles utilisées par NYISO.

5.2 La tarification des services de compensation d'écart à NYISO

Une simple vérification sur le site du NYISO semble confirmer les informations produites par le Transporteur. Le *Schedule 4 : Energy Imbalance Service* de son OATT inclut le passage suivant :

⁵ HQT-10, doc. 1, p. 9.

For hours when the Transmission Customer's Actual Energy Withdrawals are greater than that customer's scheduled Energy delivery and applicable tolerance band, the Transmission Customer shall pay to the ISO an amount equal to the greater of 150% of the Real-Time LBMP price at the Point of Delivery or \$100 per MWh. In the event that the Transmission Customer's Actual Energy delivery exceeds that customer's Actual Energy Withdrawals, the Transmission Customer shall not receive payment for such Energy.⁶ (nos soulignés)

La page titre du document indique qu'il s'agit d'un "Composite Tariff Reflecting Commission Orders and NYISO Filings Through May 29, 2009". Cela suggère donc que la disposition citée aurait été jugée conforme par la FERC par rapport aux exigences des Ordonnances.

Cela dit, il est surprenant de constater que le *Schedule 4*, aux feuilles originales 256 à 260 inclusivement, n'a pas été modifié depuis le 10 novembre 2000, lorsqu'il a été produit pour la première fois. Serait-il possible qu'aucune modification de ce *Schedule* n'ait été requise suite aux Ordonnances?

Pour expliquer cette incohérence apparente, il faut consulter les documents déposés par le NYISO devant la FERC, suite à ces ordonnances. Le 11 octobre 2007, NYISO déposait un *compliance filing* en relation à l'Ordonnance 890 (ci-après « ISONY 2007 »). Un document similaire a été déposé le 15 avril 2008 en relation à l'Ordonnance 890-A.

ISONY 2007 explique tout d'abord le fait que, étant donné sa structure comme ISO, la plupart des modifications aux OATT requises par l'Ord. 890 ne le concerne pas⁷ :

Undue discrimination concerns, by their very nature, are applicable to traditional Commission-jurisdictional transmission providers, *i.e.*, for-profit utilities that continue to own or to be affiliated with generation assets and that are not members of an Independent System Operator or Regional Transmission Organization ("ISO/RTO"). By contrast, ISOs/RTOs are independent not-for-profit entities that do not own or control generation, are not affiliated with any market participant, and have no incentive to favor any market participant over another. There is thus no reason to suspect that an ISO/RTO might engage in undue discrimination. Although Order No. 890 noted that the Commission had other, secondary, policy objectives that applied to both traditional transmission providers and ISOs/RTOs,¹⁰ most of Order No. 890's tariff revisions are aimed at addressing allegedly discriminatory incentives and practices that are not present within ISOs/RTOs.

⁶ New York Independent System Operator Inc., FERC Electric Tariff, Original Sheet 257, http://www.nyiso.com/public/webdocs/documents/tariffs/oatt/oatt_schedules.pdf.

⁷ NYISO Compliance Filing of October 11, 2007, Cover Letter, p. 5.

Il explique ensuite que le NYISO opère un système de réservations financières qui diffère fondamentalement du système de réservations physiques établi par l'Ord. 888. Ce système de réservations financières, où le prix de l'énergie à chaque point du réseau est fixé en fonction du système de Locational Based Marginal Pricing (LBMP), a également été approuvé par la FERC⁸.

Under a "physical reservation" design, customers expressly reserve transmission service using the ATC that remains after the needs of a transmission provider's native load is accounted for. To the extent that there is insufficient ATC to support all desired uses of the grid, transmission service is allocated on a first-come, first-served basis, subject to certain priorities based on the firmness and duration of the service requested. When established long-term reservations expire, customers have a right of first refusal to retain the transmission capacity by matching competing offers for it. Physical reservation customers may choose between "Point-to-Point" service, which was designed primarily for those who wished to move power from one discrete location to another, and "Network Integration" service which was intended for those that wanted to integrate many generators and many loads at diverse locations and use the grid in much the same way as transmission providers did to serve their own bundled retail customers.

Under the "financial reservation," model ISOs/RTOs use locational marginal pricing to manage congestion and to operate bid-based spot markets. These arrangements allow customers more flexibility, and allow for greater use of the transmission system, than is possible under either the *pro forma* Point-to-Point or Network Integration Transmission Services.

Ensuite, NYISO explique (à la page 9) que, contrairement à la plupart des transporteurs, il a deux tarifs approuvés par la Commission : son *OATT* (conforme avec le *pro forma*) et son *Market Administration and Control Area Services Tariff* (ci-après son « *Services Tariff* »).

Le Schedule 4 cité auparavant note, à la section 1.0 que, pour chaque client qui a exécuté une entente de services en vertu du *Services Tariff*, le service d'écart de livraison est fourni par le marché en temps réel, au prix LBMP, sans multiplicateur.

1.0 Energy Imbalance Service Charges

For each Transmission Customer that has executed a Service Agreement under the ISO Services Tariff, Energy Imbalance Service is considered to be supplied by the Real-Time Market and will be charged at the Real-Time LBMP price determined pursuant to Attachment J.

⁸ Ibid., p. 6.

Ainsi, les tarifs auxquels a fait référence le Transporteur dans ses réponses à la Régie ne concernent que les clients de transport qui ne sont pas aussi des clients en vertu du *Services Tariff* :

For each Transmission Customer that is not a Customer under the ISO Services Tariff and is receiving service under Part II or III of this Tariff, the ISO shall establish a deviation band of +/- 1.5 percent (with a minimum of 2 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly ... (nos soulignés)

Le NYISO précise que, pour les clients utilisant le *Services Tariff*, **c'est le prix en temps réel qui s'applique, sans autre multiplicateur**⁹.

The NYISO OATT currently bases charges for imbalances between transaction schedules and actual energy deliveries on the prices determined through its real-time LBMP markets. Specifically, with respect to imbalances between transaction schedules and actual energy deliveries, Rate Schedule 4 of the NYISO OATT currently provides that imbalances for transmission customers that have signed agreements under the Services Tariff will be considered to be supplied at the Real Time LBMP without any additional multiplier.⁵³ That is, generators that inject less energy into the transmission system than their scheduled transaction called for pay for the imbalance by buying energy from the NYISO's spot market. Similarly, loads that withdraw more energy than their scheduled transaction provided pay for the imbalance by buying the difference from the NYISO's spot market.⁵⁴

Or, le *compliance filing* de 2007 indique que les seuls clients de transport du NYISO qui ne sont pas couverts par le *Services Tariff* sont ceux qui font des transactions *wheel-through*. Il est cependant impossible que le Schedule 4 soit appliqué à ces transactions, comme l'explique la citation suivante¹⁰.

⁹ NYISO 2007, page 20.

¹⁰ Ibid., page 23.

Virtually all NYISO customers take service under both the OATT and Services Tariff and thus are not subject to the OATT-only imbalance rules. The only customers that take service under the OATT without also taking service under the Services Tariff are those that schedule “wheel-through transactions” in which energy is imported from one Control Area and exported to another. Such customers are never subject to the OATT-only imbalance charge, however, because the NYISO always schedules the same amount of energy for both the import and export portions of wheel-through transactions. To the extent that a wheel-through transaction is entirely or partially curtailed, its export and import components will be reduced by the same amount. Thus, as a practical matter, the OATT-only imbalance charge rules are never applied, even to wheel-through customers. Indeed, the NYISO is not aware of any occasions on which the OATT-only charges were triggered. For these reasons, the NYISO is exploring the possibility of eliminating the OATT-only imbalance charge rules in a future filing to simplify, clarify, and update its OATT.

Il en découle que, en réalité, le Schedule 4 de l’OATT ne s’applique à aucun client du NYISO. Ainsi, NYISO a demandé à la FERC de l’exempter de l’obligation de modifier son Schedule 4, étant donné que celui-ci ne s’applique à aucun client et que les dispositions du *Services Tariff* pour le traitement d’écarts de livraison et de réception sont *supérieures* aux exigences des Ordonnances¹¹.

Dans son ordonnance datée du 7 mai 2008, la FERC accepte ce raisonnement¹².

13. In Order No. 890, the Commission recognized that some of the changes adopted in Order No. 890 may not be as relevant to ISO and RTO transmission providers as they are to non-independent transmission providers. The Commission stated that revisions to the *pro forma* OATT are not intended to upset the market designs used by existing ISOs and RTOs, and that ISOs and RTOs may well have adopted practices that are already consistent with or superior to the reforms adopted in Order No. 890.⁹ We also note that no party objects to the aforementioned deviations. Therefore, we recognize that NYISO’s proposed deviations from the *pro forma* OATT reflect the actual market design used by NYISO, and find these deviations to be consistent with or superior to the *pro forma* OATT, except as otherwise addressed below.

Ainsi, nous concluons que **le tarif du NYISO cité par HQT comme justification pour les tarifs qu’il propose pour les Annexes 4 et 5 ne s’applique, en réalité, à aucun client**. C’est uniquement pour cette raison qu’il peut demeurer techniquement en vigueur; autrement, il aurait dû être modifié en conformité avec les Ordonnances.

¹¹ NYISO a également signalé son intention de supprimer le Schedule 4 dans un avenir rapproché (NYISO 2007, p. 23).

¹² FERC, OA08-13-000 (NYISO), Order Accepting Compliance Filing, as Modified, May 7, 2008, p. 5.

Le tarif réellement appliqué à l'ensemble des clients de NYISO est en réalité beaucoup moins punitif que celui établi par les Ordonnances : le « prix de référence », pour utiliser le langage de la Régie, est simplement **le prix du marché en temps réel, sans aucun multiplicateur.**

Le régime applicable aux producteurs éoliens au NYISO est également encore moins punitif que celui établi par les Ordonnances. La plupart des ressources intermittentes sont complètement exemptées des tarifs de compensation d'écart de réception¹³ :

The NYISO has also adopted special imbalance rules for all intermittent renewable resources currently interconnected to its system which account for and accommodate their special characteristics. All New York intermittent resources that existed in 1999, plus up to an additional 1,000 MW of intermittent resources that have been added since 1999, or that will be added in the future, are completely exempt from imbalance charges. The amount of scheduled transmission service for such a resource is retroactively revised, interval by interval, to equal its output.⁵⁵ Loads that purchased such transmission service will buy energy from the NYISO's spot market to make up for any shortfalls between the intermittent resource's transaction schedule and its actual output. This approach completely accommodates the inability of intermittent resources to accurately predict their output when scheduling transmission service.

Ainsi, le régime du NYISO est moins punitif que celui exigé par la FERC, tant pour les producteurs d'énergie intermittente que pour l'ensemble de la clientèle, et beaucoup moins punitif que celui proposé par Hydro-Québec.

6 Discussion et recommandation

Tel qu'indiqué au Tableau 2 ci-dessus, les tarifs proposés sont doublement punitifs (et, par ce fait, en contradiction avec la décision D-2009-015) parce que le prix incrémentiel est fixé à 100 \$CA pour les tranches 2 et 3 et parce que le prix décrémental est fixé à 25 \$CA pour la tranche 2 et à 0 \$CA pour la tranche 3. Ces valeurs ne reflètent aucunement les prix horaires sur les marchés limitrophes.

Les modifications requises pour rendre la proposition conforme aux exigences de la Régie sont donc très simples. Ainsi, pour l'annexe 4, il suffit de modifier le quatrième paragraphe comme suit :

¹³ NYISO 2007, p. 21.

- o Aux sous-paragraphes (1) et (2) : supprimer les mots « applicable à la tranche 1 », comme suit :

(1) Prix incrémentiel ~~applicable à la tranche 1~~: ce prix est égal au prix horaire le plus élevé à chaque heure des trois (3) marchés suivants: ...

(2) Prix décrémental ~~applicable à la tranche 1~~: ce prix est égal au prix horaire le plus bas à chaque heure des trois (3) marchés suivants: ...

- o Supprimer les sous-paragraphes (3), (4) et (5) :

~~(3) Prix incrémentiel applicable aux tranches 2 et 3: ce prix est égal au prix horaire le plus élevé à chaque heure entre: (1) Prix incrémentiel NY; (2) Prix incrémentiel NA; (3) Prix incrémentiel ONT; et (4) 100,00 \$/CA/MWh.~~

~~(4) Prix décrémental applicable à la tranche 2: ce prix est égal au prix horaire le plus bas à chaque heure entre: (1) le Prix décrémental NY; (2) le Prix décrémental NA; (3) le Prix décrémental ONT; et (4) 25,00 \$/CA/MWh.~~

~~(5) Prix décrémental applicable à la tranche 3: ce prix est de 0,00 \$/MWh.~~

Des modifications similaires peuvent être apportées à l'annexe 5. Ainsi, le « prix de référence » sera défini dans tous les cas en fonction des prix des trois marchés limitrophes, tel que requis par la Régie. **En appliquant ces modifications, les tarifs proposés seront en conformité tant avec les exigences de la décision D-2009-015 qu'avec les Ordonnances.**

La question demeure, cependant, à l'égard de l'acceptabilité de ces tarifs pour l'entité qui fournit les services de compensation d'écarts. Dans la Décision, la Régie avait indiqué que « l'utilisation d'un prix de marché satisfait l'objectif d'offrir une juste compensation au fournisseur de service ». Toutefois, l'Offre laisse comprendre que Hydro-Québec Production ne partage pas entièrement ce point de vue. Son Offre adopte les prix horaires des marchés limitrophes comme prix de référence, mais seulement pour les écarts de moins de 1,5 % de la capacité réservée.

Contrairement à l'entente-cadre (R-3689-09, en délibéré), il ne s'agit pas d'une entente entre HQP et une entité réglementée, mais plutôt d'une offre de HQP¹⁴. Si la fourniture de ce service est par sa nature monopolistique, son prix devrait normalement être fixé selon les principes de la réglementation, pour éviter que le prix soit fixé de façon arbitraire par un fournisseur. Certains

¹⁴ Le fait que l'Offre et la preuve du Transporteur portent la même date suggère qu'il y a eu des échanges verbales entre eux avant que l'Offre soit déposée par écrit, mais nous ignorons la teneur de ces discussions.

semblent croire, par ailleurs, que d'autres fournisseurs peuvent également fournir ce service, du moins en partie. La question de la relation entre le droit d'une entité non réglementée fixer les prix auxquels elle est prête à offrir un service et la compétence de la Régie de fixer un tarif pour une entité réglementée est une question juridique qui dépasse évidemment notre mandat.

Ceci étant, à ce stade du dossier, deux choses demeurent claires :

- 1. La proposition tarifaire du Transporteur n'est pas conforme ni à la Décision 2009-015 ni aux Ordonnances de la FERC; et**
- 2. Aucun motif valable n'a été fourni pour justifier les prix contenus dans l'Offre d'Hydro-Québec Production et dans la proposition tarifaire.**