

HELIOS

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

# Les modalités de tarification des Services de compensation des écarts de livraison et de réception

Rapport d'expert de Philip Raphals

pour le RNCREQ

R-4096-2019, phase 2

Régie de l'énergie

le 6 novembre 2020<sub>1</sub>

rév. le 29 novembre 2020

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>Contexte et mandat .....</b>   | <b>1</b>  |
|          | <b>PARTIE I — EXTRAITS DU RAPPORT D'EXPERT EN PHASE 1 .....</b>                           | <b>1</b>  |
| <b>2</b> | <b>Contexte .....</b>   | <b>1</b>  |
| 2.1      | R-3401-98 et R-3549-2004 .....  | 2         |
| 2.2      | R-3669-08, phase 1 .....  | 2         |
| 2.2.1    | <i>La proposition d'HQT.....</i>  | <i>2</i>  |
| 2.2.2    | <i>La décision D-2009-015.....</i>  | <i>4</i>  |
| 2.3      | R-3669-2008, phase 2 .....  | 5         |
| 2.3.1    | <i>La proposition d'HQT.....</i>  | <i>5</i>  |
| 2.3.2    | <i>La décision D-2012-010.....</i>  | <i>9</i>  |
| <b>3</b> | <b>Le présent dossier (phase 1) .....</b>   | <b>10</b> |
| 3.1      | Le tarif en vigueur .....   | 10        |
| 3.1.1    | <i>Les calculs de prix incrémentiel et décrémental .....</i>                              | <i>10</i> |
| 3.1.2    | <i>Les tarifs .....</i>   | <i>13</i> |
| 3.2      | La proposition d'HQP .....  | 14        |
| 3.3      | Effets dissuasifs.....  | 16        |
| <b>4</b> | <b>Discussion.....</b>  | <b>17</b> |
| 4.1      | Le prix de référence .....  | 18        |
| 4.2      | Le rôle d'HQP .....   | 21        |
| 4.3      | Les ressources intermittentes .....   | 23        |
| <b>5</b> | <b>Recommandations .....</b>  | <b>25</b> |
|          | <b>PARTIE II : LA PROPOSITION CONJOINTE HQP/BRTM .....</b>                                | <b>26</b> |
| <b>6</b> | <b>La Proposition Conjointe .....</b>   | <b>27</b> |
| 6.1      | Prix incrémentiel et décrémental.....   | 27        |
| 6.1.1    | <i>Prix de référence.....</i>   | <i>28</i> |
| 6.1.2    | <i>Traitement des frais associés à l'importation et l'exportation d'électricité .....</i> | <i>28</i> |
| 6.1.3    | <i>L'application des seuils .....</i>   | <i>29</i> |

|           |   |                                  |
|-----------|---|----------------------------------|
| 6.2       | Calcul des écarts — Tranche 1.....  | 30                               |
| 6.3       | Calcul des écarts — Tranches 2 et 3 .....   | 30                               |
| <b>7</b>  | <b>Les prix de référence selon la Proposition Conjointe .....</b>                     | <b>31</b>                        |
| 7.1       | L'effet dissuasif.....  | 32                               |
| 7.2       | Les trois marchés externes .....  | 34                               |
| 7.3       | Les écarts mensuels (Tranche 1) .....   | 35                               |
| 7.4       | Les écarts horaires (Tranches 2 et 3).....  | 38                               |
| 7.4.1     | Écarts positifs seulement.....  | 38                               |
| 7.4.2     | Écarts positifs et négatifs .....   | 39                               |
| <b>8</b>  | <b>L'utilisation du prix moyen des marchés externes comme prix de référence .....</b> | <b>41</b>                        |
| 8.1       | Des écarts mensuels (Tranche 1).....  | 41                               |
| 8.2       | Des écarts horaires (Tranches 2 et 3) .....   | <del>43</del> <a href="#">43</a> |
| <b>9</b>  | <b>L'année 2014.....</b>  | <b>45</b>                        |
| <b>10</b> | <b>Discussion.....</b>  | <b>48</b>                        |
| <b>11</b> | <b>Recommandations .....</b>  | <b>49</b>                        |

## TABLE DE TABLEAUX

|   |               |
|---|---------------|
| TABLEAU 1. TARIF D'ÉCARTS PROPOSÉ PAR HQT EN R-3669-2008, PHASE 1 .....               | 4             |
| TABLEAU 2. TARIF D'ÉCARTS PROPOSÉ PAR HQT EN R-3669-2008, PHASE 2 .....               | 7             |
| TABLEAU 3. STRUCTURE DÉTAILLÉ DES PRIX INCRÉMENTIEL ET DÉCRÉMENTIEL EN VIGUEUR .....  | 13            |
| TABLEAU 4 : STRUCTURE DÉTAILLÉ DES PRIX INCRÉMENTIEL ET DÉCRÉMENTIEL EN VIGUEUR ..... | 14            |
| TABLEAU 5. STRUCTURE DÉTAILLÉ DES PRIX ET TARIFS, SELON LA PROPOSITION D'HQP .....    | 14            |
| TABLEAU 6. PRIX MOYENS MENSUELS DES TROIS MARCHÉS, 2019 .....                         | 35            |
| TABLEAU 7. TARIFS MENSUELS POUR UN CLIENT FICTIF À LA TRANCHE 1 (2019) .....          | 37            |
| TABLEAU 8. COÛT NET, ÉCARTS HORAIRE DE $\pm 1,5$ MW (2019) .....                      | 40            |
| <b>TABLEAU 9. COÛT NET, ÉCARTS HORAIRE DE <math>\pm 7,5</math> MW (2019).....</b>     | <b>40</b>     |
| <b>TABLEAU 10. COÛT NET, ÉCARTS HORAIRE DE <math>\pm 8,0</math> MW (2019).....</b>    | <b>40</b>     |
| TABLEAU 11. SOMMAIRE DES RÉSULTATS, TRANCHE 1 (2019) .....                            | 42            |
| TABLEAU 12. COÛT NET, ÉCARTS HORAIRE DE $\pm 1,5$ MW, AU PRIX MOYEN (2019) .....      | <del>44</del> |
| TABLEAU 13. COÛT NET, ÉCARTS HORAIRE DE $\pm 7,5$ MW, AU PRIX MOYEN (2019) .....      | 44            |
| TABLEAU 14. SOMMAIRE DES RÉSULTATS, TRANCHES 2 ET 3 (2019).....                       | 44            |
| <del>TABLEAU 15. PRIX MOYENS MENSUELS DES TROIS MARCHÉS (2014).....</del>             | <del>46</del> |
| TABLEAU 15. SOMMAIRE DES RÉSULTATS, TRANCHE 1 (2014) .....                            | 46            |
| TABLEAU 16. SOMMAIRE DES RÉSULTATS, TRANCHES 2 ET 3 (2014) .....                      | 47            |

## TABLE DE GRAPHIQUES

|   |               |
|---|---------------|
| GRAPHIQUE 1. PRIX INCRÉMENTIELS ET DÉCRÉMENTIELS, SELON LE TARIF EN VIGUEUR (MAI 2016)..... | 15            |
| GRAPHIQUE 2. NORTH AMERICAN LMP MARKETS IN EARLY 2017.....                                  | 21            |
| GRAPHIQUE 3. PRIX MOYENS MENSUELS, 2019 .....   | 34            |
| <del>GRAPHIQUE 4. PRIX MOYENS MENSUELS DES TROIS MARCHÉS (2014).....</del>                  | <del>46</del> |

## 1 Contexte et mandat

À la phase 1 du présent dossier, j'ai présenté un rapport d'expert à la demande du RNCREQ concernant la proposition d'HQP pour modifier les Annexes 4 et 5 des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (ci-après « *Tarifs et conditions* »), tels que présentés dans la preuve du Transporteur, le tout en conformité avec la décision D-2019-118 de la Régie<sup>1</sup>. Depuis, le Transporteur a retiré cette demande et l'a remplacée par une autre, préparée conjointement par HQP et le client de transport BRTM. Le RNCREQ m'a donné le mandat d'analyser cette nouvelle demande et d'émettre des recommandations.

La première partie de ce rapport reprend (avec quelques ajustements mineurs) les éléments de mon rapport de la phase 1 qui sont toujours pertinents à la présente phase, soit l'historique du sujet et certaines réflexions. D'autres éléments, qui concernaient spécifiquement la proposition originale d'HQP, ont été supprimés. Le lecteur qui avait déjà pris connaissance de ce rapport peut donc passer directement à la Partie II, où je décris et commente la nouvelle demande.

Je reconnais encore une fois mon devoir de fournir ce témoignage avec objectivité, impartialité et rigueur, et que mon devoir d'éclairer la Régie prime sur l'intérêt de mon client.

## PARTIE I — EXTRAITS DU RAPPORT D'EXPERT EN PHASE 1

### 2 Contexte

Au présent dossier, le Transporteur présente une proposition afin de modifier les modalités d'application des services de compensation d'écarts de réception et de livraison (ci-après « Services »), qui sont établies aux Annexes 4 et 5 de ses *Tarifs et conditions*. Quoique les deux services soient de nature similaire et soient tous les deux requis pour se conformer au modèle *pro forma* de la FERC, dont les *Tarifs et conditions* sont inspirés, le service d'écart de livraison (Annexe 5) n'a en fait aucune application au Québec. C'est donc uniquement l'Annexe 4 (service d'écart de réception) qui nous concerne.

Les Annexes 4 et 5 (ci-après « Annexes ») ont été modifiées en profondeur à l'occasion du dossier R-3669-2008. Ce dossier se déroulait en deux phases, lors desquelles les Annexes ont fait l'objet de débats approfondis auxquels j'ai participé par la présentation de témoignages experts. Dans la

---

<sup>1</sup> R-4096-2019, [D-2019-118](#), « Décision procédurale ».

décision au fond sur la première phase, D-2009-015<sup>2</sup>, la Régie a fixé certains principes applicables aux tarifs, mais leurs libellés n'ont pas été modifiés en conséquence. La décision au fond sur la deuxième phase, D-2012-010<sup>3</sup>, a mené à une modification importante de ces libellés, adoptés dans leur forme finale dans la décision D-2012-069<sup>4</sup>.

Cette version de l'Annexe 4 demeure toujours en vigueur. À ma connaissance, la proposition du présent dossier représente le premier débat réglementaire sur ce texte depuis. Afin de bien situer ce débat, il est utile de rappeler les propositions examinées lors du dossier R-3669-2008 et les raisonnements avancés à leur appui, ainsi que les énoncés pertinents des décisions de la Régie.

## **2.1 R-3401-98 et R-3549-2004**

Dans le premier dossier tarifaire d'HQT, la Régie fixait les prix suivants pour les écarts de livraison : 10,41 cents/kWh pour l'énergie fournie par HQT ; 1,28 cents/kWh pour l'énergie reçue par HQT<sup>5</sup>. Puis, dans le dossier R-3549-2004, la Régie accueillait partiellement la demande du Transporteur et fixait le tarif des services de compensation d'écart de livraison et de réception à 7,5 ¢/kWh, majoré de 50 % pour l'énergie fournie (11,25¢/kWh) et diminué de 50% pour l'énergie reçue (3,75¢/kWh).<sup>6</sup> Ces prix étaient toujours en vigueur au moment de l'étude du dossier R-3669-2008.

## **2.2 R-3669-08, phase 1**

### **2.2.1 La proposition d'HQT**

La proposition d'HQT de modifier les Annexes 4 et 5 de ses *Tarifs et conditions* dans la première phase du dossier R-3669-2008 faisait partie d'un ensemble de modifications proposées aux *Tarifs et conditions* afin d'assurer leur conformité au nouveau tarif *pro forma* de la FERC, suite aux

---

<sup>2</sup> R-3669-2008, phase 1, [D-2009-015](#), « Décision partielle, Phase 1 ».

<sup>3</sup> R-3669-2008, phase 2, [D-2012-010](#), « Décision relative aux modifications du texte des Tarifs et conditions ».

<sup>4</sup> R-3669-2008, phase 2, [D-2012-069](#); Pour la version finale des tarifs approuvés, voir [B-261, HQT-3, doc. 1](#).

<sup>5</sup> R-3401-98, [HQD 11, Doc. 2](#)

<sup>6</sup> Le Transporteur avait proposé un tarif établi à partir d'un prix d'énergie de 7,5 ¢/kWh majoré de 50 %, et un crédit établi à partir du coût moyen de l'énergie de 2,79 ¢/kWh diminué de 50 %. R-3549-2004, [D-2006-66](#), p. 33

Ordonnances 890 et 890-A<sup>7</sup> (ci-après « Ordonnances »). Ces Ordonnances ont modifié en profondeur les annexes du tarif *pro forma* correspondant aux Annexes 4 et 5 des *Tarifs et conditions*, fixant des bandes correspondant à des écarts de  $\pm 0$  à 1,5 %, de  $\pm 1,5$  à 7,5 %, et de  $\pm 7,5\%$  et plus par rapport à la capacité programmée. Le tarif pour chaque bande était fixé en fonction du *coût incrémentiel* et du *coût décrémental*, ainsi définis dans les annexes *pro forma* OATT de la FERC<sup>8</sup>, conformément aux Ordonnances :

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 définition sous-entend que les coûts des Services sont fixés en fonction des coûts réellement encourus pour les fournir.

Dans les deux phases du dossier R-3669-2008, la proposition d'HQT a semblé 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, HQT s'éloignait de la logique retenue par la FERC en fixant un coût décrémental de 3,75¢/kWh et un coût incrémentiel de 11,25 ¢/kWh. Dans mon rapport d'expert sur la phase 1 du dossier, j'observais que cette façon arbitraire et punitive de fixer ces coûts créait précisément le type de régime excessivement punitif et potentiellement discriminatoire que la FERC souhaitait prohiber<sup>9</sup> :

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

---

<sup>7</sup> *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service*, Order No. 890, 72 FR 12,266 (March 15, 2007); *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service*, Order No. 890-A, 121 FERC 61,297 (December 28, 2007). Ces Ordonnances étaient l'aboutissement d'une grande réflexion initiée par la FERC en 2005 afin d'évaluer à quel point l'ouverture de l'accès aux réseaux de transport fait par l'Ordonnance 888 (ainsi que les Ords. 888-A à -D) avait réussi à atteindre ses objectifs et à y apporter des correctifs, le cas échéant.

<sup>8</sup> FERC, Pro forma Tariff, Order 890-A, Original Sheet No. 146. Dans l'Ordonnance 890-B, le "i.e." a été remplacé par "e.g."

<sup>9</sup> R-3669-2008, phase 1, [C-3-12](#), « La tarification des Services de compensation des écarts de livraison et de réception », p. 16.

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, ... 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.

En phase 1 du dossier R-3669-2008, j'ai résumé les tarifs proposés dans le tableau suivant,<sup>10</sup> qui démontre clairement que, en réalité, la proposition d'HQT augmentait l'aspect punitif qui était déjà important dans les tarifs en vigueur.

**Tableau 1. Tarif d'écarts proposé par HQT en R-3669-2008, phase 1**

| 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         |

## 2.2.2 La décision D-2009-015

Dans sa décision partielle sur la phase 1 du dossier R-3669-2008, la Régie a reconnu l'aspect excessivement punitif de la proposition d'HQT et a formulé la conclusion suivante quant à la tarification des services :

---

<sup>10</sup> *Id.*, p. 14.



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<sup>11</sup>. (*nos soulignés et caractères gras*)

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.

## **2.3 R-3669-2008, phase 2**

### **2.3.1 La proposition d'HQT**

Dans la phase 2 du même dossier, le Transporteur proposait de remplacer les coûts incrémentiel / décrémental, fixés selon sa proposition en phase 1 à 11,25 et 3,75 ¢/kWh respectivement, par les prix indiqués dans l'offre formulée par HQT le 29 mai 2009 et présentée par HQT au soutien de sa preuve en phase 2<sup>12</sup>. Ces prix se résumaient comme suit :

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

---

<sup>11</sup> *Id.*, p. 110-111.

<sup>12</sup> R-2669-2008, phase 2, [HQT-9, doc. 4.](#)

- 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<sup>13</sup>)
    - 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**.
- 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, HQT proposait 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, qui en seraient exemptés).

Malgré la décision D-2009-015, la formule proposée par le Transporteur comportait une double pénalité, soit celle implicite dans l'offre d'HQP et celle imposée explicitement par le Transporteur<sup>14</sup>.

En effet, mon rapport d'expert sur la phase 2 soulignait qu'au-delà des prix *real time* faisant partie des formules proposées, cette proposition comportait également des seuils pour les prix de vente par HQP (limites inférieures) ainsi que pour ses prix d'achat (limites supérieures). 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 était de 100\$/MWh. Pour l'énergie achetée par HQP pour

---

<sup>13</sup> Ces ajustements seront examinés en détail dans les prochaines sections.

<sup>14</sup> R-3669-2008, [C-3-58](#), « La modification des Tarifs et conditions en fonction de l'Ordonnance 890 ; Témoignage expert de Philip Raphals pour le RNCREQ et UC ».

cette même tranche, le prix maximal (ou prix plafond) était de 25 \$/MWh. Par ailleurs, pour l'énergie reçue par HQP suite à des écarts de 7,5% ou plus de la quantité programmée (ou 10 MW, selon la valeur la plus élevée), aucun paiement n'était prévu.

À ces pénalités implicites dans l'offre d'HQP, s'ajoutaient toujours 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 donnaient les résultats suivants, toujours selon les propositions d'HQT :

**Tableau 2. Tarif d'écarts proposé par HQT en R-3669-2008, phase 2**

| Écart           | R-3549-2004    |              | R-3669-08, phase 1 |              | R-3669-08, phase 2 |              |                  |              |
|-----------------|----------------|--------------|--------------------|--------------|--------------------|--------------|------------------|--------------|
|                 | fourni par HQT | fourni à HQT | fourni par HQT     | fourni à HQT | prix inc/déc       |              | tarifs proposés† |              |
|                 |                |              |                    |              | fourni par HQT     | fourni à HQT | fourni par HQT   | fourni à HQT |
| < 1,5%          |                |              | 11,25              | 3,75         | temps réel         |              | temps réel       |              |
| de 1,5 % à 7.5% | 11,25          | 3,75         | 12,38              | 3,38         | 10,00*             | 2,50**       | 11,00*††         | 2,25**       |
| > 7.5%          |                |              | 14,06              | 2,81         | 10,00*             | 0,00         | 12,50*††         | 0,00         |

Notes :

\* Ou plus, si le prix en temps réel (ajusté) le plus élevé était supérieur à 100 \$ le MWh.

\*\* Ou moins, si le prix en temps réel (ajusté) le moins élevé était inférieur à 25 \$ le MWh.

† Sans tenir compte des frais de transport ou d'accès aux marchés.

†† Corrigé à la réponse 2.1 du RNCREQ à la DDR de la Régie (R-3669-2008, Phase 2, C-3-42).

*Les deux dernières notes ne figuraient pas dans la version du tableau produite dans le dossier R-3669-2008 mais ont été ajoutés pour les fins du présent dossier.*

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

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

Pour cette raison, dans mon rapport, j'avais constaté que la structure proposée n'était pas conforme à la décision D-2009-015:

1. parce qu'elle comportait 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 reflétait pas les prix horaires sur les marchés limitrophes, sauf dans les cas exceptionnels où ces prix étaient soit plus élevés que 100 \$, soit moins élevés que 25 \$.

Cette seconde proposition d'HQT se basait sur l'offre révisée d'HQP<sup>15</sup>. En faisant appel aux prix horaires sur trois marchés limitrophes, l'offre d'HQP reconnaissait implicitement la décision D-2009-015. Toutefois, elle allait à l'encontre de cette décision en fixant des seuils qui ne reflétaient pas les prix horaires des marchés limitrophes.

HQT justifiait ces prix seuils au motif que les seuils de 100\$ et de 0\$ le MWh étaient comparables aux prix d'achat et de vente appliqués par le NYISO, aux termes de son OATT, pour les écarts de livraison supérieurs à 1,5%<sup>16</sup>. Quoiqu'à première vue cette comparaison semblait convaincante, mon rapport démontrait qu'elle ne l'était pas.

En fait, étant donné qu'il s'agit d'un ISO, la plupart des modifications aux OATT requises par l'Ord. 890 ne concerne pas le NYISO<sup>17</sup>. Le NYISO opère un système de réservations financières qui diffère fondamentalement du système de réservations physiques établi par l'Ord. 888.<sup>18</sup> Contrairement aux transporteurs qui font partie d'une société à but lucratif, le NYISO a deux tarifs approuvés par la Commission : son *OATT* (conforme au *pro forma*) et son *Market Administration and Control Area Services Tariff* (ci-après : « *Services Tariff* »). La preuve d'HQT en R-3669-2008 Phase 2 faisait référence au premier tarif, mais non au deuxième, qui est en réalité celui qui gouverne l'ensemble des utilisateurs du réseau new-yorkais, sauf pour les transactions de *wheel-through*.

**Ainsi, pour les transactions du NYISO (sauf les *wheel-through*), c'est le prix en temps réel qui servait tant comme prix incrémentiel que comme prix décrémental, sans autre multiplicateur, ni ajustement, ni seuil<sup>19</sup>.**

---

<sup>15</sup> R-3669-2008, phase 2, [HQT-9, doc. 4.1](#). Une première offre (HQT-9, doc. 4) a été déposée le 29 mai 2009 et est venue à échéance le 31 décembre. Les seules différences entre l'offre révisée, déposée le 31 août 2010, et l'offre originale concernent les coûts de transport des réseaux NY et NE.

<sup>16</sup> R-3669-2008, Phase 2, [B-91](#), HQT-10, doc. 1, p. 9.

<sup>17</sup> NYISO Compliance Filing of October 11, 2007, Cover Letter (ci-après NYISO 2007), p. 5.

<sup>18</sup> *Id.*, p. 6.

<sup>19</sup> NYISO 2007, précité note 16, p. 20.

En fait, le régime du NYISO était moins punitif que celui exigé par la FERC,<sup>20</sup> et beaucoup moins punitif que celui proposé par Hydro-Québec, dont les seuils ne reflètent aucunement les prix horaires sur les marchés limitrophes.

Pour ces motifs, j'avais recommandé que le « prix de référence » soit 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 seraient en conformité tant avec les exigences de la décision D-2009-015 qu'avec les Ordonnances.**

### 2.3.2 La décision D-2012-010

Dans sa décision D-2012-010, la Régie concluait que les seuils dans la définition des prix incrémentiel/décémentiel n'étaient pas nécessaires afin de fournir un incitatif adéquat aux clients pour respecter leurs programmes.

[397] En conséquence, la Régie accepte l'utilisation des prix horaires sur les marchés limitrophes proposée par le Transporteur et approuve la tarification proposée pour les écarts du premier palier. La Régie est d'avis que cette formule satisfait aux exigences de la décision D-2009-015.

[398] La Régie retient l'application des taux de pénalité de 10 % et de 25 % applicables sur le prix de référence pour les écarts des deuxième et troisième paliers respectivement. La Régie est d'avis que ces majorations fournissent aux clients un incitatif adéquat pour respecter leurs programmes.

[399] En ce qui a trait aux prix proposés pour les deuxième et troisième paliers, la Régie partage la position de plusieurs des intervenants à l'effet que l'inclusion des seuils ou prix fixes de 0 \$ CA/MWh, 25 \$ CA/MWh et 100 \$ CA/MWh résulterait en une structure de prix qui, lorsque ces seuils sont appliqués, diffère du prix de marché observé dans les régions limitrophes à l'heure où la compensation survient. La Régie constate, sur la base des données historiques produites en preuve, que la compensation établie en vertu du tarif proposé aurait été basée, dans une très forte proportion du temps, sur les seuils proposés plutôt que sur les prix horaires de marché. En ce sens, la proposition soumise par le Transporteur à cet égard ne respecte pas l'esprit de la décision rendue en phase 1.

[400] Par ailleurs, la proposition du Transporteur de tenir compte de la capacité d'entreposage du Producteur reflète une caractéristique qui lui est propre, lui permettant

---

<sup>20</sup> Tant pour les producteurs d'énergie intermittente que pour l'ensemble de la clientèle. En effet, le régime applicable aux producteurs éoliens du NYISO était également encore moins punitif que celui établi par les Ordonnances. La plupart des ressources intermittentes étaient exemptées des tarifs de compensation d'écart de réception. Voir NYISO 2007, précité note 16, p. 21.

d'effectuer des transactions d'arbitrage sur les marchés en fonction de ses intérêts commerciaux. Cette caractéristique n'a cependant aucun lien avec les prix horaires de marché observés dans les régions limitrophes au moment où les écarts se produisent et où le service est rendu.

[401] Pour ces motifs, la Régie rejette l'inclusion des seuils de 0 \$ CA/MWh, 25 \$ CA/MWh et 100 \$ CA/MWh dans la formule de tarification de ce service.<sup>21</sup> (caractères gras dans l'original; nos soulignés)

Les ajustements précis apportés aux prix de marché ont peu retenu l'attention lors des dossiers antérieurs. Étant donné qu'HQP propose maintenant de les modifier, ils seront examinés en détail à la section 4.1.

### 3 Le présent dossier (phase 1)

Dans cette section, nous présenterons d'abord plus en détail le tarif en vigueur, en mettant l'accent sur les éléments qui sont remis en question par la proposition d'HQP. Nous regarderons ensuite les principaux éléments de cette proposition.

#### 3.1 Le tarif en vigueur

Les éléments principaux du tarif en vigueur sont :

- Le calcul des prix incrémentiel et décrémental,
- Les tarifs, incluant les pénalités pour les trois tranches, et
- Le traitement réservé pour les ressources intermittentes.

Comme on le verra plus loin, c'est uniquement le premier de ces trois éléments qui est remis en question par la proposition d'HQP.

##### 3.1.1 Les calculs de prix incrémentiel et décrémental

Rappelons d'abord les interrelations entre les termes utilisés :

Lorsque la **quantité mesurée d'énergie** réellement transmise dans une transaction de point à point (voire en exportation) est **plus élevée que la quantité programmée**, il s'agit d'un

---

<sup>21</sup> R-3669-2008 – Phase 2, D-2012-010, p. 83-84.

**écart positif de réception.** Dans ce cas, l'énergie excédentaire est **reçue** (« achetée ») par le Transporteur, et c'est le **prix décrémental** qui s'y applique.

Lorsque la **quantité mesurée d'énergie** réellement transmise dans une telle transaction est **moins élevée que la quantité programmée**, il s'agit d'un **écart négatif** de réception. Dans ce cas, l'énergie manquante est **fournie** (« vendue ») par le Transporteur, et c'est le **prix incrémentiel** qui s'y applique.

Puisque seul le tarif d'écart de réception est effectivement applicable au Québec, cette analyse se fera à l'égard de l'Annexe 4 uniquement, tout en sachant que les libellés retenus seront transposés à l'Annexe 5.

Par ailleurs, étant donné que, année après année, les volumes d'écarts positifs sont beaucoup plus grands que ceux d'écarts négatifs<sup>22</sup>, cette discussion s'orientera principalement à l'égard d'écarts positifs (et donc du **prix et tarif décrémentiels**), tout en notant les transformations appropriées dans le cas d'écarts négatifs (**prix et tarif incrémentiels**). Toutefois, pour respecter l'ordre habituel de présentation, le prix incrémentiel sera traité en premier.

Selon l'Annexe 4 en vigueur<sup>23</sup>, les ajustements aux prix de marché sont inclus au calcul du **prix incrémentiel** comme suit :

**Prix incrémentiel :** ce prix est égal au prix horaire le plus élevé chaque heure entre les trois (3) marchés suivants :

(1) New York : prix du marché temps réel du NYISO (Zone M), moins 0,18 \$US/MWh, moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie à la zone M du marché de New York (« Prix incrémentiel NY ») ;

(2) Nouvelle-Angleterre : prix du marché temps réel de la Phase II de l'ISO-NE (Sandy Pond) moins 6,00 \$US/MWh, moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie à Sandy Pond (« Prix incrémentiel NA ») (« Prix incrémentiel NA »); et

<sup>22</sup> B-0051, Annexe 2. Une des raisons pour cette asymétrie est mentionné dans le rapport Marshall (C-BRTM-001, page 23, au paragraphe 69).

<sup>23</sup> La version des Tarifs et conditions présentée au dossier (B-0020) ne permet pas de lire aisément le libellé en vigueur de l'Annexe 4. Voir plutôt [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/471/DocPrj/R-4058-2018-B-0241-Demande-PieceRev-2019\\_05\\_15.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/471/DocPrj/R-4058-2018-B-0241-Demande-PieceRev-2019_05_15.pdf), aux pages 118 à 120 (120 à 122 du pdf). Il s'agit de la pièce B-0241 du dossier R-4058-2018, adoptée en vertu des décisions D-2019-047 et D-2019-058.

(3) Ontario : prix du marché horaire de l'IESO (HOEP), moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie en Ontario (« Prix incrémentiel ONT »).

Les ajustements aux prix de marché sont inclus au calcul du **prix décrémental** comme suit :

**Prix décrémental** : ce prix est égal au prix horaire le plus bas à chaque heure entre les trois (3) marchés suivants :

(1) New York : prix du marché temps réel du NYISO (Zone M) plus 4,50 \$US/MWh (« Prix décrémental NY ») ;

(2) Nouvelle-Angleterre : prix du marché temps réel de l'ISO-NE (Sandy Pond), plus 11,00 \$US/MWh (« Prix décrémental NA ») ; et

(3) Ontario : prix du marché horaire de l'IESO (HOEP), plus 5,00 \$CA/MWh en période de pointe ou 4,00 \$CA/MWh en période hors pointe (tel que défini par le NERC) (« Prix décrémental ONT »).

Ces formules peuvent être résumées comme suit :

**Prix incrémentiel** — le **plus élevé** entre :

NY : Prix temps réel NYISO Zone M – 0,18\$US/MWh – Tarif HQT<sup>24</sup> ;

NE : Prix temps réel ISO-NE Phase II (Sandy Pond) – 6,00\$US/MWh – Tarif HQT ; et

Ont : Prix horaire HOEP – Tarif HQT.

**Prix décrémental** — le **moins élevé** entre :

NY : Prix temps réel NYISO Zone M + 4,50\$US/MWh ;

NE : Prix temps réel ISO-NE Phase II (Sandy Pond) + 11,00\$US/MWh ; et

Ont : Prix horaire HOEP + 5,00\$CA (période de pointe) ou + 4,00\$ (période hors pointe).

---

<sup>24</sup> Le tarif pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur est actuellement de 8,97\$CA/MWh (*Ibid.*, Annexe 10). Les montants inclus au tarif HQT « pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie » à chaque réseau ne sont pas précisés.



Selon les Annexes 4 et 5, c'est le Transporteur qui fournit et reçoit l'énergie incrémentielle et décrémentationnelle, mais il ne contrôle aucune source de production. Le Transporteur affirme qu'HQP est la seule entité capable de fournir ce service. J'ignore s'il existe une entente explicite entre le Transporteur et HQP qui gouverne ces transactions entre eux.

Ainsi, selon les Annexes 4 et 5 en vigueur, dans le cas d'écarts **négatifs**, le prix **incrémentiel** consiste en le **plus élevé** des prix des marchés externes, **diminué par** les coûts qui seraient requis pour **vendre** la même quantité d'énergie dans ces marchés. *Mutatis mutandi*, dans le cas d'écarts **positifs**, la valeur de l'énergie **reçue** par HQP (le prix **décémentiel**) consiste en le **moins élevé** des prix des marchés externes, **augmenté par** les coûts qui seraient requis pour **acheter** la même quantité d'énergie dans ces marchés.

Ces formules sont résumées au Tableau 3–~~Tableau 3~~.

**Tableau 3. Structure détaillé des prix incrémentiel et décrémentationnel en vigueur**

| Écart           | prix  |                                      |
|-----------------|---|--------------------------------------|
|                 | incrémentiel  | décémentiel                          |
|                 | énergie fournie par HQP                               | énergie reçue par HQP                |
| < 1,5%          | $(TR - \text{fraisUS} - \text{fraisQC})_{\text{max}}$ | $(TR + \text{fraisUS})_{\text{min}}$ |
| de 1,5 % à 7.5% | $(TR - \text{fraisUS} - \text{fraisQC})_{\text{max}}$ | $(TR + \text{fraisUS})_{\text{min}}$ |
| > 7.5%          | $(TR - \text{fraisUS} - \text{fraisQC})_{\text{max}}$ | $(TR + \text{fraisUS})_{\text{min}}$ |

### 3.1.2 Les tarifs

Selon le libellé de l'Annexe 4 en vigueur, qui suit à cet égard précisément le modèle énoncé par la FERC dans son Ordonnance 890, les prix incrémentiel et décrémentationnel sont ensuite respectivement augmentés et diminués par des pénalités qui augmentent avec l'ampleur de l'écart, comme l'indique le Tableau 4–~~Tableau 4~~.

**Tableau 4 : Structure détaillé des prix incrémentiel et décrémental en vigueur**

| Écart           | prix  |                                | tarifs                   |                        |
|-----------------|---|--------------------------------|--------------------------|------------------------|
|                 | incrémentiel                                    | décémentiel                    | écart négatif            | écart positif          |
|                 | énergie fournie par HQP                         | énergie reçue par HQP          | fournie par HQT          | reçue par HQT          |
| < 1,5%          | $(TR - \text{fraisUS} - \text{fraisQC})_{\max}$ | $(TR + \text{fraisUS})_{\min}$ | prix incrémentiel        | prix décrémental       |
| de 1,5 % à 7.5% | $(TR - \text{fraisUS} - \text{fraisQC})_{\max}$ | $(TR + \text{fraisUS})_{\min}$ | prix incrémentiel * 110% | prix décrémental * 90% |
| > 7.5%          | $(TR - \text{fraisUS} - \text{fraisQC})_{\max}$ | $(TR + \text{fraisUS})_{\min}$ | prix incrémentiel * 125% | prix décrémental * 75% |

Il est à noter que les prix incrémentiel et décrémental sont payés (crédités) à HQP, tandis que les pénalités de  $\pm 10\%$  ou  $25\%$  pour les 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> tranches sont retenues par HQT au bénéfice d'autres utilisateurs de son réseau.

### 3.2 La proposition d'HQP

La proposition d'HQP à la première phase du présent dossier consistait en deux modifications au calcul des prix incrémentiel/décémentiel, qui servent de « prix de référence » selon le tarif en vigueur de la compensation d'écarts de réception : l'ajout de seuils et une modification de la manière dont les prix de marché sont ajustés pour refléter les frais de transport dans le calcul des coûts incrémentiel et décrémental.

Selon la même forme tabulaire, la proposition complète d'HQP se résume de la façon suivante :

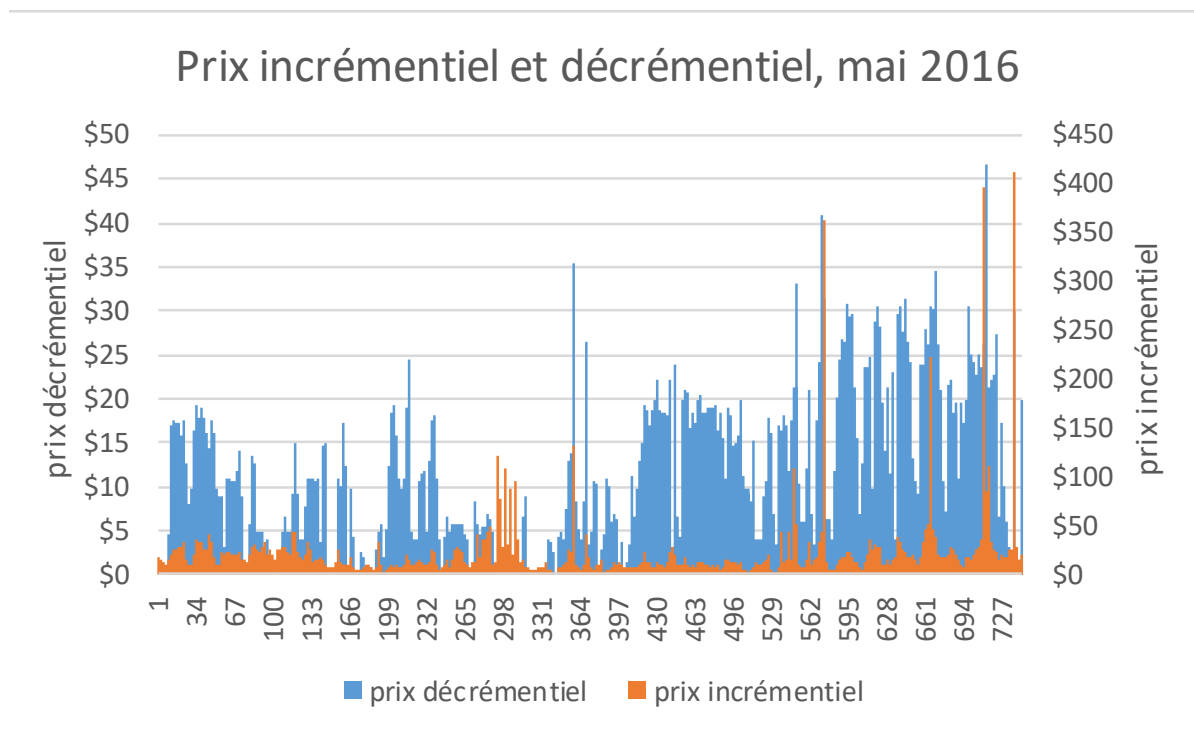
**Tableau 5. Structure détaillé des prix et tarifs, selon la proposition d'HQP**

| Écart           | prix  |  | tarifs                   |                        |
|-----------------|---|--|--------------------------|------------------------|
|                 | incrémentiel  | décémentiel  | écart négatif            | écart positif          |
|                 | énergie fournie par HQP                                   | énergie reçue par HQP  | fournie par HQT          | reçue par HQT          |
| < 1,5%          | $(TR + \text{fraisUS})_{\max}$                            | $\text{MIN}((TR - \text{fraisUS} - \text{fraisQC})_{\min}, 5\$/\text{MWh})$    | prix incrémentiel        | prix décrémental       |
| de 1,5 % à 7.5% | $\text{MAX}(TR + \text{fraisUS})_{\max}, 15\$/\text{MWh}$ | $\text{MIN}((TR - \text{fraisUS} - \text{fraisQC})_{\min}, 1,85\$/\text{MWh})$ | prix incrémentiel * 110% | prix décrémental * 90% |
| > 7.5%          | $\text{MAX}(TR + \text{fraisUS})_{\max}, 15\$/\text{MWh}$ | $\text{MIN}((TR - \text{fraisUS} - \text{fraisQC})_{\min}, 0\$/\text{MWh})$    | prix incrémentiel * 125% | prix décrémental * 75% |

Les modifications proposées au traitement des frais de transport et le rajout de seuils sont traités dans les sections qui suivent. Des exemples chiffrés seront ensuite examinés à la section 4.

Ces résultats témoignent de la grande volatilité des prix en temps réel, et donc des prix incrémentiel et décrémental qui en découlent, qu'on constate au [Graphique 1](#) ~~Graphique 1~~.

**Graphique 1. Prix incrémentiels et décrémentiels, selon le tarif en vigueur (mai 2016)**



Ce constat nous invite à remettre en question l'utilisation du prix en temps réel comme référent pour la compensation d'écarts de réception. On y reviendra, à la section 4.1.

Rappelons que la justification offerte pour ce changement était « que le prix décrémental ou incrémentiel qui résultera du calcul soit cohérent respectivement avec la transaction de vente ou d'achat déclenchée par un client du service de transport »<sup>25</sup>, et ce afin d'éviter des occasions d'arbitrage.

<sup>25</sup> B-0015, page 8.

Invité à clarifier son raisonnement dans ses DDR, HQP renvoie à une réponse déjà fournie à la Régie où il indique :

Pour ne pas être pénalisantes pour le Producteur, les transactions doivent se faire à des niveaux de prix qui sont inférieurs aux prix de marché qui peuvent représenter des opportunités dont le Producteur voudrait profiter sur une base volontaire. Les prix maximal et minimal ont été établis sur cette base. Plus spécifiquement, le Producteur a fixé un prix maximal de 5 \$/MWh à la première tranche du prix décrémental pour demeurer cohérent avec la position qu'il prend dans le cours normal de ses activités commerciales. Un client ne doit pas pouvoir vendre au Producteur dans le cadre du Service de compensation d'écart de réception, à un prix plus élevé que le prix qu'il obtiendrait si le Producteur consentait volontairement à lui vendre dans le cours normal des affaires<sup>26</sup>.

Cette explication est tout à fait compréhensible du point de vue d'une entité commerciale, qui établit librement les conditions selon lesquelles elle accepte d'entreprendre des relations contractuelles. Toutefois, Hydro-Québec, dans ses activités de production, à un rôle essentiel dans le maintien de l'équilibre offre-demande et donc de la stabilité du réseau d'électricité québécois qui dépasse de loin son rôle commercial. Étant l'unique entité capable de jouer ce rôle essentiel à l'opération du réseau de transport<sup>27</sup>, HQP n'a pas le loisir de s'abstenir si la compensation établie pour ce service ne satisfait pas ses attentes commerciales. À mon avis, le niveau de cette compensation devrait être basé sur les principes réglementaires établis pour les services de nature monopolistiques, plutôt que sur les attentes commerciales.

Par ailleurs, dans son *open access transmission tariff*, le Transporteur a l'obligation de traiter l'ensemble de sa clientèle sur un pied d'égalité. Étant donné qu'HQP est aussi un concurrent sur les mêmes marchés d'exportation que les clients qui font appel à l'Annexe 4 (en l'occurrence, un seul tel client), le Transporteur doit prendre soin de ne pas favoriser les intérêts commerciaux de l'un aux dépens de ceux des autres.

### **3.3 Effets dissuasifs**

Le principe est bien établi selon lequel les tarifs de compensation d'écarts de réception doivent éviter de créer des occasions d'arbitrage qui favoriseraient le non-respect des programmes, sans imposer des pénalités déraisonnables.

---

<sup>26</sup> B-0047, préc., note 28, p. 12, réponse 5.2; B-0040, page 49, réponse 13.5.

<sup>27</sup> Id., p. 7, réponse 2.1.

Nous avons appris dans ce dossier qu'il n'y a qu'un seul client de point à point du Transporteur qui est affecté par les Annexes 4 et 5, soit BRTM<sup>28</sup>, un exportateur. Ses écarts positifs — qui ont lieu lorsque la quantité d'énergie livrée est plus élevée que la quantité programmée — sont de loin plus importants que ses écarts négatifs. Pour cette raison, cette discussion mettra l'accent sur le traitement des écarts positifs de réception.

## 4 Discussion

Les tarifs de compensation d'écarts de réception et de livraison (les Annexes 4 et 5 aux Tarifs et conditions) représentent un défi réglementaire bien particulier. D'une part, ils font partie d'un tarif *open access* d'application générale, qui dépend pour plusieurs aspects du cadre réglementaire mis en place aux États-Unis par la FERC, caractérisé par un tarif *pro forma* établi d'abord dans son Ord. 888 et révisé selon les Ords. 890 et al.

Toutefois, dans le contexte bien particulier du Québec, l'Annexe 5 ne trouve pas d'application, et l'Annexe 4 s'applique en fait à un seul client de transport, BRTM. Ainsi, son libellé n'affecte directement que deux parties : BRTM et l'entité appelée à fournir ou absorber ces écarts, HQP — qui est, de surcroît, un concurrent de BRTM et un affilié du Transporteur.

La Régie s'est prononcée sur plusieurs principes applicables aux Annexes 4 et 5 dans sa décision D-2009-015, et sur d'autres principes, ainsi que sur les libellés toujours en vigueur, dans D-2012-010. Toutefois, la Régie demeure libre de modifier ses choix, si elle juge que les circonstances le requièrent. Soulignons toutefois que personne ne semble remettre en question la structure fondamentale mise en place par la FERC, soit :

- Fixer des prix incrémentiel/décémentiel (prix de référence),
- Établir des pénalités croissantes avec l'ampleur de l'écart (retenues par le Transporteur afin de réduire les revenus requis supportés par d'autres utilisateurs du réseau), et
- Exempter les ressources intermittentes des pénalités les plus sévères, afin d'éviter de promouvoir le gaspillage des ressources énergétiques.

Le débat tourne donc principalement autour des prix de référence.

---

<sup>28</sup> La question de l'applicabilité des écarts de réception à HQP comme client de point à point n'a pas encore trouvé de réponse ; [B-0047](#), pages 13 et 14, réponse 6.1.

## 4.1 Le prix de référence

La décision de baser les prix de référence pour les Annexes 4 et 5 sur les prix des marchés externes vient de la décision D-2009-015<sup>29</sup>. Rappelons qu'au départ, HQT avait proposé un prix de référence fixe et élevé (11,25 ¢/kWh) pour les écarts négatifs, et un prix fixe et bas (3,75 ¢/kWh) pour les écarts positifs. La Régie trouvait que cela aurait pu créer des occasions d'arbitrage et a plutôt choisi de baser le prix de référence sur les prix des marchés limitrophes, ajusté des coûts de transport, sans préciser comment.

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 des coûts de transport<sup>30</sup>. (*nos soulignés et caractères gras*)

La détermination précise de ces modalités a été fixée en D-2012-010. Toutefois, la prémisse de base que le prix de référence doit être différent, selon qu'il s'agit d'un écart positif ou négatif n'a pas été remise en question. **Or, cette prémisse repose sur une autre — entièrement fictive — qu'un écart de réception (positif ou négatif) implique inévitablement une transaction avec les marchés externes.** Cette prémisse devient encore plus invraisemblable lorsqu'on réalise que le fournisseur de ce service (HQP), n'apprend l'existence d'un écart que longtemps après l'événement en question.

Cela implique que les véritables échanges d'énergie provoqués par les écarts de réception se font à l'intérieur de la zone de contrôle du Québec. L'énergie fournie ou absorbée provient de ou s'ajoute à « l'inventaire » d'HQP, détenu dans ses réservoirs.

Cette façon de voir les échanges d'énergie en lien avec les écarts de réception remet en question la notion qu'il doit y avoir des prix de référence distincts pour les écarts positifs et négatifs — notion qui a coloré ce débat depuis son début en R-3401-98 et qui représente en fait la différence la plus importante de l'application de ce tarif entre le Québec et les États-Unis. Rappelons que,

---

<sup>29</sup> Préc., note 2.

<sup>30</sup> *Id.*, p. 111.

selon le modèle FERC qui est à la base de ce tarif, c'est le *prix horaire du marché local* qui se reflète, tant dans le prix incrémentiel qu'au prix décrementiel. Par ailleurs, tout laisse croire que, pour une heure et un endroit donné, le prix sera sensiblement le même, en vente ou en achat. C'est précisément parce qu'il n'existe pas un marché local de l'énergie de court terme au Québec qu'on a entrepris de faire une gymnastique compliquée avec les prix des marchés externes et les coûts de transport respectifs.

Le libellé du *pro forma* est très précis :

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.

Ainsi, la FERC définit les prix incrémentiel et décrementiel précisément de la même façon, suggérant que, sauf exception, ce serait un seul et unique prix.

Dans le dossier R-3669-2008, en phase 2, William K. Marshall, l'expert pour Brookfield (« EBMI ») avait proposé une approche qui ressemble plus à celle du *pro forma*, se basant sur les prix des dernières transactions externes d'HQP (en import ou en export). Toutefois, la Régie ne l'a pas retenue dans la décision D-2012-010, le considérant trop complexe. Elle a donc retenu l'approche proposée par le Transporteur, avec des prix de référence différents « selon que le fournisseur achète ou vend de l'énergie », tel qu'on le constate dans cet extrait :

395. La Régie juge que les prix de référence proposés par le Transporteur, lesquels diffèrent selon que le fournisseur achète ou vend l'énergie, reflètent de manière satisfaisante les prix horaires accessibles dans les marchés limitrophes. Ces prix offrent, dans le contexte prévalant au Québec, une base raisonnable pour établir la compensation du fournisseur. Il s'agit également de données publiques, connues des clients et facilement vérifiables.

396. La Régie ne retient pas l'alternative proposée par l'expert Marshall comprenant un prix de référence horaire basé sur celui auquel les 10 derniers MW seraient réputés être acquis ou vendus par Hydro-Québec sur les marchés limitrophes, en fonction de la situation nette d'importation ou d'exportation. Cette approche ajouterait un niveau de complexité dans son application que la Régie, eu égard aux objectifs visés, ne juge pas requis.

**397. En conséquence, la Régie accepte l'utilisation des prix horaires sur les marchés limitrophes proposée par le Transporteur et approuve la tarification**

**proposée pour les écarts du premier palier.** La Régie est d'avis que cette formule satisfait aux exigences de la décision D-2009-015. (nos soulignés)

Les avantages et inconvénients de fixer un prix unique qui varie dans le temps en fonction des variations de prix des marchés externes n'ont apparemment pas été étudiés.

Si le Québec n'avait d'interconnexion qu'avec un seul marché externe — ce qui est le cas avec les provinces atlantiques (le marché NE), par exemple — la question serait plus simple, un seul et unique marché externe entraînant un seul et unique prix de marché chaque heure. Dans un tel cas, on aurait pu simplement prendre le prix du marché américain à la frontière comme proxy pour le marché local, afin de l'utiliser tant comme prix incrémentiel que décrementiel.

Toutefois, avoir le luxe de pouvoir accéder à trois marchés horaires distincts nous oblige aussi à reconnaître qu'aucun d'eux ne représente *vraiment* la valeur de l'énergie horaire au Québec. Ces trois valeurs doivent agir, ensemble, comme des proxy pour un marché qui n'existe pas.

Il existe fondamentalement deux modèles de marchés de court terme. Selon le modèle le plus simple, il y a un prix horaire (ou sous-horaire) qui s'applique partout dans une zone de contrôle. Le HOEP d'Ontario est un exemple de ce type de marché. D'autre part, dans les marchés « organisés » américains comme les ISO et le RTO (dont le NYISO et le ISO-NE), un prix horaire (ou sous-horaire) est calculé pour chaque *node* du réseau, selon la méthode du *Location Based Marginal Pricing* (LBMP), qui tient compte de l'ensemble des contraintes de transport qui s'applique à ce point. Dans les deux cas, il y a un seul et unique prix de marché qui s'applique à un endroit et une heure donnée, et c'est ce prix-là qui sert comme « prix de référence », c'est-à-dire à la fois comme prix incrémentiel et comme prix décrementiel.

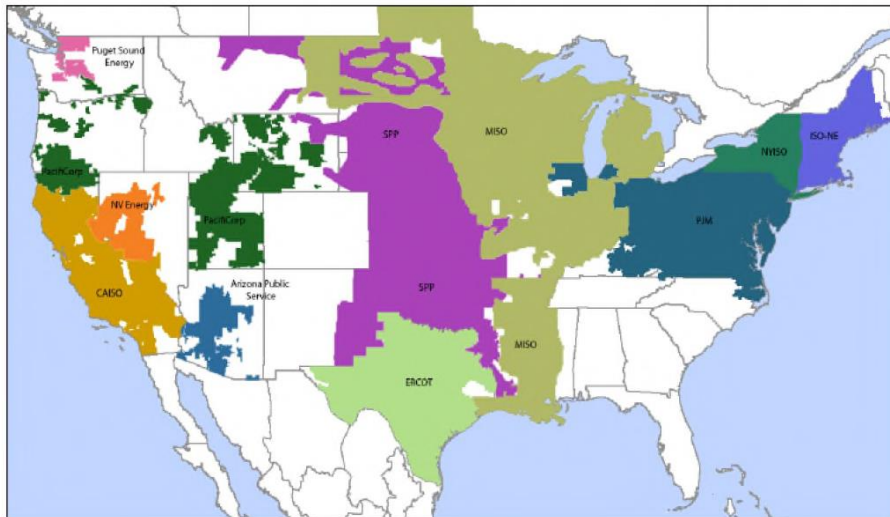
La Figure 8 du rapport de M. Marshall<sup>31</sup>, reproduit ici, démontre que les marchés d'électricité d'une grande partie des États-Unis — dont tous les marchés accessibles du Québec — sont opérés selon ce principe de LBMP.

---

<sup>31</sup> C-EBM-001, page 32 (p. 33 du PDF).



Graphique 2. North American LMP Markets in Early 2017



Au Québec, nous avons pris l'habitude d'utiliser les trois marchés mentionnés comme proxy pour un marché québécois de court terme. Toutefois, il n'existe aucun mécanisme qui permet à ces trois prix distincts d'interagir entre eux, en tenant compte des contraintes de transport qui limitent les échanges entre les trois marchés, comme ce serait le cas dans un marché organisé selon les principes LBMP.

Pour compenser cette lacune d'intégration au « marché québécois », on a aussi pris l'habitude de présumer que, lorsqu'on achète, c'est le prix le plus bas entre les trois qui représente le « prix de marché » et, *mutatis mutandis*, lorsqu'on en vend, c'est le prix le plus haut. Il ne faut toutefois pas confondre cette convention avec une réalité économique lorsqu'il n'y a pas de transaction en import ou en export qui en découle.

## 4.2 Le rôle d'HQP

HQP joue un rôle unique dans la gestion en temps réel du réseau québécois, ce qui fait en sorte qu'il semble être la seule entité capable de fournir le service de compensation d'écart de réception et de livraison :

À la connaissance du Transporteur, il n'existe aucun autre producteur, situé dans la zone de réglage du Transporteur, qui dispose de la capacité de production requise pour absorber en tout temps les écarts de réception et de livraison pouvant être générés par les utilisateurs du réseau. De plus, si un tel autre producteur disposait de la capacité de

production requise, celle-ci devrait être assujettie au système de régulation fréquence-puissance du Transporteur, afin que les ajustements de production requis soient effectués automatiquement. En outre, cette capacité de production devrait être en tout temps disponible, les groupes turbines alternateurs étant toujours synchronisés au réseau du Transporteur, excluant ainsi toute synchronisation permanente ou temporaire à des zones de réglage voisines.<sup>32</sup>

En fait, HQP ne peut éviter de jouer ce rôle, étant l'entité unique qui, en collaboration étroite avec le Transporteur, réagit en temps réel pour équilibrer l'offre et la demande en électricité au Québec, gérant ainsi la tension et la fréquence du réseau. Autrement dit, il s'agit du partenaire d'HQT dans le maintien de la fiabilité au Québec.

Par exemple, HQP est identifié (« entre autres ») dans le modèle de fiabilité québécois comme l'« Opérateur du marché de l'énergie », et la Direction principale – Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau d'HQT y est identifiée (entre plusieurs autres rôles) comme « Exploitant des installations de production »<sup>33</sup>. Il n'est pas clair comment HQP est compensé pour jouer ce rôle, ni comment ont été fixé les frais pour d'autres services auxiliaires, comme par exemple le service de maintien de la tension et de la fréquence (Annexes 2 et 3). Tout comme le service de compensation d'écarts de réception et de livraison, ces autres services sont nécessairement fournis par HQP, qui ne peut éviter de le faire sans abdiquer son rôle fondamental dans l'opération du réseau intégré d'électricité au Québec. Il faut présumer que, étant donné qu'il s'agit de service de nature monopolistique, sa compensation est gouvernée par des principes d'équité et donc selon les coûts, en évitant tout abus et toute apparence d'abus d'un pouvoir monopolistique.

Étant donné que, en réalité, tous les échanges d'énergie en vertu de l'Annexe 4 se font avec HQP comme contrepartie implicite, une autre façon de poser la question est : à quel prix HQP serait-il indifférent s'il vend ou achète un MWh? Cette question névralgique nous renvoie vers une autre : quelle est la valeur à la marge, pour HQP, de son dernier MWh stocké ou produit ?

Il serait surprenant que HQP n'ait pas, à l'interne, un indicateur de cette valeur qu'il utilise pour ses propres décisions opérationnelles. Il s'agit probablement d'une valeur qui varie dans le temps, en fonction (au moins en partie) des variations de prix dans les différents marchés externes.

---

<sup>32</sup> [B-0047](#), préc., note 28, p. 7, réponse 2.1.

<sup>33</sup> Hydro-Québec, Coordinateur de la fiabilité au Québec, Info-fiabilité no 6, <https://www.hydroquebec.com/coordonnateur-fiabilite/info-fiabilite/evolution-nerc.html> .

Il est, j'admets, peu probable qu'HQP accepte de dévoiler publiquement ce chiffre, ou sa formule pour le fixer. Cela dit, il semble logique de croire que, en faisant abstraction du problème de confidentialité, HQP n'aurait pas d'objection à l'utilisation de cette valeur comme prix de référence tant pour les écarts positifs que négatifs, sans ajustement pour les frais de transport vers ou à partir des marchés externes, étant donné qu'elle représenterait la véritable valeur, pour lui, de cette énergie fournie ou reçue.

Le rôle d'HQP décrit ici ressemble à celui d'un « teneur de marché (*market maker*) » dans une bourse de capital-actions, qui agit comme contrepartie tant d'acheteurs que de vendeurs pour une valeur mobile donnée, tout en garantissant que le *spread* entre les prix achat-vente reste à l'intérieur d'une fourche prédéterminée<sup>34</sup>.

Or, si on accepte qu'HQP est en fait la contrepartie de toutes les transactions découlant de l'application de l'Annexe 4, les questions deviennent beaucoup plus simples :

- Les frais de transport de ou vers les marchés avoisinants ne sont plus pertinents;
- Les prix incrémentiel et décrémental deviennent identiques, pour une heure donnée — ou, à la limite, défini comme une petite fourchette autour d'une valeur unique.

Comment peut-on déterminer cette valeur? En l'absence d'une proposition d'HQP, on peut concevoir différentes façons de la dériver des prix des trois marchés avoisinants. Aux fins de promouvoir des discussions ultérieures, j'avancerai comme suggestion préliminaire de simplement fixer **la moyenne des prix des trois marchés comme prix de référence horaire, sans ajustement des frais de transport.**

### 4.3 Les ressources intermittentes

Soulignons que HQP ne demande aucune modification du libellé des Annexes 4 et 5 qui concerne les énergies intermittentes. À la fin du 3<sup>e</sup> paragraphe de chacune des deux Annexes, à la fin de la phrase qui énonce une pénalité de 25 % pour la troisième bande (pour les écarts d'au-delà de  $\pm 7,5$  %, ou de 10 MW), on lit que cette pénalité s'applique :

« sauf qu'une ressource intermittente sera exemptée des frais de la tranche 3 et paiera les frais applicables à la tranche 2 pour tous les écarts dépassant ceux de la tranche 1. Pour les fins de la présente annexe, une ressource intermittente est un groupe de

---

<sup>34</sup> Voir par exemple une explication de ce rôle par la Bourse des valeurs canadiennes : <https://theese.com/fr/services/devenir-un-teneur-de-marche/programme-teneur-de-marche>

production d'électricité qui ne peut faire l'objet d'une répartition, qui ne peut emmagasiner sa 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 ».

Ce passage est peut-être plus clair dans la version anglaise (qui reproduit le libellé de la FERC) :

“except that intermittent resources shall be exempt from the Band 3 charge and shall pay the Band 2 charge for all deviations exceeding Band 1. For the purposes of this Schedule, an intermittent resource is an electricity generating unit with non-dispatchable output, driven by a non-storable source of energy and which thus cannot respond either to variations in system load or to security-related transmission constraints.” (nos soulignés)

Cette définition était proposée par la FERC dans sa *Notice of Proposed Rulemaking (NOPR)* à l'égard de ressources intermittentes en 2005<sup>35</sup>, et retenue sans modification dans son Ord. 890.

Une centrale hydraulique avec réservoir n'est évidemment pas une ressource intermittente, selon cette définition, mais une centrale hydraulique au fil de l'eau l'est.

“292. We agree with EEI and AMP-Ohio that the definition of intermittent resources includes run-of-river hydroelectric units that do not store water used to generate electricity, i.e., for which instantaneous inflow equals instantaneous outflow. Hydroelectric units using storage, however, are not intermittent resources within the meaning of Schedule 9 of the pro forma OATT. The ability of those units to schedule their output is not as limited as intermittent resources”<sup>36</sup>.

Toutefois, la distinction entre une centrale hydraulique avec réservoir et une centrale au fil de l'eau n'est pas aussi claire et nette qu'il n'y paraît. Dépendant des caractéristiques précises des centrales de BRTM qui contribuent aux phénomènes étudiés ici, il y aura peut-être lieu de s'interroger de l'ampleur de leurs capacités d'entreposage respectives, et donc du degré auquel elles peuvent « respond either to variations in system load or to security-related transmission constraints ».

Si une centrale ne peut que choisir entre produire ou déverser, elle serait probablement considérée par la FERC comme une centrale avec *non-dispatchable output*. Des ressources intermittentes comme des centrales éoliennes ou solaires peuvent aussi arrêter de produire, tout en perdant la capacité de récupérer l'énergie non produite. Ainsi, le déversement est l'équivalent du *curtailment*, qui implique nécessairement le gaspillage d'une ressource énergétique. La NOPR de 2005 laisse

---

<sup>35</sup> FERC, Docket RM05-10-000, Notice of Proposed Rulemaking, Imbalance Provisions for Intermittent Resources Assessing the State of Wind Energy in Wholesale Electricity Markets (April 14, 2005), page 52. Ce processus a été rendu caduc par l'Ord. 890, et donc suspendu.

<sup>36</sup> FERC, Order 890-A.

comprendre qu'un des objectifs principaux de cette exemption est d'éviter de provoquer un tel gaspillage énergétique — son intérêt est plutôt de s'assurer que, dans la mesure du possible, les transporteurs aient des informations les plus précises possible sur la production de ces ressources, par le biais des mises à jour les plus précises possible de leurs programmes. Cela suggère que, si l'alternative à l'écart de réception avait été le déversement (plutôt que l'entreposage) de l'eau excédentaire, l'intention de la FERC était de permettre l'écart, avec une pénalité d'au maximum 10 %.

“666. Several commenters argue that the Commission should adopt a standard definition of intermittent resource. In order to clarify application of imbalance charges, we define an intermittent resource for this limited purpose as “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.”<sup>395</sup> We conclude that this definition of intermittent resource properly limits the exemption from imbalance charges, without excluding certain classes of intermittent generators for which the exemption is appropriate (e.g., non-weather driven intermittent resources)”.<sup>37</sup>

Étant donné la place importante qu'occupe la production hydroélectrique au Québec et la grande variété qui existe d'une centrale à l'autre en termes de stockage et de contraintes opérationnelles, il serait utile que la Régie se prononce éventuellement sur les critères précis qui gouvernent l'application de cette exemption à cette filière.

## 5 Recommandations

À la lumière de ce qui précède, je formule les recommandations suivantes à l'égard des Annexes 4 et 5 :

1. Reformuler les définitions des prix incrémentiel et décrémentiels afin que :
  - a. **ils soient toujours égaux l'un à l'autre.** Cela permettra d'éviter la fiction qu'un écart de réception mène inévitablement à une transaction sur un des marchés avoisinants, et agira plutôt comme un proxy d'un marché horaire (un *balancing market*) québécois. Cela s'arrimera mieux avec la pratique dans les juridictions avoisinantes et permettra de respecter le principe que les petits écarts (la 1<sup>ère</sup> tranche) seront résorbés sans pénalité, ce qui favoriserait le respect des programmes;
  - b. **ils soient moins volatiles et plus prévisibles, en les fixant à un prix (ou une formule de prix) qui n'incitera les déviations dans un sens ou dans l'autre.** Pour ce faire, il serait

---

<sup>37</sup> Ord. 890.

important d'entendre le fournisseur du service (HQP) sur l'établissement d'un prix (unique ou variable) auquel il serait à l'aise tant de fournir de l'énergie que de la recevoir.

c. Si, après avoir entendu HQP sur ce point, la Régie considère qu'il est souhaitable de maintenir le principe établi en D-2009-015 de fixer ces prix en fonction des prix des marchés externes, **je la recommande de considérer les variantes suivantes**, dont chacune favoriserait le principe énoncé au point antérieur :

- i. fixer ces prix en fonction de **la moyenne des trois marchés**, sans ajustement pour les prix de transport ou d'accès;
- ii. les fixer **en fonction du prix DAM** plutôt que les prix en temps réel, afin d'en réduire la volatilité et l'imprévisibilité<sup>38</sup>;
- iii. les fixer **selon une moyenne mobile**, sur une période à déterminer, des prix DAM.

2. La Régie s'interroge, étant donné l'importance de la production hydraulique au Québec, sur les critères à appliquer à l'égard de l'application de l'exemption aux ressources intermittentes à des centrales hydroélectriques au fil de l'eau.

## PARTIE II : LA PROPOSITION CONJOINTE HQP/BRTM

Cette deuxième phase du dossier s'oriente autour de la proposition déposée conjointement par HQP (le fournisseur du service de compensation d'écarts) et BRTM (à ce jour, le seul client qui l'utilise) (ci-après la « Proposition Conjointe »). La Proposition Conjointe est évidemment d'un grand intérêt, non seulement parce qu'elle a l'appui des deux entités les plus directement concernées, mais aussi parce qu'elle résout plusieurs difficultés du tarif en vigueur. Comme on le verra dans les prochaines sections, j'appuie l'ensemble des modifications aux Tarifs et conditions contenues dans cette Proposition Conjointe.

Cela dit, il est également important de souligner qu'il s'agit d'un tarif d'application générale, et non d'une entente négociée entre deux contractants. Même si, jusqu'ici, BRTM est la seule entité à l'utiliser, rien ne dit que cela sera toujours le cas. Par ailleurs, pendant les dernières années, j'ai

---

<sup>38</sup> Le IESO n'a pas un Day Ahead Market mais est en train d'en établir un. Pour le progrès de cette initiative, voir <http://www.ieso.ca/en/Market-Renewal/Stakeholder-Engagements/Market-Renewal-Day-Ahead-Market> .

été consulté à plusieurs reprises par des entités intéressées à exporter de l'énergie renouvelable (hydraulique et éolien) du Québec vers les États-Unis, et qui voulaient s'informer du régime réglementaire applicable. Cela démontre que de nouveaux clients de transport pourraient se prévaloir de ce tarif dans les années à venir. Cela démontre également l'importance que le tarif pour le service de compensation des écarts de réception soit un tarif juste et raisonnable, parce que toute iniquité dans la formulation du tarif peut avoir des conséquences réelles dans les décisions de différentes parties prenantes de faire affaires, ou non, avec le Transporteur.

## 6 La Proposition Conjointe

La Proposition Conjointe diffère de façon importante tant des tarifs en vigueur que de la proposition d'HQP présentée à la phase 1 (la « Proposition Originale »). Ces différences se résument comme suit :

|   | <b>Tarif en vigueur</b>                         | <b>Proposition originale</b>                     | <b>Proposition conjointe</b>        |
|---|---|--|-------------------------------------|
| <b>Prix incrémentiel</b>                  | Marché le plus élevé, moins frais (sans seuils) | Marché le plus élevé, plus frais (avec seuils)   | Marché le plus élevé (sans seuils)  |
| <b>Prix décrémental</b>                   | Marché le moins élevé, plus frais (sans seuils) | Marché le moins élevé, moins frais (avec seuils) | Marché le moins élevé (sans seuils) |
| <b>Calcul des écarts — Tranche 1</b>      | Écarts horaires                                 | Écarts horaires                                  | Écarts nets sur une base mensuelle  |
| <b>Calcul des écarts — Tranche 2 et 3</b> | Écarts horaires                                 | Écarts horaires                                  | Écarts horaires, avec « ratchet »   |

### 6.1 Prix incrémentiel et décrémental

Le changement le plus important dans la Proposition Originale était dans le calcul des prix incrémentiel et décrémental, notamment à l'égard de l'imposition de seuils ainsi que le traitement des frais associés à l'importation et l'exportation d'électricité.

### 6.1.1 Prix de référence

La Proposition Conjointe ne modifie pas la méthode en place depuis 2012 pour fixer les prix de référence utilisés afin de calculer les prix incrémentiel et décrémental. Cette méthode utilise le prix le plus élevé des marchés externes pour le prix incrémentiel, et le prix le moins élevé pour le prix décrémental. Toutefois, comme expliqué à la section 3.1.1 de la Partie I de ce rapport, je considère qu'il est important de la modifier.

Cette question sera traitée en détail à la section 7.

### 6.1.2 Traitement des frais associés à l'importation et l'exportation d'électricité

Tel qu'on l'a vu à la section 3.1.1, le **prix incrémentiel** est le prix auquel le Transporteur fournit l'énergie manquante, lorsque la quantité d'énergie livrée est moins élevée que la quantité programmée (**un écart négatif**). Le **prix décrémental** est le prix auquel le Transporteur absorbe l'énergie manquante, lorsque la quantité d'énergie livrée est moins élevée que la quantité programmée (**un écart positif**).

Depuis 2010, la formule pour les prix incrémentiel est restée stable : on prend, pour chaque heure, le prix le plus élevé des trois marchés avoisinants, duquel on soustrait les frais associés à une exportation d'électricité au marché concerné.

Dans la Proposition Originale, HQP proposait de maintenir l'utilisation du prix le plus élevé des trois marchés avoisinants, mais en **rajoutant** les frais associés à l'importation d'électricité au marché concerné.

Dans la Proposition Conjointe, il est proposé de maintenir l'utilisation du prix le plus élevé des trois marchés avoisinants, sans aucun ajustement pour les frais associés à l'importation ou l'exportation de l'énergie.

Dans la preuve conjointe de BRTM et du Producteur, cette décision d'exclure ces frais du calcul est expliquée comme suit :



... les Parties ont conclu lors de leurs discussions que cette étape du calcul n'était pas conforme à la réalité du Service en réception qui est rendu à l'intérieur du réseau du Transporteur<sup>39</sup>.

Ce constat est confirmé par la réponse d'HQP à une DDR du RNCREQ :

4.1. Veuillez confirmer que, généralement, le fait qu'un client de transport subisse un écart de réception ne déclenche pas une transaction correspondante sur les marchés externes de la part du Producteur pendant l'heure précise de l'écart.

**Réponse : Le fournisseur confirme que c'est exact**<sup>40</sup>.

Cette réponse confirme mon constat en phase 1, réitéré à la section 4.1 des présentes, que la prémisse voulant qu'un écart de réception (positif ou négatif) implique inévitablement une transaction avec les marchés externes ne représente pas la réalité du contexte québécois.

De plus, HQP a indiqué qu'il répond à de tels écarts avec un automatisme<sup>41</sup>, en laissant comprendre que le résultat direct d'un écart consiste en une variation dans la quantité d'eau emmagasinée dans ses réservoirs<sup>42</sup>.

Étant donné qu'un écart ne donne lieu à aucun transfert d'électricité à travers les frontières du Québec, il n'y a aucune raison d'inclure des frais reliés à de tels transferts dans le tarif d'écarts de réception. Dans ce sens, la Proposition Conjointe représente une amélioration importante par rapport au tarif en vigueur.

**Je recommande d'accepter la suppression de frais associés au transport dans le calcul des Prix incrémentiel et décrémental.**

### 6.1.3 L'application des seuils

Une grande partie des débats sur les écarts de réception et de livraison dans les dossiers antérieurs concernait la pertinence de l'application de seuils aux calculs des prix incrémentiel et décrémental. Tel que mentionné à la section 2.3.2, la Régie avait rejeté cette approche en D-2012-

---

<sup>39</sup> C-BRTM-0036, page 3.

<sup>40</sup> C-HQP-003, page 5.

<sup>41</sup> Ibid., page 6, R4.4.2.

<sup>42</sup> Ibid., R4.5. La demande ayant comporté une erreur, la réponse n'est pas sans ambiguïté, qui sera probablement clarifié lors des audiences.

010 (para. 401), en soulignant que les pénalités de 10 % et de 25 % sur le prix de référence pour les écarts des deuxième et troisième paliers respectivement fournissent aux clients un incitatif adéquat pour respecter leurs programmes. Il était donc surprenant de voir HQP revenir avec cette proposition à la phase 1 du présent dossier.

Cela dit, de tels seuils ne se trouvent pas dans la Proposition Conjointe.

**Je recommande d'accepter la non-inclusion de seuils dans le calcul des Prix incrémentiel et décrémental.**

## **6.2 Calcul des écarts — Tranche 1**

Pour le calcul d'écarts à la Tranche 1, la Proposition Conjointe propose, pour la première fois, de gérer ces écarts sur une base mensuelle, en facturant le tarif d'écarts de réception uniquement sur le solde net des écarts de la Tranche 1, sur une base mensuelle.

Il s'agit d'une amélioration importante, qui permet de traiter les petits écarts comme des échanges involontaires, tel que voulu par la FERC. Rappelons que, dans la plupart des juridictions réglementées par la FERC et dans l'ensemble des régions avoisinantes du Québec, les prix incrémentiels sont égaux aux prix décrémentiels, soit les prix LBMP. Lorsque ces prix sont identiques l'un à l'autre, il ne fait aucune différence si les écarts sont traités sur une base horaire ou mensuelle. Revenons à ce sujet plus loin.

**Recommandation 2 : Il est recommandé d'accepter le calcul des écarts à la Tranche 1, tel que proposé à la Proposition Conjointe.**

## **6.3 Calcul des écarts — Tranches 2 et 3**

La Proposition Conjointe ne modifie pas les modalités de calcul des pénalités pour les écarts de Tranches 2 et 3, qui sont toujours calculés sur une base horaire. Toutefois, une nouvelle disposition est proposée, qu'on peut décrire comme une disposition « cliquet », où le dépassement d'un seuil crée un changement irrévocable pour le reste de l'année.

Les pénalités fixées dans le *pro forma* de la FERC —  $\pm 10\%$  pour la Tranche 2, et  $\pm 25\%$  pour la Tranche 3 — sont remplacés par des pénalités à deux niveaux :

- Dès le début de l'année, et jusqu'au moment, le cas échéant, où le volume combiné en valeur absolue des écarts horaires des tranches 2 et 3 excède 10 GWh, les pénalités sont de  $\pm 5\%$  pour la Tranche 2, et  $\pm 20\%$  pour la Tranche 3; et
- Dès que le volume combiné en valeur absolue des écarts horaires des tranches 2 et 3 excède 10 GWh, les pénalités sont de  $\pm 15\%$  pour la Tranche 2, et  $\pm 30\%$  pour la Tranche 3.

Ainsi, les pénalités sont fixées à des niveaux **moindres** que ceux des tarifs existants (qui reflètent la *pro forma* de la FERC), jusqu'à un certain point, après lequel les pénalités sont fixées à des niveaux **plus élevés** que ceux des tarifs existants.

À mon avis, il s'agit d'une approche innovante et efficace afin d'inciter le respect des programmes, tout en évitant de créer un effet dissuasif indu ou excessif.

**Je recommande d'accepter le calcul des écarts aux Tranches 2 et 3, tel que proposé à la Proposition Conjointe.**

## 7 Les prix de référence selon la Proposition Conjointe

Dans la section précédente, nous avons examiné et recommandé l'acceptation de l'ensemble des modifications de la Proposition Conjointe, tout en indiquant une réserve importante quant au calcul des prix de référence. Dans cette section, nous examinerons de près l'utilisation du prix le plus (ou le moins) élevé des marchés externes comme prix de référence.

Dans mon rapport d'expert à la première phase de cette audience (repris à la Partie I du présent rapport), j'avais indiqué que les prix de référence devraient idéalement refléter la valeur à la marge, pour HQP, de son dernier MWh stocké ou produit (p. 22, ci-dessus). En même temps, j'ai souligné les difficultés à faire une telle évaluation dans le contexte réglementaire actuel et suggéré, à la place, de considérer d'autres façons d'utiliser les prix horaires des marchés avoisinants.

Dans sa décision D-2020-139, la Régie a précisé qu'elle estime qu'il est prématuré d'examiner d'autres référentiels que les prix sur les marchés pour établir les prix incrémentiel et décrémental (para. 31). Elle cite par ailleurs sa décision D-2012-010 (à la page 111), où elle a précisé :

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 des coûts de transport. (nos soulignés)

Dans sa décision D-2020-139, la Régie a conclu :

[32] Le RNCREQ pourra tout de même présenter ses préoccupations quant au caractère juste et raisonnable de la proposition commune, dont l'utilisation des prix de marché. Notamment, ces préoccupations pourraient porter sur l'application de cette proposition commune à d'éventuels autres clients. Toutefois, à ce stade, la Régie considère qu'il n'y a pas lieu d'examiner d'autres référentiels.

Je retiens de cette décision que l'examen du caractère juste et raisonnable de la méthode en vigueur est recevable, ainsi que la suggestion d'autres méthodes possibles, toujours basées sur les prix horaires des marchés externes. Toutefois, toute réflexion concernant la valeur à la marge de l'eau pour HQP doit attendre un autre jour.

## 7.1 L'effet dissuasif

Tel que mentionné ci-dessus, les prix de référence sont définis comme suit, sur une base horaire :

**Prix incrémentiel** : Le prix le plus élevé des marchés avoisinants

**Prix décrémental** : Le prix le moins élevé des marchés avoisinants

Dans ses réponses aux DDR, HQP reconnaît que le fait d'appliquer cette définition des prix de référence crée un effet dissuasif au-delà des pénalités discutées à la section précédente.

2.2. Veuillez confirmer que, selon le Producteur, les formules de prix incrémentiel et décrémental doivent toujours jouer un rôle dissuasif, malgré la présence de pénalités explicites dans les bandes 2 et 3. Le cas échéant, veuillez expliquer comment cette position est cohérente avec l'énoncé de la Régie à la Citation 2, qui retenait l'utilisation des prix de marché comme prix de référence pour éviter de créer une double pénalité.

**Réponse** : Les modalités proposées par le fournisseur et le client ne modifient pas l'approche existante qui fait appel aux prix de marchés pour établir les prix décrémental et incrémentiel. Le rôle dissuasif de cette étape de calcul est également maintenu, puisque pour les tranches 2 et 3, le client va toujours se voir appliquer respectivement le prix le plus bas ou le plus élevé des trois (3) prix de marché pour son écart positif ou négatif, en plus des pénalités applicables<sup>43</sup>.

Le « rôle dissuasif de cette étape de calcul » est également maintenu pour la Tranche 1, comme on le verra à la section 7.3.

---

<sup>43</sup> Ibid., pages 3-4, R2.2.

Ce rôle dissuasif va à l'encontre de la position exprimée par la Régie en D-2009-015, où elle a rejeté l'inclusion d'une composante dissuasive dans le « premier palier du service de compensation d'écart » parce que, lorsque combinée avec les pénalités explicites applicables aux Tranches 2 et 3, elle créait une « double pénalité » :

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.

...

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<sup>44</sup>.

Ainsi, la Régie a clairement rejeté l'utilisation d'une composante dissuasive au « premier palier ». Malgré cela, elle a, depuis, approuvé une formule qui en comporte effectivement une. Toutefois, à ma connaissance, elle n'a pas encore entendu une preuve quantitative qui examine l'effet dissuasif, voire pénalisant, de l'utilisation de cette formule de prix.

Les prochaines sections présentent une telle analyse. Pour les fins de simplicité, l'ensemble des exemples présentés s'appuient sur l'hypothèse d'un client fictif qui programmerait l'exportation de 100 MW pour chaque heure de l'année.

Les analyses quantitatives dans les sections suivantes se basent sur les données réelles de 2019, la dernière année complète. Étant donné qu'il s'agit d'une année de prix de marché relativement faibles, j'ai répété les mêmes analyses avec les données de 2014, où les prix de marché ont été très élevés. Les résultats de cette comparaison se trouvent à la section 9.

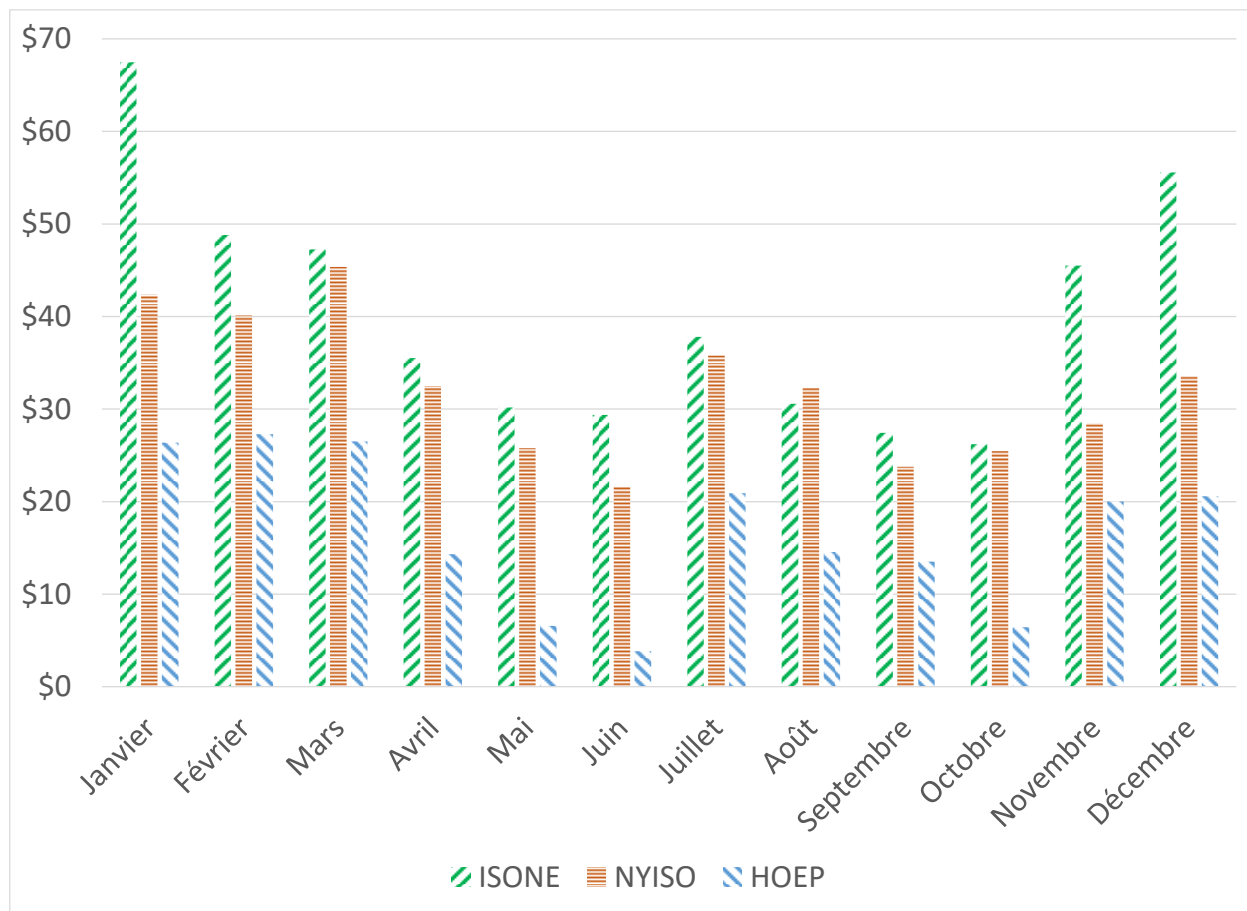
---

<sup>44</sup> D-2009-015, pages 110-111.

## 7.2 Les trois marchés externes

Les analyses présentées ici reposent sur les prix horaires en temps réel des trois marchés, pour chacune des heures de l'année 2019. Les prix des marchés américains ont été convertis en dollars canadiens avec le taux de change journalier publié par la Banque du Canada.

Les moyennes mensuelles des prix horaires des trois marchés pour 2019 sont présentées au Graphique 3.



**Graphique 3. Prix moyens mensuels, 2019**

Ce graphique confirme la perception commune à l'effet que les prix en Nouvelle-Angleterre (ISONE) sont généralement les plus élevés des trois marchés, et que ceux de l'Ontario (HOEP) sont souvent les moins élevés.

Le Tableau 6 indique les prix mensuels moyens de chaque marché en 2019, avec l'écart et le ratio entre les prix minimaux et maximaux pour chaque mois.

**Tableau 6. Prix moyens mensuels des trois marchés, 2019**

|                | HOEP        | NYISO       | ISONE       | min         | max         | écart<br>max-min | ratio<br>max/min |
|----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------------|------------------|
| Janvier        | 26.4        | 42.4        | 67.5        | 26.4        | 67.5        | 41.1             | 256%             |
| Février        | 27.3        | 40.1        | 48.8        | 27.3        | 48.8        | 21.5             | 179%             |
| Mars           | 26.5        | 45.4        | 47.2        | 26.5        | 47.2        | 20.7             | 178%             |
| Avril          | 14.3        | 32.5        | 35.5        | 14.3        | 35.5        | 21.2             | 248%             |
| Mai            | 6.6         | 25.8        | 30.2        | 6.6         | 30.2        | 23.6             | 459%             |
| Juin           | 3.8         | 21.7        | 29.4        | 3.8         | 29.4        | 25.5             | 769%             |
| Juillet        | 20.9        | 35.8        | 37.8        | 20.9        | 37.8        | 16.9             | 181%             |
| Août           | 14.6        | 32.3        | 30.6        | 14.6        | 32.3        | 17.7             | 222%             |
| Septembre      | 13.5        | 23.8        | 27.4        | 13.5        | 27.4        | 13.9             | 203%             |
| Octobre        | 6.4         | 25.5        | 26.2        | 6.4         | 26.2        | 19.8             | 408%             |
| Novembre       | 20.0        | 28.5        | 45.5        | 20.0        | 45.5        | 25.5             | 227%             |
| Décembre       | 20.6        | 33.6        | 55.6        | 20.6        | 55.6        | 35.0             | 270%             |
| <b>moyenne</b> | <b>16.7</b> | <b>32.3</b> | <b>40.1</b> | <b>16.7</b> | <b>40.3</b> | <b>23.5</b>      | <b>241%</b>      |

On en apprend que le prix mensuel maximal excède le prix mensuel minimal par un ratio variant entre 178 % et 769 %. En moyenne, il a été presque-plus de deux fois plus élevé.

À la section 4.1, nous avons démontré que l'utilisation des prix les plus hauts (ou les plus bas) des marchés externes comme un proxy pour le prix de marché au Québec n'est pas bien fondée, sur le plan conceptuel. À cette section, nous allons explorer les conséquences de ce choix en termes monétaires, dans le contexte précis de la tarification du service de compensation d'écarts de réception.

### **7.3 Les écarts mensuels (Tranche 1)**

Tel que mentionné ci-dessus, la formule proposée pour la Tranche 1 se base sur les écarts nets sur une base mensuelle. Cela veut dire que, si un client fictif a des écarts positifs de 1 MW pendant la moitié des heures du mois et des écarts négatifs de 1 MW sur l'autre moitié, l'écart net pour le mois sera zéro, et il n'y aura aucun écart à facturer.

Regardons deux cas :

- Cas 1 : le client a des écarts positifs de 1 MW sur 480h du mois et des écarts négatifs de 1 MW sur les 240h restants, pour un écart positif net de 240 MW; et
- Cas 2 : le client a des écarts positifs de 1 MW sur 240h du mois et des écarts négatifs de 1 MW sur les 480h restants, pour un écart négatif net de 240 MW.

Selon la Proposition Conjointe, les écarts positifs nets sont payés au prix décrementiel, défini comme le prix le moins élevé parmi les trois marchés avoisinants. Pour les écarts mensuels de la Tranche 1, il s'agit du moins élevé des **prix mensuels**, soit les moyennes mensuelles des prix du marché temps réel de chacun des trois marchés, tel qu'indiqué au Tableau 6.

Les écarts négatifs, eux, sont facturés au prix incrémentiel, défini comme le prix le plus élevé parmi les trois marchés avoisinants. Pour les écarts mensuels de la Tranche 1, il s'agit du plus élevé des **prix mensuels**, soit les moyennes mensuelles des prix du marché temps réel de chacun des trois marchés, aussi indiqué au Tableau 6.

Selon le Tableau 6, un écart positif de 240 MW en janvier 2019 aurait été compensé à 26,4 \$/MWh (le prix moyen le moins cher pour le mois, soit celui de l'Ontario). Ainsi, le client aurait touché  $240 \text{ MWh} * 26,4 \text{ \$/MWh} = 6\,327 \text{ \$}$ . Si cela se répétait chaque mois, il aurait reçu 52 231 \$ en 2019.

Si par contre, son écart avait été négatif, il aurait dû le payer au prix moyen le plus cher pour le mois, soit celui de ISO-NE de 67,5 \$/MWh. Ainsi, il aurait payé  $240 \text{ MWh} * 67,5 \text{ \$/MWh} = 16\,196 \text{ \$}$ . Si cela se répétait chaque mois, il aurait payé un total de 125 687 \$ — plus que deux fois ce qu'il aurait reçu pour des écarts positifs du même ampleur.

S'il y avait deux clients distincts, un avec un écart positif de 240 MW en chaque mois de 2019 et l'autre avec un écart négatif de la même ampleur, HQP aurait payé 52 231 \$ au premier client et reçu 125 687 \$ du deuxième, pour un profit net de 73 456 \$ pour l'année, malgré le fait que l'écart net qu'il aurait compensé chaque mois était nul. Cet exemple démontre que la formule retenue crée un bénéfice pour HQP (en plus des pénalités prévues, payables à HQT), aux dépens de la clientèle d'HQT du Transporteur.

Imaginons maintenant que notre client fictif se trouve dans le Cas 1 (écart positif de 240 MW) en janvier 2019, dans le Cas 2 (écart négatif de 240 MW) en février, et ainsi de suite pour le restant de l'année. Chaque deux mois, et sur l'année au complet, ces écarts s'annulent et, étant donné le



principe que la Tranche 1 est exempte de pénalités, on aurait pu s'attendre à ce que les paiements pour les écarts positifs et négatifs s'annulent aussi.

Toutefois, ce n'est pas le cas. En janvier 2019, avec son écart positif de 240 MW, le client aurait reçu 6 327 \$; en février, avec un écart négatif de la même ampleur, il aurait payé 16 196 \$. Ainsi, en alternant des mois avec des écarts positifs et négatifs de 240 MW (toujours dans la Tranche 1), il se trouverait à la fin de l'année avec un coût net de  $64\,330\ \$ - 27\,332\ \$ = 36\,998\ \$$ , comme l'indique le Tableau 7.

**Tableau 7. Tarifs mensuels pour un client fictif à la Tranche 1 (2019)**

|              | écart | prix<br>décrémentiel | reçu par le<br>client | prix<br>incrémentiel | payé par<br>le client | coût net        |
|--------------|-------|----------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|-----------------|
|              | MW    | \$/MWh               | \$                    | \$/MWh               | \$                    |                 |
| Janvier      | 240   | 26.4                 | \$6,327               | 67.5                 |                       |                 |
| Février      | -240  | 27.3                 |                       | 48.8                 | \$11,718              |                 |
| Mars         | 240   | 26.5                 | \$6,364               | 47.2                 |                       |                 |
| Avril        | -240  | 14.3                 |                       | 35.5                 | \$8,522               |                 |
| Mai          | 240   | 6.6                  | \$1,578               | 30.2                 |                       |                 |
| Juin         | -240  | 3.8                  |                       | 29.4                 | \$7,048               |                 |
| Juillet      | 240   | 20.9                 | \$5,019               | 37.8                 |                       |                 |
| Août         | -240  | 14.6                 |                       | 32.3                 | \$7,749               |                 |
| Septembre    | 240   | 13.5                 | \$3,242               | 27.4                 |                       |                 |
| Octobre      | -240  | 6.4                  |                       | 26.2                 | \$6,290               |                 |
| Novembre     | 240   | 20.0                 | \$4,802               | 45.5                 |                       |                 |
| Décembre     | -240  | 20.6                 |                       | 55.6                 | \$13,335              |                 |
| moyenne      | -240  | 16.7                 |                       | 40.3                 | \$9,668               |                 |
| <b>TOTAL</b> |       |                      | <b>\$27,332</b>       |                      | <b>\$64,330</b>       | <b>\$36,998</b> |

L'exemple illustre le fait que, avec cette approche, le fournisseur sort toujours gagnant et le client pénalisé, même en Tranche 1, où il n'y a aucune pénalité prévue. Ce résultat découle inévitablement du fait que, selon la définition en vigueur des prix de référence, dans une heure donnée, HQP fournirait un kWh toujours à un prix plus élevé que celui auquel il en recevrait un.

Cette situation va à l'encontre des intentions exprimées par la FERC ainsi que de la pratique dans les réseaux avoisinants, où le LBMP détermine tant le prix incrémentiel que le prix décrémentiel, tel qu'expliqué à la section 4.1 de ce rapport.

## 7.4 Les écarts horaires (Tranches 2 et 3)

Cet effet est encore plus important si les écarts horaires dépassent les 1,5 % des quantités programmées. Dans ce cas, chaque écart horaire est traité individuellement. Ce n'est donc plus les moyens mensuels qui sont pris en compte, mais bien les prix horaires.

### 7.4.1 Écarts positifs seulement

Commençons avec le cas d'un client fictif qui exporte 100 MW à toutes les heures et qui a un écart positif de 1.5 MW pendant la moitié des heures de l'année. Avec un écart de 1,5 % de la transaction programmée, il tombe en Tranche 2, avec un traitement horaire des écarts et une pénalité de 5 %. Ainsi, pour chaque heure de l'écart positif, il sera compensé par le prix horaire le moins élevé des trois marchés, réduit par 5 %.

Pour ses 4380h d'écarts positifs de 1,5 MW chaque, il sera payé par HQP un total de 94 472 \$, dont 6 727 \$ ira à HQT à titre de pénalités. Il recevra donc en moyenne 87 745 \$/6570 MWh, ou 13,4\$/MWh.

Ce prix est très modeste, surtout si on le compare au prix moyen qu'il aurait dû payer si ces écarts avaient plutôt été négatifs. Dans ce cas, il aurait dû payer un total de 325 571 \$ (49,6 \$/MWh), dont 22 725 \$ à HQT à titre de pénalités. HQP aurait donc touché 302 846 \$, soit 46,1 \$/MWh.

Cet exemple illustre un commentaire fait par l'expert William K. Marshall, au rapport qu'il a déposé à la Phase 1 de ce dossier :

69. The Existing Method settlement prices in Bands 1, 2 and 3 could explain why historic deviations have generally been long. The Incremental price (owed for short deviations) is very high and the Decremental price (paid for long deviations) is very low. These are essentially penalties for any schedule deviation. But the penalty is worse for short deviations, so prudent scheduling will tend to be slightly on the long side. It is not the rare arbitrage opportunity (as claimed by HQP) that has created more long imbalances. Rather, it is the differential pricing structure of the imbalance settlement method with high prices for short imbalances that may influence transmission customers to schedule prudently toward an over-schedule<sup>45</sup>. (nos soulignés)

Ainsi, si le transfert réel est inférieur à l'énergie programmée, le client sera obligé de payer l'énergie manquante à un prix très élevé (généralement celui de l'ISO-NE). M. Marshall suggère

---

<sup>45</sup> C-EBM-0001, page 24.

qu'une gestion prudente amènerait le client à vendre un peu d'énergie à bas prix régulièrement, afin d'éviter de devoir en acheter à des prix exorbitants.

## 7.4.2 Écarts positifs et négatifs

Présumons maintenant que, pendant toute l'année, il y a une alternance entre des heures avec un écart positif et celles avec un écart négatif de même ampleur. Ainsi, l'écart créé dans une heure est toujours corrigé dans la prochaine heure; l'écart net est toujours à peu près zéro. Toutefois, étant donné que les écarts sont comptabilisés sur une base horaire, ils ne s'annulent pas sur le plan tarifaire.

Présumons d'abord que l'écart horaire oscille chaque heure entre + 1.5 MW (1,5 % de la charge programmée, le seuil inférieur pour entrer dans passer à la Tranche 2) et - 1.5 MW.

Rappelons que chaque fois qu'il y a un **écart positif**, le client **reçoit un paiement** basé sur le **prix décrémental** (le **moins élevé** entre les prix horaires des trois marchés avoisinants). Ce prix décrémental est multiplié par 95 %, afin de pénaliser le client d'avoir eu un écart de Tranche 2.

Par ailleurs, chaque fois qu'il y a un écart **négatif**, le client paye un montant basé sur le prix **incrémentiel** (le plus élevé entre les prix horaires des trois marchés avoisinants). Ce prix incrémentiel est multiplié par 105 %, afin de pénaliser le client d'avoir eu un écart de Tranche 2.

Il est intéressant de noter que, en 2019, le prix ontarien (HOEP) était zéro pendant 2092 heures (24 % de l'année). Pendant ces heures-là, le prix décrémental est donc également zéro, et les paiements reçus pour un écart positif sont seraient nuls.

À cela s'ajoute la nouvelle pénalité, introduite pour la première fois par la Proposition Conjointe, en vertu de laquelle les pénalités pour les Tranches 2 et 3 montent dès que le volume d'écarts cumulatifs, en valeur absolue, dépasse les 10 GWh. Dans cet exemple, avec un écart horaire de  $\pm 1,5$  MW, ce seuil sera franchi le 5 octobre. Après cette date, les écarts positifs seront rémunérés à seulement 85 % du prix décrémental (plutôt que 95 % avant), et les écarts négatifs seront facturés à 115 % du prix incrémentiel (plutôt que 105 % avant).

Rappelons que les pénalités qui s'appliquent pour les tranches 2 et 3 sont perçues par le Transporteur plutôt que par le fournisseur du service de compensation d'écarts.

Notre modélisation démontre que, dans cet exemple, notre client fictif aurait déboursé 325 571 \$ en paiements pour ces écarts négatifs, et reçu seulement 87 745 \$ pour ses écarts positifs. Ainsi, il aurait eu un coût net de l'année de 237 827 \$, malgré le fait que son écart cumulé variait en tout temps entre 1,5 MW et zéro.

**Tableau 8. Coût net, écarts horaires de ± 1,5 MW (2019)**

|                     | HQP              | HQT             | net              |
|---------------------|------------------|-----------------|------------------|
| <b>Montant payé</b> | \$302,846        | \$22,725        | \$325,571        |
| <b>Montant reçu</b> | -\$94,472        | \$6,727         | -\$87,745        |
| <b>Coût net:</b>    | <b>\$208,374</b> | <b>\$29,452</b> | <b>\$237,827</b> |

Prenons maintenant le même exemple, mais avec des écarts qui oscillent entre + 7.5 MW et - 7.5 MW (le seuil supérieur pour la Tranche 2). Les montants sont plus grands, non seulement parce qu'il y a des écarts plus grands, mais aussi parce que le seuil de 10 GWh, à partir duquel les pénalités augmentent pour le restant de l'année, est franchi plus tôt (le 22 février). Les résultats sont indiqués au **Tableau 9**.

**Tableau 9. Coût net, écarts horaires de ± 7,5 MW (2019)**

|                     | HQP                | HQT              | net                |
|---------------------|--------------------|------------------|--------------------|
| <b>Montant payé</b> | \$1,514,232        | \$195,043        | \$1,709,275        |
| <b>Montant reçu</b> | -\$472,360         | \$60,784         | -\$411,576         |
| <b>Coût net:</b>    | <b>\$1,041,872</b> | <b>\$255,827</b> | <b>\$1,297,699</b> |

Si l'écart horaire monte au-delà de 7.5 MW, c'est la **Tranche 3** qui s'applique, avec des pénalités encore plus élevées. Ainsi, à ± 8 MW, les résultats seraient ceux exposés au **Tableau 10**.

**Tableau 10. Coût net, écarts horaires de ± 8,0 MW (2019)**

|                     | HQP                | HQT              | net                |
|---------------------|--------------------|------------------|--------------------|
| <b>Montant payé</b> | \$1,615,181        | \$209,688        | \$1,824,869        |
| <b>Montant reçu</b> | -\$503,850         | \$141,073        | -\$362,777         |
| <b>Coût net:</b>    | <b>\$1,111,330</b> | <b>\$350,761</b> | <b>\$1,462,092</b> |

Ces exemples démontrent que, dans tous les cas, il y a des coûts nets de plus en plus importants selon l'ampleur de l'écart horaire, pour le client du service de transport, même lorsque les écarts cumulatifs sont nuls.

On constate que les pénalités nettes chargées par HQT augmentent graduellement, de 29 452 \$ pour les écarts horaires de 1,5 MW, à 255 827 \$ pour les écarts horaires de 7,5 MW, et à 350 761 \$ pour les écarts horaires de 8 MW.

En même temps, les frais nets récupérés par HQT augmentent plus drastiquement, de 208 374 \$ pour les écarts horaires de 1,5 MW, à 1 041 872 \$ pour les écarts horaires de 7,5 MW, et à 1 111 330 \$ pour les écarts horaires de 8 MW.

On constate que HQT retirera des revenus très importants de ce service, même dans ce cas où il ne vend ni n'achète de l'énergie, et où l'impact sur ses réservoirs est également négligeable.

## 8 L'utilisation du prix moyen des marchés externes comme prix de référence

À la fin de la section 4.2 de mon rapport antérieur (reproduit ici en Partie I), j'avais avancé comme suggestion préliminaire de **fixer la moyenne des prix des trois marchés comme prix de référence horaire, sans ajustement des frais de transport**. Les frais de transport étant déjà retirés dans la Proposition Conjointe, cette suggestion équivalait à **remplacer l'utilisation du prix le plus (ou le moins) élevé des marchés externes comme prix de référence, avec la simple moyenne de ces trois prix**.

Dans la section 7, nous avons estimé les coûts applicables selon la Proposition Conjointe dans une série de scénarios distincts. Dans cette section, regardons les mêmes exemples sous l'hypothèse où le prix incrémentiel, comme le prix décrémental, est défini comme **la moyenne des prix horaires dans les marchés externes**.

### 8.1 Des écarts mensuels (Tranche 1)

À la section 7.3, nous avons regardé trois exemples de la Tranche 1 :

1. Un client qui a un écart positif de 240 MW en janvier 2019 (écarts de 1 MW sur 240 heures);
2. Un client qui a un écart négatif de 240 MW en janvier 2019 (écarts de 1 MW sur 240 heures);
3. Un client qui alterne entre des mois d'écarts positifs et négatifs (toujours de 240 MW) durant toute l'année.

Pour l'exemple #1, selon la Proposition Conjointe, il aurait reçu 6 327 \$, basé sur le prix moyen le moins élevé pour le mois de janvier 2019 (26,4 \$/MWh), ou 52 231 \$ sur l'année. **Basé sur le prix moyen des trois marchés, il aurait plutôt touché 10 896 \$ (45,4 \$/MWh) pour janvier, ou 92 710 \$ sur l'année.**

Pour l'exemple #2, selon la Proposition Conjointe, il aurait payé 16 196 \$, basé sur le prix moyen le plus élevé pour ce même mois (67,5 \$/MWh), ou 125 687 sur l'année. **Basé sur le prix moyen des trois marchés, il aurait plutôt payé les mêmes 10 896 \$ (45,4 \$/MWh) en janvier, ou 92 710 \$ sur l'année. Ce résultat n'a rien de surprenant, étant donné qu'il n'y a aucune pénalité prévue pour la Tranche 1.**

Pour l'exemple 3, selon la Proposition Conjointe, le client paye (net) 36 998 \$ sur l'année, tel que précisé au Tableau 7. Basé sur le prix moyen des trois marchés, son prix net aurait baissé à seulement 1 340 \$. Il est normal que ce chiffre soit très faible, étant donné que les écarts positifs et négatifs se compensent, et qu'il n'existe aucune pénalité pour les écarts de la Tranche 1. Cette faible différence découle uniquement des variations des prix d'un mois à l'autre, selon les termes de l'exemple.

Ces résultats sont résumés au Tableau 11.

**Tableau 11. Sommaire des résultats, Tranche 1 (2019)**

| Exemple | Écart       | Ampleur | Période      | Proposition Conjointe | \$/MWh | Prix moyen       | \$/MWh |
|---------|-------------|---------|--------------|-----------------------|--------|------------------|--------|
| 1       | positif     | 240 MW  | janvier 2019 | <u>-\$6,327</u>       | 26,4   | <u>-\$10,896</u> | 45,4   |
| 2       | négatif     | 240 MW  | janvier 2019 | \$16,196              | 67,5   | \$10,896         | 45,4   |
| 3       | alternation | 240 MW  | 2019         | \$36,998              | n/a    | \$1,340          | n/a    |

## 8.2 Des écarts horaires (Tranches 2 et 3)

À la section 7.4, nous avons regardé quatre exemples de la Tranche 2, et un de la Tranche 3 :

1. Un client qui a un écart positif de 1,5 MW sur la moitié des heures de l'année (écarts de 1 MW sur 240 heures);
2. Un client qui a un écart négatif de 1,5 MW sur la moitié des heures de l'année (écarts de 1 MW sur 240 heures);
3. Un client qui alterne entre des écarts positifs et négatifs de 1,5 MW, pendant toutes les heures de l'année;
4. Un client qui alterne entre des écarts positifs et négatifs de 7,5 MW, pendant toutes les heures de l'année; et
5. Un client qui alterne entre des écarts positifs et négatifs de 8,0 MW, pendant toutes les heures de l'année (Tranche 3).

Pour l'exemple #4 (écart positif de 1,5 MW sur la moitié de l'année), selon la Proposition Conjointe, il aurait reçu 87 745 \$ (net des pénalités), basé sur le prix le moins élevé pour chaque heure (en moyenne, 13,4 \$/MWh). **Basé sur le prix moyen des trois marchés, il aurait plutôt touché 180 807 \$ (27,5 \$/MWh).**

Pour l'exemple 5 (écart négatif de 1,5 MW sur la moitié de l'année), selon la Proposition Conjointe, il aurait payé 325 571 \$ (après pénalités), basé sur le prix moyen le plus élevé pour chaque heure (49,6 \$/MWh). **Basé sur le prix moyen des trois marchés, il aurait plutôt payé 209 703 \$ (31,9 \$/MWh).**

Pour l'exemple 6 (écarts positifs et négatifs de 1,5 MW, en alternance), selon la Proposition Conjointe, le client devait payer (net) 237 827 \$ sur l'année, tel que précisait le Tableau 8. Basé sur le prix moyen des trois marchés, il aurait plutôt payé seulement 28 896 \$, tel que l'indique le Tableau 12. On y voit que le coût net auprès d'HQP est presque nul, étant donné qu'il n'a presque rien acheté, ni vendu, ni stocké. Les seules charges facturées au client sont donc les pénalités prévues au tarif — un résultat tout à fait conforme tant aux Ordonnances de la FERC qu'à la Décision D-2012-010.

**Tableau 12. Coût net, écarts horaires de ± 1,5 MW, au prix moyen (2019)**

|                     | HQP          | HQT             | net             |
|---------------------|--------------|-----------------|-----------------|
| <b>Montant payé</b> | \$195,315    | \$14,388        | \$209,703       |
| <b>Montant reçu</b> | -\$195,157   | \$14,350        | -\$180,807      |
| <b>Coût net</b>     | <b>\$157</b> | <b>\$28,738</b> | <b>\$28,896</b> |

Pour l'exemple #7 (écarts positifs et négatifs de 7,5 MW, en alternance), selon la Proposition Conjointe, le client devait payer (net) 1 297 669 \$ sur l'année, tel que précisait le ~~Tableau 9~~ Tableau 9. Basé sur le prix moyen des trois marchés, il aurait plutôt payé seulement 252 343 \$, tel que l'indique le Tableau 13. Encore une fois, le coût net auprès d'HQP est presque nul, étant donné qu'il n'y a aucun achat ni vente d'électricité. Encore une fois, les seules charges facturées au client sont donc les pénalités prévues au tarif.

**Tableau 13. Coût net, écarts horaires de ± 7,5 MW, au prix moyen (2019)**

|                     | HQP          | HQT              | net              |
|---------------------|--------------|------------------|------------------|
| <b>Montant payé</b> | \$976,573    | \$125,865        | \$1,102,438      |
| <b>Montant reçu</b> | -\$975,786   | \$125,691        | -\$850,095       |
| <b>Coût net</b>     | <b>\$787</b> | <b>\$251,556</b> | <b>\$252,343</b> |

La situation est tout à fait similaire pour l'exemple #8 (écarts de 8 MW en alternance), sauf que les pénalités sont plus élevées. Ainsi, selon la Proposition Conjointe, le client devait payer (net) 1 462 092 \$ sur l'année, alors que basé sur le prix moyen des trois marchés, il aurait plutôt payé seulement 427 544 \$, en pénalités.

L'ensemble de ces résultats sont résumés au Tableau 14.

**Tableau 14. Sommaire des résultats, Tranches 2 et 3 (2019)**

| Exemple | Écart              | Ampleur  | Période        | Proposition Conjointe | \$/MWh | Prix moyen        | \$/MWh |
|---------|--------------------|----------|----------------|-----------------------|--------|-------------------|--------|
| 4       | <b>positif</b>     | 1.5 MW/h | moitié de 2019 | <b>-\$87,745</b>      | 13,4   | <b>-\$180,807</b> | 27,5   |
| 5       | <b>négatif</b>     | 1.5 MW/h | moitié de 2019 | \$325,571             | 49,6   | \$209,703         | 31,9   |
| 6       | <b>alternation</b> | 1.5 MW/h | 2019           | \$237,827             | n/a    | \$28,896          | n/a    |
| 7       | <b>alternation</b> | 7.5 MW/h | 2019           | \$1,297,699           | n/a    | \$252,343         | n/a    |
| 8       | <b>alternation</b> | 8 MW/h   | 2019           | \$1,462,092           | n/a    | \$427,544         | n/a    |

L'exemple 4 démontre que, pour un client qui fait surtout des écarts positifs, l'approche du Prix moyen prévoit une compensation plus raisonnable — quoique toujours ~~très~~ relativement faible —



pour l'énergie absorbée par le réseau, soit 27,5 \$/MWh, comparé à 13,4 \$/MWh selon la Proposition Conjointe.

L'exemple 5 démontre que, pour un client qui fait surtout des écarts négatifs, l'approche du Prix moyen prévoit une charge plus raisonnable pour l'énergie fournie par le réseau, soit 31,9 \$/MWh, comparé à 49,6 \$/MWh selon la Proposition Conjointe.

Les exemples 6 à 8 démontrent que, pour un client qui a des écarts positifs et négatifs de Tranche 2 ou 3 de la même envergure pendant l'année, faisant en sorte qu'il n'y a aucun transfert net de l'électricité dans un sens ou dans l'autre, les charges facturées au client avec l'approche du Prix moyen seraient sensiblement moindres que selon la Proposition Conjointe. Cela découle du fait que ces charges représentent uniquement des pénalités prévues au tarif, et excluent le profit indu au fournisseur de service implicite à la Proposition Conjointe.

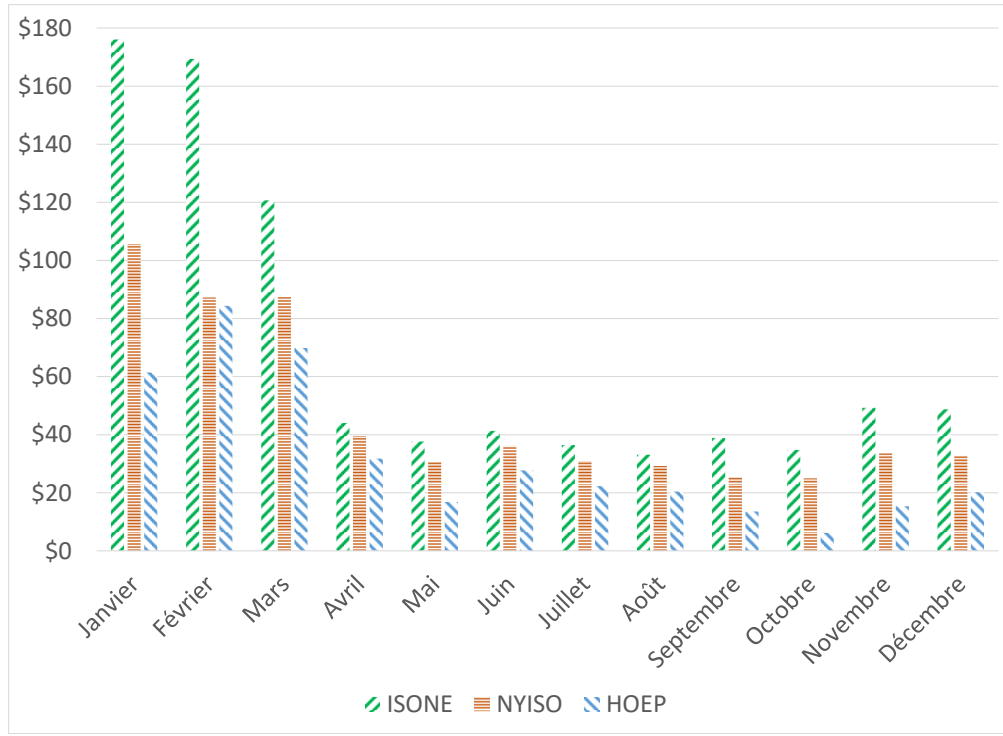
## 9 L'année 2014

Tel que mentionné auparavant, l'année 2019 — dont les données ont servi aux analyses présentées ci-dessus — affichait des prix relativement bas sur les marchés avoisinants. Selon les Suivis annuels de l'Entente globale cadre, le prix moyen de l'indicateur basé sur le marché de New York était de 31,36\$/MWh, et le prix moyen d'achats de court terme était de seulement 10,65\$/MWh.

Afin de cerner l'importance de ce fait pour les questions qui nous préoccupent ici, j'ai répété les mêmes analyses avec les données de 2014, l'année récente qui affiche les prix de marché les plus élevés, [en appliquant le taux de change mensuel publié par la Banque du Canada](#).

Le [Tableau 15-Graphique 4](#) montre la dispersion des prix horaires moyens des trois marchés externes, pour l'année 2014.

**Tableau 15. Prix moyens mensuels des trois marchés (2014)**



**Graphique 4. Prix moyens mensuels des trois marchés (2014)**

On constate, effectivement, que c'était les trois premiers mois de l'année qui étaient réellement atypiques.

Le ~~Tableau 15~~ **Tableau 16** résume pour 2014 les mêmes analyses présentées au Tableau 11 pour 2019. Pour faciliter la lecture, le Tableau 11 est reproduit ici.

**Tableau 1516. Sommaire des résultats, Tranche 1 (2014)**

| Exemple | Écart       | Ampleur | Période      | Proposition Conjointe | \$/MWh  | Prix moyen | \$/MWh  |
|---------|-------------|---------|--------------|-----------------------|---------|------------|---------|
| 1       | positif     | 240 MW  | janvier 2014 | -\$14,746             | \$61.4  | -\$27,478  | \$114.5 |
| 2       | négatif     | 240 MW  | janvier 2014 | \$42,253              | \$176.1 | \$27,478   | \$114.5 |
| 3       | alternation | 240 MW  | 2014         | \$57,896              | n/a     | -\$923     | n/a     |

**Tableau 11. Sommaire des résultats, Tranche 1 (2019)**

| Exemple | Écart       | Ampleur | Période      | Proposition<br>Conjointe | \$/MWh | Prix moyen | \$/MWh |
|---------|-------------|---------|--------------|--------------------------|--------|------------|--------|
| 1       | positif     | 240 MW  | janvier 2019 | -\$6,327                 | 26,4   | -\$10,896  | 45,4   |
| 2       | néгатif     | 240 MW  | janvier 2019 | \$16,196                 | 67,5   | \$10,896   | 45,4   |
| 3       | alternation | 240 MW  | 2019         | \$36,998                 | n/a    | \$1,340    | n/a    |

Quoique les chiffres absolus sont beaucoup plus élevés, les mêmes relations se présentent :

- Pour les écarts mensuels positifs en janvier, les remboursements seraient beaucoup plus élevés, étant donné la flambée des prix de marché en janvier. Tout comme en 2019, le paiement au client serait plus élevé avec l'approche du Prix moyen;
- Similairement, pour les écarts mensuels négatifs en janvier, les charges au client seraient beaucoup plus élevées, pour la même raison. Toutefois, comme en 2019, cette charge serait sensiblement moins élevée avec l'approche du Prix moyen;
- Tout comme en 2019, dans un scénario où les écarts positifs d'un mois sont contrebalancés par des écarts négatifs dans un autre mois, la charge nette serait presque nulle avec l'approche du Prix moyen, contrairement à la l'approche de la Proposition Conjointe, selon laquelle la charge nette serait deux fois plus élevée qu'en 2019.

Pour les cas de Tranche 2 et 3, le [Tableau 16](#)~~Tableau 17~~ résume pour 2014 les mêmes analyses présentées au Tableau 14 pour 2019. Pour faciliter la lecture, le Tableau 14 est reproduit ici.

**Tableau 1617. Sommaire des résultats, Tranches 2 et 3 (2014)**

| Exemple | Écart       | Ampleur  | Période        | Proposition<br>Conjointe | \$/MWh | Prix moyen | \$/MWh |
|---------|-------------|----------|----------------|--------------------------|--------|------------|--------|
| 4       | positif     | 1.5 MW/h | moitié de 2014 | -\$163,313               | 24.9   | -\$305,894 | 46.6   |
| 5       | néгатif     | 1.5 MW/h | moitié de 2014 | \$524,993                | 79.9   | \$343,557  | 52.3   |
| 6       | alternation | 1.5 MW/h | 2014           | \$361,680                | n/a    | \$37,663   | n/a    |
| 7       | alternation | 7.5 MW/h | 2014           | \$1,978,688              | n/a    | \$357,000  | n/a    |
| 8       | alternation | 8 MW/h   | 2014           | \$2,254,597              | n/a    | \$646,816  | n/a    |

**Tableau 14. Sommaire des résultats, Tranches 2 et 3 (2019)**

| Exemple | Écart              | Ampleur  | Période        | Proposition<br>Conjointe | \$/MWh | Prix moyen        | \$/MWh |
|---------|--------------------|----------|----------------|--------------------------|--------|-------------------|--------|
| 4       | <b>positif</b>     | 1.5 MW/h | moitié de 2019 | <b>-\$87,745</b>         | 13,4   | <b>-\$180,807</b> | 27,5   |
| 5       | <b>négatif</b>     | 1.5 MW/h | moitié de 2019 | \$325,571                | 49,6   | \$209,703         | 31,9   |
| 6       | <b>alternation</b> | 1.5 MW/h | 2019           | \$237,827                | n/a    | \$28,896          | n/a    |
| 7       | <b>alternation</b> | 7.5 MW/h | 2019           | \$1,297,699              | n/a    | \$252,343         | n/a    |
| 8       | <b>alternation</b> | 8 MW/h   | 2019           | \$1,462,092              | n/a    | \$427,544         | n/a    |

Comme pour la Tranche 1, les résultats de l'année 2014 suivent ceux de 2019, mais avec des valeurs beaucoup plus élevées — environ deux fois plus élevé, dans la plupart des cas. Il est intéressant de noter que, dans les cas d'alternation (exemples 6 à 8), où le transfert net de l'électricité est nul et les charges représentent uniquement les pénalités prévues au tarif, les charges sont également plus élevées en 2014 qu'en 2019. Ce résultat découle du fait que les pénalités au tarif sont fixées comme un pourcentage (de 5 % à 30 %, selon le cas) du prix incrémentiel ou décrémental. Ainsi, lorsque les prix de marché sont plus élevés, les pénalités le sont aussi.

Pris dans son ensemble, les résultats de 2014 confirment l'ensemble de constats tirés des résultats de 2019.

## 10 Discussion

L'analyse présentée ici démontre clairement que les définitions en vigueur des prix horaires incrémentiel et décrémental — ainsi que les définitions nouvellement proposées pour les prix mensuels incrémentiel et décrémental — crée des bénéfices importants pour le fournisseur du service (HQP), aux dépens des clients du Transporteur.

Les analyses présentées à la section 7 de ce rapport — résumées aux Tableaux 7, 8, 9 et 10 — démontrent que les pénalités implicites dans la définition des prix de références sont sensiblement plus importantes que les pénalités explicites annoncées dans le tarif. Cette iniquité découle du fait que le fournisseur de service vend toujours un kWh environ deux fois plus cher qu'il ne l'achète (Tableau 6). Ces définitions créent une situation comme un casino, où « The house always wins », qui est incompatible avec la notion d'un tarif juste et raisonnable.

Tel qu'expliqué à la section 4.1 de ce rapport, l'idée que le prix de référence doit être différent, selon qu'il s'agit d'un écart positif ou négatif, repose sur la prémisse — maintenant explicitement

réfutée par HQP — qu'un écart de réception implique inévitablement une transaction avec les marchés externes.

Il a été démontré, dans la Partie I de ce rapport et dans le rapport de William K. Marshall déposé par BRTM (EBM) dans la première phase de ce dossier, que, tant pour la FERC que dans la pratique des réseaux avoisinants, les prix incrémentiel et décrémental sont à toutes fins pratiques identiques.

Tel que mentionné ci-dessus, la conséquence réelle pour HQP lorsqu'il fournit un service de compensation d'écart de réception consiste en une variation de la quantité d'eau emmagasinée dans ses réservoirs. Il s'agit d'un effet important, qui devrait évidemment être compensé à sa juste valeur. En l'absence d'informations concrètes sur la valeur marginale de l'énergie pour HQP, et tenant compte des instructions de la Régie en D-2020-139, le meilleur choix serait d'utiliser la moyenne des prix horaires sur les marchés avoisinants comme un proxy pour cette valeur marginale.

Les analyses présentées à la section 8 de ce rapport — résumées aux Tableaux 11 à 14 — démontrent que, pour les mêmes exemples que ceux analysés à la section 7, l'utilisation du **moyen des prix des marchés externes**, tant pour le prix incrémentiel que pour le prix décrémental, a l'effet d'éliminer les charges indues aux clients de transport, et de créer une situation où les pénalités réellement appliquées sont celles qui sont précisées dans le tarif.

Finalement, les mêmes analyses répétées pour l'année 2014 (résumées aux Tableaux [15 et 16-et 17](#)) démontrent que ces conclusions sont valides également dans une année de hauts prix.

## 11 Recommandations

Je recommande d'accepter l'ensemble de modifications aux Annexes 4 et 5 contenues dans la Proposition Conjointe (sous réserve de la modification aux prix mensuels présentée au prochain paragraphe).

Je recommande également de modifier les définitions du Prix incrémentiel et décrémental horaire et mensuel, comme suit :

Pour les fins de la présente annexe, le prix incrémentiel horaire et le prix décrémental horaire sont établis comme suit, le tout converti en dollars canadiens au taux de change quotidien tel qu'établi par la Banque du Canada :

~~(1) Prix incrémentiel et prix décrementiel horaire : ce prix est égal à la moyenne des au prix horaires le plus élevé à chaque heure entre les des trois (3) marchés suivants : (1) New York : prix du marché temps réel du NYISO (Zone M) (« Prix incrémentiel horaire NY ») ; (2) Nouvelle-Angleterre : prix du marché temps réel de la Phase II de l'ISO-NE (Sandy Pond) (« Prix incrémentiel horaire NA ») ; et (3) Ontario : prix du marché horaire de l'IESO (Outaouais) (« Prix incrémentiel horaire ONT »).~~

~~(2) Prix décrementiel horaire : ce prix est égal au prix horaire le plus bas à chaque heure entre les trois (3) marchés suivants : (1) New York : prix du marché temps réel du NYISO (Zone M) (« Prix décrementiel horaire NY ») ; (2) Nouvelle-Angleterre : prix du marché temps réel de l'ISO-NE (Sandy Pond) (« Prix décrementiel horaire NA ») ; et (3) Ontario : prix du marché horaire de l'IESO (Outaouais) (« Prix décrementiel horaire ONT »).~~

Également pour les fins de la présente annexe, le prix incrémentiel mensuel et le prix décrementiel mensuel pour les compensations de la tranche 1 sont établis comme suit, le tout converti en dollars canadiens au taux de change quotidien tel qu'établi par la Banque du Canada :

(1) Prix incrémentiel et prix décrementiel mensuel : ce prix est égal au à la moyenne des prix mensuels le plus élevé entre les trois (3) marchés suivants : (1) New York : moyenne mensuelle des prix du marché temps réel du NYISO (Zone M) (« Prix incrémentiel mensuel NY ») ; (2) Nouvelle-Angleterre : moyenne mensuelle des prix du marché temps réel de la Phase II de l'ISO-NE (Sandy Pond) (« Prix incrémentiel mensuel NA ») ; et (3) Ontario : moyenne mensuelle des prix du marché horaire de l'IESO (Outaouais) (« Prix incrémentiel mensuel ONT »).

~~(2) Prix décrementiel mensuel : ce prix est égal au prix mensuel le plus bas entre les trois (3) marchés suivants : (1) New York : moyenne mensuelle des prix du marché temps réel du NYISO (Zone M) (« Prix décrementiel mensuel NY ») ; (2) Nouvelle-Angleterre : moyenne mensuelle des prix du marché temps réel de la Phase II de l'ISO-NE (Sandy Pond) (« Prix décrementiel mensuel NA ») ; et (3) Ontario : moyenne mensuelle des prix du marché horaire de l'IESO (Outaouais) (« Prix décrementiel mensuel ONT »).~~

Dans tous les cas, le prix incrémentiel s'applique au montant payé par le client lorsque les quantités d'électricité reçues par le Transporteur sont inférieures aux quantités livrées par celui-ci, majorées des

perdes de transport au taux prévu à l'article 15.7 et le prix décrémental s'applique au montant payé par le Transporteur lorsque les quantités d'électricité reçues du client sont supérieures aux quantités livrées par le Transporteur, majorées des pertes de transport au taux prévu à l'article 15.7. Aux fins de la présente annexe 5, tout prix de marché négatif est présumé égal à 0,00 \$/MWh.

Finalement, selon l'analyse présentée à la section 4.3 de ce rapport et étant donné l'importance de la production hydraulique au Québec, je recommande que la Régie demande au Transporteur de proposer des critères explicites à appliquer à l'égard de l'application de l'exemption aux ressources intermittentes à des centrales hydroélectriques avec peu ou pas de stockage d'eau.