

**RÉPONSE DU RNCREQ À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)**

1. **Référence :** Pièce [C-RNCREQ-0014](#), p. 24.

Préambule :

« Afin de savoir à quel point il s'agit d'un résultat d'exception, j'ai répété cette même analyse pour l'ensemble des heures du mois de mai 2016. Cette relation inverse, où la compensation pour les écarts positifs (en Tranche 3) est plus élevée que le prix à payer pour les écarts négatifs, s'observe durant 99 heures, soit environ une heure sur sept.

Cette analyse sur l'ensemble des heures de mai 2016 permet aussi une vision plus globale sur le comportement des prix incrémentiel et décrémental, selon la définition en vigueur. Il aurait été souhaitable de la reproduire sur les autres mois dont les données ont été présentées (mai et octobre 2017) ainsi que sur des mois d'hiver où les prix sont généralement plus élevés, mais ce n'était pas possible à l'intérieur des délais impartis. »

Demande :

1.1 Veuillez fournir, pour les mois de mai et octobre 2017, l'équivalent de l'analyse qui a été faite pour le mois de mai 2016.

RÉPONSE :

Réponse de l'expert du RNCREQ :

Mon rapport a présenté plusieurs analyses en utilisant les données de mai 2016. Comme demandé, j'ai fait une analyse équivalente pour les mois de mai et d'octobre 2017. Ce faisant, j'ai constaté quelques erreurs mineures dans les résultats présentés, qui sont corrigées ici. Un Errata sera déposé sous peu.

R1.1a) À la page 24 de mon rapport, j'ai présenté le pourcentage des heures où la compensation pour les écarts positifs (3^e tranche) aurait été plus élevée que le prix à payer pour les écart négatifs (3^e tranche), pour la même heure. L'étude sur trois mois démontre les résultats suivants :

Tableau 1.

	mai 2016	mai 2017	octobre 2017
% d'heures où prix écart positif > prix écart négatif (3e tranche)	17.6%	5.2%	4.3%

Ces résultats suggèrent que le phénomène observé pour l'heure étudiée aux pages 21 à 23 du rapport, où le prix payé par HQP pour un écart positif aurait été plus élevé que le paiement qu'il aurait reçu pour un écart négatif, était plutôt exceptionnel. Cette relation inverse se trouve durant 17,6% des heures en mai 2016, mais beaucoup moins souvent dans les autres mois regardés. Il s'agit donc probablement d'un phénomène qui ne se présente que rarement et qui n'aura que peu d'importance.

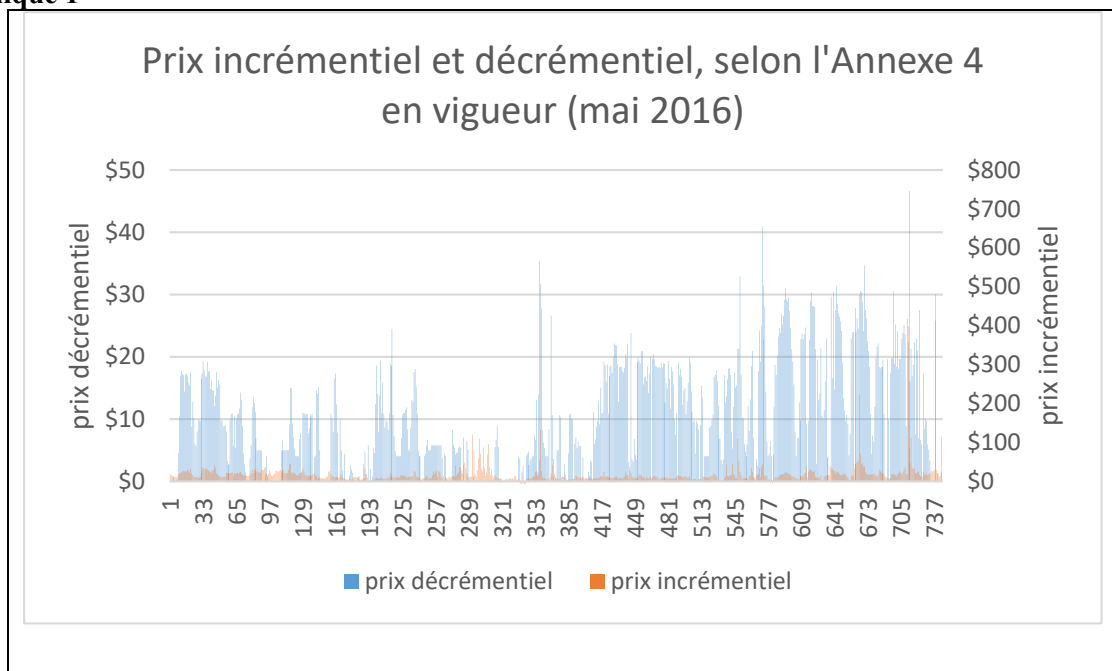
R1.1b) À la même page 24, j’ai remarqué que pendant mai 2016, le prix moyen payé pour l’énergie reçue (écart positif) était beaucoup moindre que le prix moyen chargé pour l’énergie fournie (écart négatif), selon le tarif en vigueur, et que les prix démontraient une grande volatilité, tant pour les écarts positifs que négatifs. Ces observations se confirment à la lumière de l’analyse sur les trois mois mentionnés ci-dessus. Les valeurs moyennes et maximales pour chacun de ces trois mois sont indiquées au Tableau 2, ainsi qu’au Graphique 1, ci-dessus.

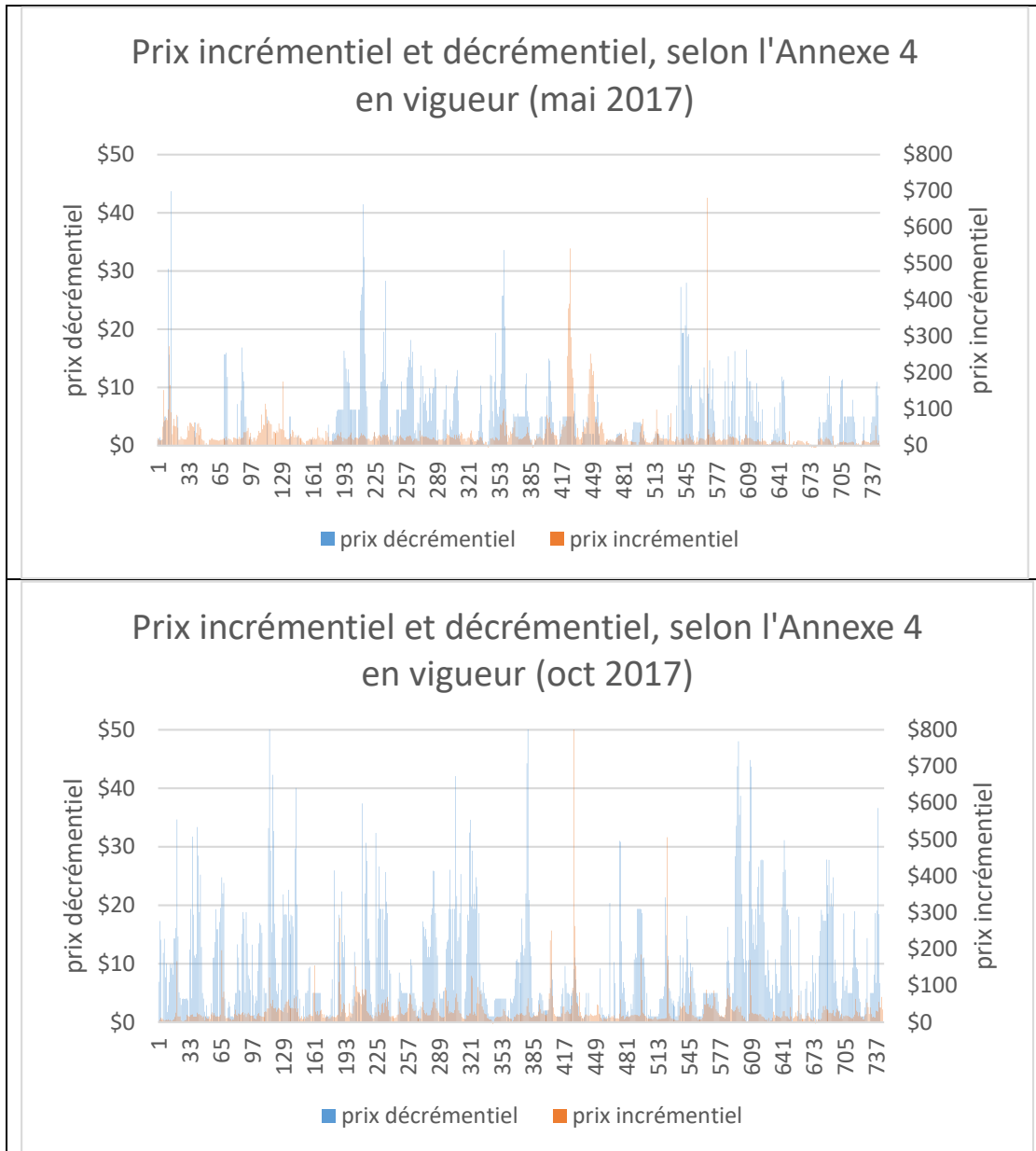
Tableau 2

Tarif Tranche 3, selon tarif en vigueur			
Écart positif (compensation)			
	mai 2016	mai 2017	octobre 2017
moyen	\$9.71	\$5.05	\$8.08
maximum	\$45.38	\$33.51	\$39.90
Écart négatif (paiement)			
	mai 2016	mai 2017	octobre 2017
moyen	\$22.80	\$36.61	\$37.14
maximum	\$516.45	\$852.15	\$1,073.46

Le Tableau 2 indique que, selon le tarif en vigueur, le prix pour les écarts négatifs aurait été beaucoup plus élevé que celui pour les écarts positifs, et ce, par un facteur de plus que 2 en mai 2016 et par un facteur de 5 à 8 pour les deux autres mois à l’examen. Le Tableau témoigne également de la très grande variabilité des prix des écarts tant positif que négatif selon le tarif en vigueur. Le Graphique 1 présente cette même variabilité, sous forme de graphique, pour chacun des trois mois.

Graphique 1





On peut en conclure que le signal de prix envoyé par le tarif en vigueur est très variable, ou même aléatoire, quoique presque toujours beaucoup plus élevé pour les écarts négatifs que positifs.

R1.1c) Le Tableau 14 à la page 27 de mon rapport montrait les grands écarts entre les prix moyens pour les écarts positifs entre le tarif en vigueur et la proposition d’HQP, pour les trois tranches, pendant le mois de mai 2016. Le Tableau 3, ci-dessus, présente les chiffres corrigés pour mai 2016 et répète la même analyse pour mai et octobre 2017.

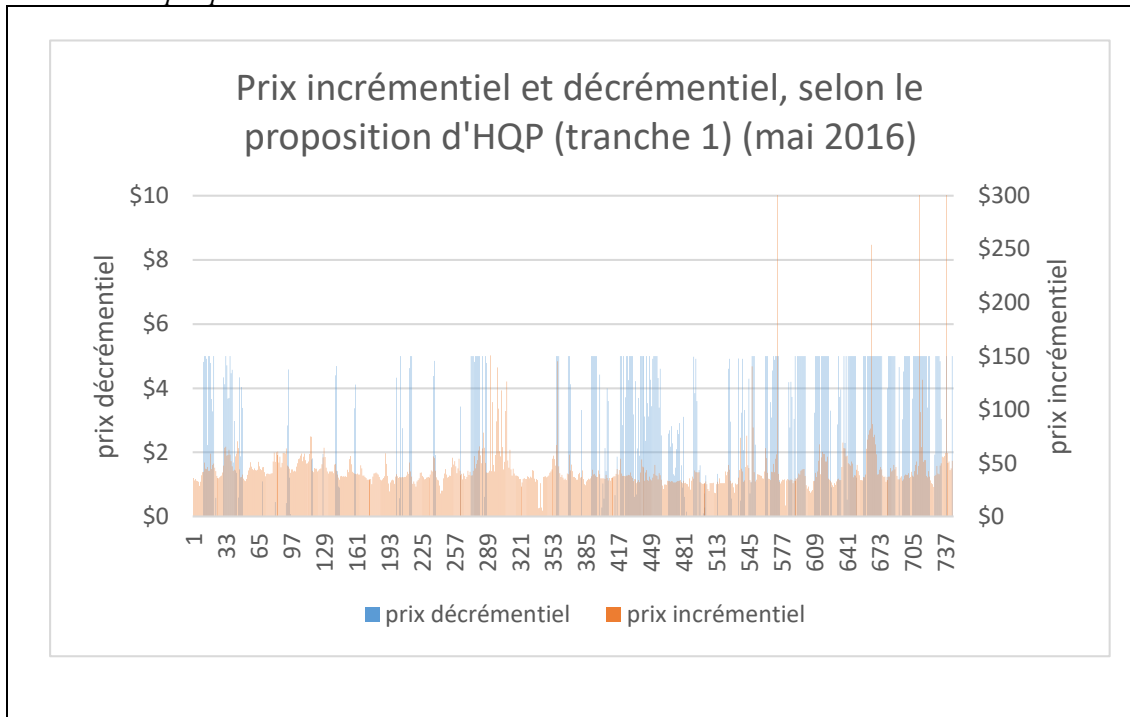
Tableau 3

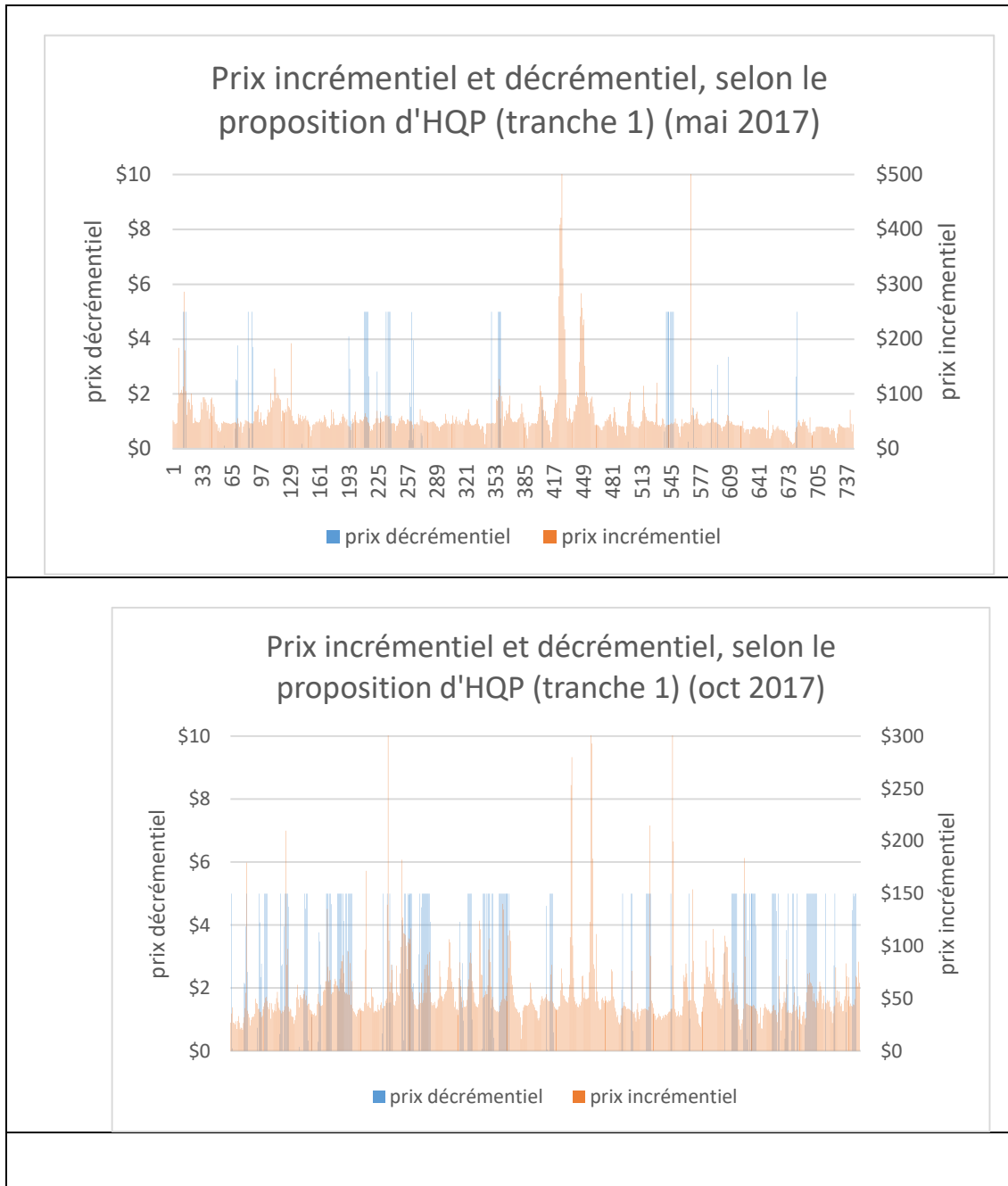
Compensation unitaire moyenne (écarts positifs) selon :	mai 2016			mai 2017			oct 2017		
	Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3	Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3	Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3
tarif en vigueur	\$12.95	\$11.66	\$9.71	\$6.73	\$6.06	\$5.05	\$10.77	\$9.69	\$8.08
proposition d'HQP	\$1.57	\$0.62	\$0.00	\$0.27	\$0.11	\$0.00	\$1.19	\$0.46	\$0.00

Pour chacun des trois mois, on constate que la proposition d'HQP aurait eu l'effet de réduire à rien, ou presque, la compensation pour l'énergie reçue lors d'écarts positifs.

R1.1d) Le Graphique 2 à la page 28 de mon rapport montrait la variabilité des prix incrémentiel et décrémental pour mai 2016 selon la proposition d'HQP. Les Graphiques 2, ci-dessus, qui présente de la même façon les données de mai et d'octobre 2017, ont une allure similaire. Dans les trois cas, on observe des prix décrémentiels qui varient entre 0 et 5\$/MWh et des prix incrémentiels qui varient généralement entre 30\$ et 60\$/MWh.

Graphiques 2





R1.1e) À la page 30 de mon rapport, j’ai constaté que, sur les 565 heures au mois de mai 2016 où BRTM affichait des écarts positifs, la compensation fournie selon le tarif en vigueur n’était supérieure aux prix disponibles au marché de New-England (sans ajustement pour les coûts de transport) que pendant 20 heures. Le Graphique 3 de mon rapport démontrait que, en général, les prix de New-England dépassaient substantiellement la compensation selon le tarif en vigueur.

En faisant la même analyse pour les mois de mai et d’octobre 2017, je n’ai constaté aucune heure où la compensation selon le tarif en vigueur dépassait le prix de New-England.

Pris ensemble, ces résultats de l'analyse des trois mois confirment mes constats à l'effet que, selon le tarif en vigueur :

- le prix payé pour les écarts positifs est généralement beaucoup moins élevé que le prix chargé pour les écarts négatifs, quoiqu'il existe des heures d'exception; et
- les prix incrémentiel/décrémentiel, et les tarifs qui en découlent, varient grandement d'une heure à l'autre, et de manière imprévisible.

Ils confirment également que, selon la proposition d'HQP, la compensation offerte pour les écarts positifs serait négligeable, soit moins de 0,2 cents/kWh en moyenne, en 1^{ère} tranche.

2. Référence : Pièce [C-RNCREQ-0014](#), p. 33.

Préambule :

« 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, 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. » [nous soulignons]

Demandes :

- 2.1 Veuillez préciser si l'affirmation soulignée à la référence s'applique au Québec, que ce soit de la part du fournisseur de service ou de BRTM.
- 2.2 Dans le cas où cette affirmation serait applicable au Québec, veuillez démontrer que le prix sera sensiblement le même, en vente ou en achat.

RÉPONSE :

Réponse de l'expert du RNCREQ :

Réponse 2.1 Dans un premier temps, je dois clarifier que la phrase soulignée faisait référence à perspective de la FERC. Elle aurait donc pu se lire comme suit :

Par ailleurs, tout laisse croire que, dans la plupart des juridictions sous la compétence de la FERC, pour une heure et un endroit donné, le prix sera sensiblement le même, en vente ou en achat.

Cela dit, il convient de regarder de plus près les énoncés de la FERC à ce sujet afin de mieux comprendre

comment sa pensée peut s'appliquer au contexte québécois.

Dans l'Ord. 890¹, la FERC consacre une section aux services de compensation des écarts (à partir du para. 627). Elle explique que, dans l'Ord. 888, elle avait établi une bande de $\pm 1,5\%$ à l'intérieur de laquelle un transporteur pourrait soit permettre une compensation « in kind », soit une compensation selon le coût réel encouru. À l'extérieur de cette bande, il pouvait charger (ou payer) 90 % / 110 % de son coût incrémentiel, ou le plus grand entre les coûts réels et un coût fixe, par ex. 100\$/MWh (para. 630). Elle établissait un régime similaire pour les producteurs (couverts par une entente distincte), mais elle est venue à la conclusion que cette approche ne créait pas un incitatif adéquat pour les producteurs à l'égard de leurs programmes (para. 631).

Dans son NOPR menant à l'Ord. 890, la FERC avait proposé de rajouter les dispositions concernant les producteurs à l'OATT, et d'établir les trois principes mentionnés dans mon rapport. Plusieurs participants ont commenté cette proposition, et leurs commentaires donnent une certaine lumière sur la question qui nous préoccupe. Par exemple, Duke Energy a proposé que :

System Incremental Cost (SIC) be used to price both over-deliveries and under-deliveries. Duke defines SIC to mean the incremental expense, measured in dollars per megawatt hour, incurred by the utility to produce or procure the next megawatt hour (MWh) of energy, after serving all of the utility's electric energy and/or capacity sales.

Dans son Ord. 890, la FERC a adopté l'approche à trois paliers qui se trouve dans les Tarifs et conditions en vigueur, en basant les coûts incrémentiel et décrémental sur le coût horaire moyen des derniers 10 MW produits pour desservir la charge locale.

Par ailleurs, dans l'Ord. 890-A² (sur reconsidération de certains éléments de l'Ord. 890), la FERC répond à un argument voulant établir des définitions distinctes pour les coûts incrémentiels et décrémentiels :

304. ... Southern contends that incremental cost should be defined based on the next (not the last) 10 MW dispatched. Southern asserts that this distinction is especially important in those instances where the cost of the next 10 MW will be significantly different than the last 10 MW, such as at the break point requiring deployment of a combustion turbine generator. Southern therefore asks that the Commission grant rehearing to establish separate definitions for incremental and decremental cost and revise the definition of incremental cost so that it is based on the next 10 MW dispatched.

Ainsi, Southern soulève le fait qu'à certains moments où une nouvelle ressource thermique sera requise pour desservir les prochains 10 MW, il peut y avoir un écart entre le coût de desservir les *prochains* 10 MW, par rapport aux *derniers* 10 MW. Il n'y a cependant aucune raison de croire que de telles situations se présentent chez HQP, où les différentes ressources de production n'ont apparemment pas de différences importantes en termes de coûts d'opération.

La FERC a acquiescé à cette demande, comme suit :

309. The Commission grants rehearing of the decision to calculate incremental costs for purposes of assessing imbalance charges based on the last 10 MW dispatched to supply the transmission provider's native load. Upon consideration of petitioners' arguments, we

¹ *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service*, Order No. 890, 72 FR 12,266 (March 15, 2007).

² *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service*, Order No. 890-A, 121 FERC 61,297 (December 28, 2007).

agree that it is more reasonable to base imbalance charges on the actual cost to correct the imbalance, which may be different than the cost of serving native load. As such, we will modify the definition to require transmission providers to use the cost of the last 10 MWs dispatched for any purpose, e.g.³, to serve native load, correct imbalances, or to make off-system sales. We believe this satisfies Southern’s concerns and therefore decline to adopt its suggestion to separately define incremental and decremental cost for purposes of calculating imbalance charges by using the “next 10 MW of generation dispatched” in the incremental cost definition. (soulignés ajoutés)

Ces extraits mènent à la conclusion que, pour la FERC, il ne devrait pas y avoir de différence importante entre le coût incrémentiel et le coût décrémental, sauf lorsque les coûts réels encourus par l’entité qui fournit le service ne seraient pas égaux.

Réponse 2.2 : Afin de voir comment transposer ce raisonnement au contexte québécois, il est important de voir clairement la séquence des événements déclenchés par un écart positif ou par un écart négatif.

Il est utile à cet égard de regarder la structure des Suivis de l’Entente globale cadre, déposé annuellement par HQD. À l’onglet « EC horaire », on constate que, pour chaque heure, le calcul commence avec la production totale aux centrales d’HQP. On y rajoute d’autres quantités d’électricité reçues par HQP (colonnes 2, 3 et 4), et on soustrait des engagements à des tiers (col. 5) et l’énergie post patrimoniale provenant d’HQP (col. 8) pour déterminer le « Volume d’électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l’électricité patrimoniale » (col. 9), auquel est affecté éventuellement un « bâtonnet ».

À titre indicatif, le Tableau 4, tiré du Suivi de l’Entente globale cadre 2017, présente les premières heures de l’année 2017.

Tableau 4

Heure	= Production brute des centrales d’HQP (MWh)	- Consommation des centrales d’HQP (MWh)	+ Électricité reçue par HQP aux points de raccordement des centrales et des interconnexions (MWh)	+ Consommation attribuable à la puissance interruptible mise à la disposition d’HQP majorée des pertes de transport (MWh)	= Volume d’électricité fournie par les ressources du Producteur (MWh)	- Volume des engagements du Producteur envers des tiers (MWh)	= Volume d’électricité fournie par le Producteur au Distributeur (MWh)	- Volume des approvisionnements hors patrimoniaux provenant d’HQP (MWh)	= Volume d’électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l’électricité patrimoniale (MWh)	Volume d’électricité patrimoniale (bâtonnets affectés) (MWh)	Volume d’électricité mobilisée par le Distributeur en dépassement de l’électricité patrimoniale (MWh)
	1	2	3	4	5=1-2+3+4	6	7=5-6	8	9=7-8	10	11
1	23,002	61	7,551	0	30,492	4,231	26,260	1669	24,592	25043	0
2	22,567	60	6,851	0	29,358	4,400	24,958	1669	23,290	23934	0
3	22,081	59	7,006	0	29,028	4,288	24,741	1669	23,072	23786	0

Or, lorsque HQP est appelé à fournir un MWh au Transporteur (pour répondre à un écart négatif), ou à en recevoir un (pour répondre à un écart positif), il semble que ces volumes sont éventuellement rapportés dans la colonne 6. Toutefois, ces ajustements se font uniquement longtemps après l’heure d’occurrence de l’écart en question. Au moment de l’écart, il faut présumer — faute de preuve du contraire — qu’HQP perçoit l’écart de la même façon qu’il perçoit une variation dans la charge des consommateurs québécois et y répond de la même façon — en variant la production de ses propres

³ Le « e.g. » a été rajouté en Ord. 890-B.

ressources.

De toute évidence, HQP ne suit pas les variations continues de la charge au Québec en variant, MW par MW, les niveaux de ses échanges avec les réseaux voisins. Ce sont donc les installations d'HQP qui sont appelées à absorber ces variations, à la hausse comme à la baisse.

HQP ne divulgue pas, à ma connaissance, quelles installations précises sont utilisées pour suivre la charge à différents moments, ni ses coûts d'opérations des différentes centrales. Il faut présumer qu'il fait ses choix pour optimiser l'exploitation globale de son parc d'équipement. Il n'y a donc aucune raison de penser que le coût marginal d'augmenter la production par 10 MW diffère de façon substantielle du coût marginal pour la diminuer.

Dans un tel contexte, et suivant la logique exposée dans la réponse précédente, il semble clair que les différentes raisons mentionnées par la FERC qui pourraient, dans certaines circonstances, justifier un écart entre le coût incrémentiel et le coût décrémental n'existent pas au Québec.

Ce raisonnement est tout à fait compatible avec le constat de la Régie en D-2012-010 que « ces majorations [de 10% et de 25% applicables pour les écarts de 2^e et 3^e palier] fournissent aux clients un incitatif adéquat pour respecter leurs programmes »⁴. Il vient à l'appui de ma recommandation de reformuler les définitions des prix incrémentiel et décrémental afin qu'ils soient toujours égaux l'un à l'autre.

Les commentaires d'HQP sur le niveau approprié d'un tel prix (fixe ou variable) seront évidemment un intrant important à sa détermination finale.

⁴ R-3669-2008, Phase 2, [D-2012-010](#), par 398.