

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER : R-3644-2007

---

**RÉPONSES D'ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING INC.  
(« EBMI ») À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1  
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

---

## **Question 1**

1. **Référence** : Pièce C-5-4- EBMI - Mémoire, pages 9.

### **Préambule :**

À la référence (i), EBMI mentionne :

*« Aussi, il est à noter qu'HQD n'a pas, à notre connaissance, tiré profit de la vente de capacité d'énergie associée à ces contrats ».*

### **Demandes :**

1.1 Veuillez expliquer les modalités du processus de vente de capacité en provenance du Québec sur les réseaux voisins.

**R1.1 :** Pour le marché de NY, tous les détails concernant le processus de vente de capacité sont contenus dans le « ICAP Manual ». En particulier, pour les ressources externes, nous vous référons à la Section 4.9 de ce manuel.

<http://www.nyiso.com/public/products/icap/manuals.jsp>

Pour ce qui est du marché de NE, tous les détails concernant le processus de vente de capacité sont contenus dans le « M-20 Installed Capacity (revision 20) Manual ». En particulier, pour les ressources externes, nous vous référons aux Sections 3.8.7 et 3.10

[http://www.iso-ne.com/rules\\_proceds/isonel\\_mnls/m\\_20\\_installed\\_capacity\\_revision\\_20\\_10\\_01\\_07.doc](http://www.iso-ne.com/rules_proceds/isonel_mnls/m_20_installed_capacity_revision_20_10_01_07.doc)

Afin de maximiser la valeur de ses ventes, HQD devrait enligner ses ventes de capacité (et d'énergie) avec les calendriers de capacité et de TCC/FTR (voir notre réponse à la question 2.1 qui suit). Cela permettrait à plus de joueurs d'offrir une meilleure valeur à HQD car ils auraient de meilleures chances d'obtenir la pleine valeur sur les marchés avoisinants pour le produit acheté auprès d'HQD.

1.2 Veuillez indiquer quelles sont les limites de vente de capacité aux interconnexions avec les réseaux voisins ayant un marché de la capacité.

**R1.2 :** Pour le marché de NY, la limite est actuellement de 1605 MW au total. 1200 MW à partir de l'interconnexion de Châteauguay (Zone M) et 405 MW au travers de l'Ontario.

Pour le marché de NE, la limite est actuellement 600 MW de décembre à février et de 1200 MW le reste des mois.

1.3 Veuillez indiquer la valeur historique mensuelle de la capacité sur les réseaux voisins.

**R1.3 :** Pour le marché de NY, les résultats des différents encans sont disponibles au lien suivant : <http://www.nyiso.com/public/products/icap/auctions.jsp>. Il y a 3 types d'encans, soit pour des périodes de 6 mois, mensuels ou « spot », juste avant le début du mois. Les prix « Rest-of-State » (ROS) sont ceux applicables aux interconnexions avec le Québec et l'Ontario. Nous n'avons malheureusement pas compilé les différents résultats d'encans en un seul fichier.

Pour le marché de NE, selon une ordonnance du FERC (voir extrait .pdf ci-joint, Docket # : ER06-1465-000), les prix de capacité sont fixés jusqu'en 2010. Les prix varient de 3.05 \$/kW-mois à 4.10 \$/kW-mois.

Tout comme nous l'indiquions à la réponse R1.1, il serait important que HQD enligne ses ventes de produits de capacité avec les différents calendriers d'encans sur les marchés avoisinants.

## **Question 2**

2. **Référence :** Pièce C-5-4- EBMI - Mémoire, pages 3.

### **Préambule :**

À la référence (i), EBMI mentionne :

« Aussi, à la page 16, la Régie ajoutait :

*« La Régie juge que les risques associés à l'option de Revente sont adéquatement couverts par l'espérance de rente économique, qu'ils peuvent être mitigés avec une stratégie prudente (flexibilité du cyclable, revente de blocs de 50 MW sur divers marchés, par plusieurs intermédiaires, etc.) et avec l'utilisation des instruments financiers disponibles. Le Distributeur doit maximiser cette rente au profit de ses consommateurs, tout en réduisant ses risques. Il est incité à explorer les moyens d'atteindre ces objectifs avec les acteurs du marché avec lesquels il transige, y compris le Producteur.*

*La Régie rejette l'Entente et demande au Distributeur de rendre compte dans les prochains dossiers tarifaires des résultats financiers de ces opérations de revente de surplus postpatrimoniaux pour 2007. » (Nos soulignés)»*

### **Demandes :**

2.1 Veuillez identifier les divers moyens qu'ont les vendeurs d'énergie à partir du Québec, pour se prémunir contre les risques de congestion aux interconnexions avec les réseaux voisins.

**R2.1 :** Les vendeurs d'énergie peuvent obtenir des droits par le biais de « Transmission Congestion Contracts (TCC) » sur NY ou par des « Firm Transmission Rights (FTR) » sur NE ou en Ontario.

Les calendriers et les modalités varient par marchés pour ces produits. Les calendriers courants sont :

Pour NY :

[http://www.nyiso.com/public/webdocs/products/tcc/tcc\\_manual/att\\_d\\_current\\_auction\\_tcc\\_timeline\\_autumn07.pdf](http://www.nyiso.com/public/webdocs/products/tcc/tcc_manual/att_d_current_auction_tcc_timeline_autumn07.pdf). Il y a des ventes annuelles et mensuelles de TCC.

Pour NE : [http://www.iso-ne.com/markets/othrmkts\\_data/fr/calendars/index.html](http://www.iso-ne.com/markets/othrmkts_data/fr/calendars/index.html). Il y a des ventes annuelles et mensuelles de FTR.

Pour l'Ontario : [http://www.ieso.ca/imoweb/market/trac\\_2007.asp](http://www.ieso.ca/imoweb/market/trac_2007.asp). Il y a des ventes annuelles et mensuelles de FTR.

2.2 Compte tenu des moyens identifiés, des appels d'offres pour la revente d'énergie en provenance du Québec ayant pour prix de référence le prix de la zone A du NYISO seraient-ils possibles ?

**R2.2 :** Absolument. De cette façon, HQD supporterait ainsi le risque de basis associé au prix de la zone M par rapport à la zone A. HQD a déjà fait ce genre de transactions en achat lors de certains appels d'offres. À notre connaissance, HQD n'était pas protégée par des TCC à ce moment et elle pourrait certainement le faire. Une formule de prix à développer serait nécessaire afin que l'acheteur ne soit pas tenu responsable des variations de prix entre la zone M (prix réels obtenus) comparativement au prix de vente basé sur la zone A.

2.2.1. Quel serait l'impact, sur la valeur des instruments financiers, de protéger un grand volume d'énergie (ex : 350 MWh 7X24 durant un mois) entre la zone M et A.

**R2.2.1.:** Il est difficile de prévoir à l'avance quel serait l'impact. Toutefois, compte tenu de la profondeur des marchés d'instruments financiers, une quantité de 350 MW pour un mois donné ne devrait pas avoir d'impact significatif. Cependant, il y a lieu de noter qu'une plus grande demande sur un chemin donné risque de causer des pressions à la hausse sur les prix. Toutefois, comme le marché des TCC de NY est évalué dans sa globalité, 350 MW sur l'ensemble du marché du NYISO ne devrait pas avoir d'impact mesurable ou significatif. Il est également à noter que ce n'est pas nécessairement ou seulement le 350 MW qui aurait un impact sur les prix de TCC sur un chemin donné, mais plutôt la perception du marché pour le juste prix à payer au moment de l'encan.