

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA FCEI RELATIVE À LA  
DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020 DU DISTRIBUTEUR  
DOSSIER R-3748-2010 DU DISTRIBUTEUR HQD**

---

**1. Référence**

- i) HQD-1, document 1, page 28.

**Préambule :**

- i) *«Considérant les observations qui précèdent, le Distributeur conclut que le potentiel d'achat sur les marchés de court terme peut, dans l'immédiat, être augmenté de la capacité de l'interconnexion de Dennison, soit 100 MW, pour s'établir à 1 100 MW. Le Distributeur considère que ce potentiel demeure prudent, compte tenu des possibilités additionnelles qu'offrent les marchés autres que celui de New York, décrites précédemment. Le Distributeur a à cet effet désigné l'interconnexion Dennison à titre de ressource pour alimenter la charge locale. »*

[Nous soulignons]

**Demande :**

La FCEI tient à s'assurer que le Distributeur fait un usage adéquat du processus de désignation des ressources qui servent à alimenter la charge locale; elle constate toutefois que cette information ne lui est actuellement pas disponible.

- 1.1** Le Distributeur est-il d'avis que le processus de désignation vise à assurer l'alimentation de la charge locale? Veuillez expliquer.
- 1.2** Pourriez-vous nous fournir une copie du contrat d'achat d'électricité sur lequel se fonde la désignation de l'interconnexion Dennison?
- 1.3** Ce contrat d'achat d'électricité a-t-il été conclu suite à un appel d'offres? Si oui, veuillez préciser lequel.
- 1.4** Pourriez-vous nous faire parvenir l'information spécifique qui doit être fournie par HQD et exigée à l'article 37.1 de l'OATT d'HQT afin de compléter le document des plans des charges et ressources.
- 1.5** Veuillez inclure en lien avec la question précédente l'information spécifique pour chacune des ressources du Distributeur (centrale, contrat ou autre), son niveau de désignation par HQD, selon le processus de désignation prévu à la Partie IV des Tarifs et conditions d'HQT? (Notre demande vise à obtenir non seulement le document par lequel l'électricité patrimoniale (165 TWh) est désignée, mais aussi l'information permettant la désignation précise pour chacune des ressources, prises individuellement, servant à HQP à remplir ses engagements d'électricité patrimoniale).
- 1.6** Afin de permettre à la FCEI de vérifier l'adéquation entre les ressources désignées et la capacité de transport visée par la Partie IV des Tarifs et conditions, pourriez-vous nous

dire s'il existe des dédoublements dans la désignation? Par dédoublements de désignation, nous entendons qu'une même quantité d'électricité en provenance d'une centrale ait fait l'objet de deux désignations différentes. Par exemple, il y aurait dédoublement de désignation dans le cas où HQD désignerait l'entièreté de la capacité d'une centrale ainsi que l'entièreté du contrat par lequel HQD achète la capacité produite à cette centrale.

- 1.7 Pouvez-vous nous décrire le mécanisme par lequel HQD supprime la désignation de ressources désignées lorsque celles-ci sont utilisées pour faire des ventes fermes à des tiers tels HQ dans le cadre du service de modulation?

---

## 2. Référence

- i) HQD-1, document 1, page 37.

### Préambule :

- i) «Les analyses préliminaires réalisées par le Distributeur indiquent que la pondération attribuée aux scénarios de la demande qui s'éloignent du scénario moyen pourrait être sous-évaluée dans les exercices de fiabilité. Suite à ce constat, le Distributeur a entrepris des évaluations complémentaires afin de mieux documenter et évaluer l'occurrence de ces différents scénarios de la demande. Dans l'attente des résultats, il ajoute une provision sur la réserve requise afin de prendre en compte ce facteur de risque. Cette provision s'élève à 100 MW pour l'année courante et atteint 250 MW à moyen terme. Cela entraîne une augmentation du taux de la réserve requise de 0,3 % pour l'année courante et de 0,7 % pour l'horizon trois ans. »

### Demande :

- 2.1 Veuillez indiquer comment le Distributeur a établi les valeurs de 100 MW et 250 MW.
- 2.2 Considérant que plus de trois mois se sont écoulés depuis le dépôt de la requête du Distributeur, celui-ci dispose-t-il aujourd'hui de résultats plus précis? Si oui, veuillez présenter ces résultats ainsi que les analyses qui les sous-tendent.

---

## 3. Référence

- i) HQD-1, document 1, page 39, graphique 4.3-1.

### Demande :

- 3.1 Veuillez expliquer la présence d'un plateau très stable à 0 MW entre les heures 2 000 et 4 000.

---

#### 4. Référence

- i) HQD-1, document 1, page 39-40.

#### Préambule :

- i) *«Au graphique 4.3-1, les besoins et les surplus sont présentés, pour chacune des heures de l'année, après utilisation des moyens de gestion existants. Ainsi, pour l'année 2017, des achats oscillant entre un peu plus de 300 MW et un peu plus de 1 500 MW sont requis pendant les 2 000 heures de plus forte charge en hiver. Les besoins d'hiver de 2013 sont par contre moins importants. Le reste de l'année, des reventes sont requises afin d'équilibrer le bilan en énergie et elles s'étalent sur plus de 5 000 heures. À certains moments, pendant les heures de l'année où la charge est moins élevée, elles excèdent 5 500 MW. »*

[Nous soulignons]

#### Demande :

- 4.1** Comment HQD procède-t-elle aux réservations de service de transport nécessaire à ses reventes sur le réseau d'HQT lorsque ces reventes sont effectuées au Québec à des entités telles HQP? Veuillez indiquer, notamment, les paramètres de la réservation tels que le chemin choisi (point de réception et point de livraison) ainsi que la charge ultimement desservie. Si ce scénario est jugé hypothétique, veuillez répondre en considérant que la situation se présente, puisqu'il s'agit d'un scénario très probable.

---

#### 5. Référence

- i) HQD-1, document 1, page 42.  
ii) HQD-1, document 1, page 44, tableau 4.4-2

#### Préambule :

- i) *«Les conventions d'énergie différée avec le Producteur prévoient la fourniture d'une puissance pouvant atteindre 800 MW au-delà des 600 MW associés aux contrats originaux, incluant un bloc de 400 MW dont la disponibilité demeure sujette à une confirmation par le Producteur au cours de l'automne précédent la pointe hivernale.»*
- ii) Les rappels additionnels de puissance liés aux conventions d'énergie différée passent de 300 MW en 2011-2012, à 200 MW à moyen terme et à 400 MW à long terme.

#### Demande :

- 5.1 Considérant que la puissance additionnelle est sujette à l'approbation du Producteur à chaque année, veuillez indiquer ce qui permet au Distributeur d'anticiper que cette puissance sera rendue disponible par le Producteur.
- 5.2 Veuillez justifier l'évolution du niveau de puissance prévu dont il est fait mention au préambule ii).

---

## 6. Référence

- i) HQD-1, document 1, pages 42, 43 et 57.

### Préambule :

- i) **«4.4.1.1 Modulation des livraisons de la centrale de TCE**

*Le Distributeur est intéressé à accroître la flexibilité du contrat avec TCE en visant un apport de sa centrale à Bécancour spécifiquement en période d'hiver. Des discussions se poursuivront avec TCE en vue de parvenir à une option de suspension qui admettrait des livraisons modulables, selon la période de l'année, et qui permettrait que le contrat avec TCE contribue à la satisfaction des besoins en puissance et en énergie en hiver. » (p. 42)*

- ii) **«4.4.1.3 Négociation d'une entente globale de modulation**

*Le Distributeur développe actuellement un nouveau type de produit, soit un service global de modulation, qui remplacerait l'actuelle entente d'intégration éolienne et qui aurait une portée beaucoup plus large. Un tel service permettrait de moduler la plupart des contrats d'approvisionnement du Distributeur, assurant ainsi une meilleure adéquation entre les besoins du Distributeur et certains de ses approvisionnements. Ainsi, les transactions de court terme nécessaires pour rééquilibrer le bilan offre demande, sur une base saisonnière, journalière et horaire, pourraient être réduites. Cette entente pourrait, par exemple, permettre au Distributeur d'utiliser l'énergie générée lors des périodes de surplus en été pour combler des besoins en hiver. » (p. 43)*

- iii) *« Le service de modulation ne constituant pas un nouvel approvisionnement, l'entente globale de modulation ne serait pas visée par la procédure d'appel d'offres. (...) » (p. 57)*

### Demande :

- 6.1 À l'égard de l'exemple que l'on retrouve à la fin de l'extrait (ii) de notre préambule ci-dessus (HQD-1, document 1, p. 43), pourriez-vous nous dire si l'entente permettant *au Distributeur d'utiliser l'énergie générée lors des périodes de surplus en été pour combler des besoins en hiver* est de type « swap saisonnier »? Sinon, s'agit-il d'une entente de diversité?
- 6.2 Toujours à l'égard de l'exemple que l'on retrouve à la fin de l'extrait (ii), et malgré votre position à l'extrait (iii), en supposant que ce service serait répété année après année, s'agirait-il d'une entente d'achat de service à long terme?

- 6.3 À votre avis, est-ce que la conclusion d'une entente d'achat à long terme pour un tel service doit faire l'objet d'un appel d'offres? Veuillez expliquer.
- 6.4 HQD s'attend-elle à devoir payer une prime à TCE pour avoir droit à cette *option de suspension qui admettrait des livraisons modulables, selon la période de l'année* dont il est question à l'extrait (i) de notre préambule ci-dessus (HQD-1, document 1, p. 42)? Si oui, à combien évaluez-vous cette prime?
- 6.5 À l'égard des autres fournisseurs d'HQD, HQD s'attend-elle à devoir leur payer une prime pour avoir droit au *service global de modulation, qui remplacerait l'actuelle entente d'intégration éolienne* dont il est question à l'extrait (ii) de notre préambule ci-dessus (HQD-1, document 1, p. 42)? Si oui, à combien évaluez-vous cette prime?
- 6.6 Comment ferez-vous pour obtenir les meilleures conditions possibles, au bénéfice des clients d'HQD, pour le service de modulation, sans passer par appel d'offres?
- 6.7 HQD est-elle capable de procéder elle-même à la revente de ses surplus? Veuillez expliquer.
- 6.8 Considérez-vous qu'il est plus avantageux pour HQD et ses clients de payer des tiers offrant un service de modulation afin de gérer ses surplus plutôt que de s'en occuper elle-même en revendant ces surplus sur les marchés de gros, tel que la Régie l'avait autorisée – voire même encouragée - à faire dans sa décision D-2007-13 rendue dans le dossier R-3624-2007? Veuillez expliquer.
- 6.9 Considérant le principe bien établi par FERC dans les ordonnances 890, 890A et 890B, selon lequel un contrat d'option n'est pas équivalent à un engagement ferme d'achat, est-ce qu'HQD entend supprimer la désignation des ressources qui feraient l'objet d'une telle option de suspension? Veuillez expliquer.
- 6.10 Sinon, quel serait l'intérêt pour la charge locale de conserver une telle désignation?

---

## 7. Référence

- i) HQD-1, document 1, page 61.

### Préambule :

- i) *«Une approche possible en matière de gestion active des risques reliés aux fluctuations de prix des commodités consisterait à utiliser des dérivés financiers (par exemple des contrats à terme se rapportant à l'électricité ou au gaz naturel) pour fixer d'avance le coût d'approvisionnement et, ainsi, éliminer le risque associé aux fluctuations de prix. Toutefois, cette stratégie n'est pas sans coût et ne comporte aucune espérance de réduction de coût lorsqu'elle est répétée sur une longue période. Le Distributeur dispose plutôt d'un compte de frais reportés, qui, dans ces conditions et considérant que le portefeuille comporte peu d'approvisionnements dont le prix est volatil, constitue l'outil le plus approprié afin de réduire l'impact des fluctuations de coûts.»*

En plus, l'utilisation de dérivés financiers, dans une situation où les quantités requises sont très incertaines, peut présenter un accroissement des risques du Distributeur et revêt un caractère spéculatif. Le Distributeur ne propose donc pas l'utilisation de ce type d'instrument financier dans le contexte actuel.»

[Nous soulignons]

**Demande :**

- 7.1 Pourriez-vous nous fournir une copie de l'étude ou de tout autre document qui permet à HQD d'affirmer que la stratégie de « hedging » n'est pas appropriée?
- 7.2 Pourriez-vous nous fournir une copie de l'étude ou de la décision de la Régie qui déclare qu'il n'est pas approprié d'utiliser des dérivés financiers?
- 7.3 La Régie a-t-elle déjà demandé à HQD d'utiliser ou de ne pas utiliser de tels dérivés financiers? Si oui, quelles suites HQD a-t-elle donné à de telles directives?

---

**8. Référence**

- i) HQD-1, document 1, page 50.

**Préambule :**

- i) **«Paramètres de l'appel d'offres**

*Pour les fins de l'appel d'offres visant l'acquisition de nouveaux approvisionnements en puissance à compter de décembre 2015, le Distributeur cherchera à conclure des contrats dont les caractéristiques devraient se conformer aux conditions énumérées ci-dessous. Exigences communes à tous les contrats :*

(...)

• aucun engagement ferme du Distributeur à accepter les livraisons d'énergie ;»

[Nous soulignons]

**Demande :**

- 8.1 Comment conciliez-vous cette exigence (aucun engagement ferme du Distributeur à accepter les livraisons d'énergie) avec les règles de l'ordonnance 890 de la FERC à l'effet que seul un engagement ferme d'achat puisse se qualifier pour l'approvisionnement de la charge locale?

---

**9. Référence**

- i) HQD-1, document 2, page 60
- ii) HQD-1, document 2, page 72, tableau 2A-14

**Préambule :**

- i) « 2.1. Résidentiel et agricole

*Au secteur Résidentiel et agricole (37 % des ventes au Québec en 2010), la croissance prévue sur la période 2010-2020 est de 6,0 TWh, ce qui correspond à un taux de croissance annuel moyen de 0,9 %. La croissance dans ce secteur provient essentiellement de la formation de ménages et, dans une moindre mesure, de la hausse du revenu personnel disponible. »*

- ii) Le tableau 2A-14 présente l'élasticité revenu de la demande ainsi que la sensibilité aux variations démographiques.

**Demande :**

- 9.1** Est-il exact qu'il existe une corrélation importante entre la formation de ménage et la croissance du revenu disponible? Si non, expliquez.
- 9.2** Si oui, veuillez indiquer comment cette corrélation est prise en compte dans l'exercice de prévision des ventes du secteur résidentiel et agricole.
- 9.3** En supposant l'ajout d'un ménage (i.e. le ménage moyen) au modèle de prévision, et sous l'hypothèse que l'ajout de ce ménage s'accompagne d'une hausse de revenu disponible total équivalente au revenu disponible moyen, quelle serait la hausse résultante de la prévision de demande? Veuillez expliquer votre réponse.

---

**10. Référence**

- i) HQD-1, document 1, page 59

**Préambule :**

- i) « Certaines limites viendraient toutefois encadrer les retraits et les ajouts au compte de modulation, notamment :
- le plafonnement des retraits horaires ;
  - le solde du compte en fin d'année ne pourrait être négatif ni excéder une quantité à déterminer. »

**Demande :**

- 10.1** Quels moyens le Distributeur envisage-t-il afin de s'assurer que le solde en fin d'année soit à l'intérieur des limites prévues?
- 10.2** Qu'advierait-il si le Distributeur ne parvenait pas à ramener le solde en fin d'année à l'intérieur des limites prévues?

## 11. Référence

- i) HQD-1, document 2, page 66
- ii) HQD-1, document 2, page 62, tableau 2A-7
- iii) HQD-1, document 2, page 66, tableau 2A-10

### Préambule :

- i) « 4.5 Autres usages

*Cet ensemble d'usages englobe les électroménagers et l'éclairage du secteur Résidentiel et agricole, l'eau chaude et les usages traditionnels du secteur Commercial et institutionnel, l'éclairage des voies publiques, le transport public, les réseaux de distribution municipaux, l'usage interne et la consommation des centrales du Producteur. La part de ces besoins résiduels se chiffre à 33 % des besoins à la pointe d'hiver 2009-2010. Avec une croissance de 1 539 MW sur la période, cette composante montre un rythme de croissance de 1,2 %, un rythme également supérieur à celui des besoins totaux. La progression de cet ensemble d'usages est à l'origine de 39 % de la hausse totale des besoins réguliers du Distributeur. »*

- ii) Le taux de croissance annuel moyen des ventes régulières de la catégorie Autres usages est de 0,4 % par année.
- iii) Le taux de croissance annuel moyen des besoins en puissance de la catégorie Autres usages est de 1,2 % par année.

### Demande :

- 11.1** Veuillez expliquer que le besoin de puissance de la catégorie *Autres usages* croisse de 1,2 % par année sur la période 2010-2020 alors que le besoin en énergie de cette même catégorie ne croît que de 0,4% par année sur cette même période.
- 11.2** Veuillez ventiler la prévision des besoins en puissance de la catégorie *Autres usages* entre les différentes composantes énumérées au préambule i) et en justifier l'évolution.
- 11.3** Pour chaque composante, veuillez expliquer comment elle est modélisée et indiquer les hypothèses qui sous tendent la prévision.
- 11.4** Veuillez reproduire le tableau 2A-7 en présentant la deuxième décimale pour l'ensemble des nombres du tableau.

---

## 12. Référence

- i) HQD-1, document 2, Annexe 3A, pages 139 à 145

**Préambule :**

n/a

**Demande :**

À la lecture de l'Annexe 3A du plan d'approvisionnement, on constate qu'HQD interprète l'article 6 du décret sur l'électricité patrimoniale (D-1277-2001) de telle sorte à exclure la puissance des services offerts par HQP à l'égard de l'électricité patrimoniale. Or, si l'on prétend assurer la fiabilité de l'électricité patrimoniale, il semble que si les centrales utilisées pour remplir cette obligation sont désignées, la puissance doit nécessairement être incluse et retirée du bilan de puissance de HQ.

- 12.1** Pourriez-vous nous faire parvenir une copie du le bilan de puissance de HQD et celui de HQP en deux documents distincts afin de bien distinguer entre les centrales d'HQ qui sont désignées et celles qui ne le sont pas?

---

**13. Référence**

- i) HQD-1, document 2, page 173.

**Préambule :**

- i) **«Labrador**

- *Un lien d'interconnexion a récemment été créé avec le Labrador, permettant des transactions avec Nalcor Energy<sup>12</sup>, à partir des installations de Churchill Falls.*

- *La capacité de transfert de ce lien s'établit à 5 150 MW et est principalement dédiée à l'alimentation de la charge locale du Québec à partir du contrat de long terme avec Churchill Falls (Labrador) Company (CF(L)Co), ce dernier étant utilisé par Hydro-Québec Production (le Producteur) pour satisfaire ses obligations à l'égard de l'électricité patrimoniale (4 885 MW).*

- *Une capacité excédentaire de 265 MW est réservée par Nalcor Energy pour les fins de mise en marché de la production excédentaire de Churchill Falls. Nalcor Energy a réservé à cette fin, pour une durée de cinq ans, un service de passage afin de transporter sa production à travers le Québec et l'exporter vers l'État de New York via le point d'interconnexion Châteauguay (MASS).*

**Nouveau-Brunswick**

- *La production à pleine capacité des parcs éoliens en Gaspésie risque de restreindre la capacité d'importation à partir du Nouveau-Brunswick, particulièrement sur le point d'entrée Eel River (350 MW). Il sera donc difficile de planifier des achats fermes à partir de cette interconnexion.»*

**Demande :**

- 13.1** Pourquoi dites-vous qu'un lien d'interconnexion a récemment été créé avec le Labrador alors que cette interconnexion entre le système d'HQT et celui, voisin, du Labrador, existe depuis les années 1970? Veuillez expliquer.
- 13.2** Dans un même ordre d'idées, considérant que la TTC sur l'interconnexion LAB-HQT est d'au moins 5 150 MW et que NLH en n'utilise que 265, pourquoi cette interconnexion n'est-elle pas considérée pour d'autres achats?
- 13.3** Pourquoi l'interconnexion avec le Nouveau-Brunswick n'est-elle pas considérée alors que la centrale de Millbank a déjà servi à alimenter la charge locale du Québec?