

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA FCEI
(RÉSEAU INTÉGRÉ)**

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.

Réponse :

Le processus de désignation vise à fournir l'information permettant au Transporteur de planifier son réseau de manière à répondre adéquatement aux besoins du Distributeur.

- 1.2 Pourriez-vous nous fournir une copie du contrat d'achat d'électricité sur lequel se fonde la désignation de l'interconnexion Dennison?

Réponse :

Il n'y a aucun contrat d'achat d'électricité pouvant servir à combler les besoins de la charge locale en provenance de l'interconnexion Dennison à compter du 1^{er} décembre 2012.

- 1.3 Ce contrat d'achat d'électricité a-t-il été conclu suite à un appel d'offres? Si oui, veuillez préciser lequel.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur s'assure de respecter les exigences des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (Tarifs et conditions du Transporteur).

Le présent dossier ne constitue pas le forum approprié pour discuter des aspects administratifs liés à l'application des Tarifs et conditions du Transporteur

- 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).

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.4.

- 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.

Réponse :

Il n'y a pas de dédoublement quant à la capacité de transport pour la desserte de la charge locale.

Voir également la réponse à la question 1.4.

- 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?

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.4.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.3 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur prévoit compléter ses analyses au cours de l'année 2011 et incorporera ses résultats dans le premier état d'avancement du Plan d'approvisionnement 2011-2020.

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.

Réponse :

Le graphique 4.3-1 présente la courbe classée des approvisionnements requis horaires. Plusieurs heures, dans ces simulations, ne nécessitent ni achats ni reventes, ce qui signifie que les moyens déjà déployés suffisent exactement à répondre aux besoins. Le contrat cyclable, qui peut être appelé au besoin, au mégawatt près, facilite cette adéquation en mode planification.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.4

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.

Réponse :

Le Distributeur n'a effectivement aucune garantie que la puissance associée aux rappels, au-delà des 400 MW garantis, pourra être disponible. Toutefois, le Distributeur sera informé de la décision du Producteur suffisamment à l'avance avant chaque hiver pour pouvoir déployer une stratégie alternative. La section 4.4.1.2 de la pièce B-4-HQD-1, document 1 fait état de la stratégie du Distributeur pour gérer ce risque.

- 5.2 Veuillez justifier l'évolution du niveau de puissance prévu dont il est fait mention au préambule ii).

Réponse :

Tout d'abord, le Distributeur rappelle que dans le scénario après déploiement des moyens de gestion existants (tableau 4.2-2), les rappels d'énergie différée sont limités à 400 MW. Le tableau 4.4-2 présente l'impact du déploiement des nouveaux moyens, incluant les rappels au-delà des 400 MW garantis. Les quantités présentées à la référence (ii) sont donc les quantités rappelées ajoutées après les 400 MW garantis.

Le niveau des rappels est déterminé sur la base des besoins en énergie. Ainsi, ce n'est qu'à partir de l'hiver 2014-2015 que les besoins en énergie justifient l'utilisation maximale des conventions, soit des rappels totaux atteignant le plafond de 800 MW.

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?

Réponse :

L'entente recherchée par le Distributeur ne correspond pas à un produit standard disponible sur le marché. Sa description détaillée est présentée à la section 6 de la pièce B-4-HQD-1, document 1.

- 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?

Réponse :

Le terme exact de l'entente n'est pas encore déterminé, puisque les négociations sont actuellement en cours.

- 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.

Réponse :

Non, compte tenu de la nature du service, des relations très étroites avec la gestion de l'approvisionnement patrimonial, de l'impact sur les services complémentaires et des quantités d'électricité concernées, il s'agit d'un produit d'optimisation des approvisionnements existants de même nature que les conventions d'énergie différée et les services d'intégration éoliennes.

- 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?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 13 et 14 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

- 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?

Réponse :

Le Distributeur ne paiera pas de prime à ses fournisseurs de production éolienne, hydroélectrique ou de biomasse « pour avoir droit au service global de modulation ».

En ce qui concerne les primes qui seraient payées au fournisseur du service de modulation, il est prématuré de répondre à cette question, compte tenu des négociations en cours.

- 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?

Réponse :

L'obtention des meilleures conditions possibles repose sur le processus de négociation, comme ce fut le cas dans le cadre des autres dossiers où le Distributeur a conclu une entente avec le Producteur.

- 6.7** HQD est-elle capable de procéder elle-même à la revente de ses surplus? Veuillez expliquer.

Réponse :

La question de la revente de surplus a été abordée à plusieurs reprises, notamment dans le cadre des dossiers suivants :

R-3734-2010 : Demande d'approbation de la suspension des activités de production d'électricité de la centrale de Bécancour, pour l'année 2011

R-3726-2010 : Demande d'approbation des amendements aux conventions d'énergie différée

R-3708-2009 : Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2010-2011

R-3704-2009 : Demande d'approbation de l'entente relative à la suspension temporaire des activités de production d'électricité à la centrale de Bécancour entre Hydro-Québec Distribution et TransCanada Energy Ltd.

R-3673-2008 : Demande d'approbation du Protocole d'entente visant la suspension temporaire des activités de production d'électricité à la centrale de Bécancour et de l'entente finale entre Hydro-Québec Distribution et TransCanada Energy

R-3649-2007 : Demande d'approbation du Protocole d'entente visant la suspension temporaire des activités de production d'électricité à la centrale de Bécancour et de l'entente finale entre Hydro-Québec Distribution et TransCanada Energy

R-3648-2007 – Phase 1 : Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2008-2017 du Distributeur

R-3624-2007 : Demande d'approbation de l'entente visant la suspension des contrats en base et cyclable intervenue entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production

Le Distributeur invite l'intervenant à s'y référer pour toute question quant à la possibilité et à l'intérêt de procéder à des reventes.

- 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.

Réponse :

Lorsque le Distributeur déposera une demande d'approbation de l'entente globale de modulation, il déposera les informations et les analyses économiques à l'appui de sa demande.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur n'est pas soumis aux ordonnances de la FERC et il s'assure de respecter les exigences des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (Tarifs et conditions du Transporteur).

Le présent dossier ne constitue cependant pas le forum approprié pour discuter de l'application des Tarifs et conditions du Transporteur.

- 6.10** Sinon, quel serait l'intérêt pour la charge locale de conserver une telle désignation?

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.9.

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?

Réponse :

Depuis plusieurs années, le Distributeur répète qu'il a pour mission de maintenir en tout temps l'équilibre entre l'offre et la demande sans spéculer sur l'évolution attendue du prix des commodités et qu'il optimise constamment l'utilisation des moyens de gestion à sa disposition afin de faire face aux fluctuations des besoins causées par les aléas climatiques et prévisionnels et ce, dans un souci de minimisation des coûts.

Or, le recours aux dérivés financiers (en soi un geste spéculatif) ne garantit pas une réduction des coûts, mais en atténue plutôt les fluctuations qui pourraient accroître les risques financiers du Distributeur en plus d'imposer des coûts de transaction additionnels. À cette fin, ce dernier dispose plutôt d'un compte de frais reportés lui permettant de récupérer sans perte ni profit tout écart entre les coûts d'approvisionnements prévus et réels.

Nonobstant le compte de frais reportés et la mission du Distributeur, des opérations de couverture à l'aide de dérivés financiers pour les transactions d'achat et de revente d'électricité sur les marchés de court terme exposeront la clientèle à des risques inutiles compte tenu de l'incertitude liée à l'évolution de la demande, aux faibles quantités en jeu, de même que du peu de flexibilité qu'offrent les produits financiers standardisés sur les marchés organisés. Voir également la réponse à la question 10.2 de la demande de renseignement n° 1 de la FCEI à la pièce HQD-3, document 5 du dossier R-3648-2007.

Voir également la réponse à la question 25.3 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

- 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?

Réponse :

Le Distributeur a déposé son *Programme de gestion des risques des activités d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution* (le Programme) dans le cadre de l'étude de sa demande tarifaire 2010-2011 (R-3708-2009, HQD-13, document 1, annexe B). Ce programme prévoit que le recours à des dérivés financiers peut se faire de façon ponctuelle (page 5). Dans sa décision dans ce dossier (D-2010-022, page 52), la Régie prend acte de ce programme de gestion sans y demander de modifications relatives au recours aux dérivés financiers. Le Distributeur maintient que, conformément au Programme, l'utilisation de dérivés financiers doit demeurer exceptionnelle et ponctuelle.

Voir également la réponse à la question 7.1.

- 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?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 7.1 et 7.2.

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?

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.9.

Par ailleurs, le Distributeur tient à préciser que, tel que présenté à la section 4.4.1.4 de la pièce B-4-HQD-1, document 1, même si il devra engager des achats de puissance afin d'assurer l'équilibre de son bilan de puissance, il prévoit qu'une très faible utilisation de ces moyens.

De ce fait, le Distributeur procédera à des engagements fermes pour assurer les achats de puissance, mais à aucun engagement ferme envers les contreparties pour des livraisons d'énergie. Les engagements fermes de livraison d'énergie se feront au gré de l'évolution des besoins.

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.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

- 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.

Réponse :

La prévision des ventes au secteur résidentiel et agricole repose, entre autres, sur la prévision du nombre de ménages et sur la prévision du revenu personnel disponible divisé par le nombre de ménages. De cette façon, les variables utilisées sont indépendantes.

- 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.

Réponse :

Dans ce cas, seul l'ajout d'un ménage a un impact sur la prévision de la demande (+ 20 000 kWh) puisque le revenu personnel disponible par ménage n'est pas modifié.

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?

Réponse :

Les mesures prises pour éviter que le solde du compte d'énergie différée soit négatif ou positif sont décrites aux réponses aux

questions 23.3 et 23.4 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

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?

Réponse :

Compte tenu des négociations en cours, il est prématuré de répondre aux aspects contractuels liés à cette question. Cependant, d'un point de vue opérationnel, le Distributeur considère qu'il dispose de tous les moyens pour éviter une telle situation.

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.

Réponse :

La définition du secteur **Autres** de la prévision des ventes, présentée à la page 61 de la pièce B-5-HQD-1, document 2 (référence ii) est très différente de la définition de la catégorie **Autres usages** de la demande en puissance, définie et présentée à la page 66 de la pièce B-5-HQD-1, document 2 (références i et iii). Le secteur **Autres** de la prévision des ventes comprend les réseaux de distribution municipaux, l'éclairage des voies publiques, l'éclairage sentinelle et le transport public.

Pour cette raison, la croissance des deux catégories n'est pas comparable.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur ne peut fournir la prévision pour chacun des usages inclus dans la catégorie **Autres usages** parce que, comme l'indique les tableaux 2E-1 et 2E-2 aux pages 134-135 et 137-138 de la pièce HQD-1, document 2 du dossier R-3648-2007, la prévision de la catégorie **Autres usages** est établie globalement. Cependant, en ce qui concerne la consommation des centrales d'Hydro-Québec Production associée à l'électricité patrimoniale implicitement incluse dans la prévision de la catégorie **Autres usages**, le Distributeur l'a évaluée à 123 MW dans le cadre de l'exercice de passage de la prévision de la pointe d'hiver des besoins réguliers du Distributeur à la prévision de la pointe d'hiver de la charge locale du Transporteur.

Pour ce qui est de l'évolution de ces usages à la pointe d'hiver, elle découle de son évolution prévue en énergie. Elle est donc tributaire de la méthodologie et des hypothèses utilisées dans chacun des secteurs de consommation pour établir la prévision de ce groupe d'usages.

- 11.3 Pour chaque composante, veuillez expliquer comment elle est modélisée et indiquer les hypothèses qui sous tendent la prévision.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.2.

11.4 Veuillez reproduire le tableau 2A-7 en présentant la deuxième décimale pour l'ensemble des nombres du tableau.

Réponse :

TABLEAU R-11.4

**TABLEAU 2A-7
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC
SCÉNARIO MOYEN (TWh)**

	2010 ¹	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance 2010-20 TWh	tx annuel moyen
Résidentiel et agricole	62,88	64,00	64,91	65,04	65,40	66,02	66,97	67,35	67,88	68,35	68,88	6,00	0,92%
Commercial et institutionnel	34,78	35,12	35,78	35,76	35,47	35,35	35,63	35,55	35,60	35,71	35,97	1,19	0,34%
Industriel PME	8,80	8,83	8,78	8,54	8,31	8,23	8,23	8,15	8,09	8,05	8,03	-0,76	-0,91%
Industriel grandes entreprises	60,10	58,42	57,61	58,63	60,30	64,49	66,54	66,79	66,75	66,52	66,09	5,99	0,95%
Alumineries	25,88	25,60	23,18	23,11	23,96	27,75	30,31	30,56	30,56	30,56	30,64	4,76	1,70%
Pâtes et papiers	14,69	13,12	12,86	12,69	12,58	12,45	11,69	11,36	11,25	11,06	10,71	-3,97	-3,11%
Autres	19,54	19,71	21,57	22,82	23,77	24,29	24,55	24,87	24,94	24,90	24,74	5,20	2,39%
Autres	5,26	5,27	5,38	5,38	5,36	5,37	5,41	5,42	5,41	5,43	5,47	0,21	0,39%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	171,81	171,65	172,46	173,36	174,85	179,46	182,78	183,25	183,74	184,06	184,44	12,63	0,71%

¹ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2010, normalisées pour les conditions climatiques.

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?

Réponse :

Le bilan en puissance détaillé du Distributeur se retrouve au tableau 4.2-2 à la pièce B-4-HQD-1, document 1. Ce bilan présente la puissance rendue disponible par le Producteur dans le cadre du décret sur l'électricité patrimoniale comme un moyen à la disposition du Distributeur.

Pour référence, le bilan en puissance du Producteur et une conciliation des bilans en puissance du Producteur, du Distributeur et des données soumises au NPCC ont été déposés dans le cadre du suivi annuel du critère de fiabilité de novembre 2010. Les données du Distributeur prennent en compte la mise à jour de la prévision de la demande de novembre 2010.

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi-D-2008-133_Criteres/HQD_R-3648-2007-AnnexeD_SuiviD2008-133_07dec10.pdf
http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi-D-2008-133_Criteres/HQD_R-3648-2007-AnnexeC_SuiviD2008-133_7dec10.pdf
http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi-D-2008-133_Criteres/HQD_R-3648-2007-AnnexeE_SuiviD2008-133_7dec10.pdf

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 Energy12, 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.

Réponse :

Le chemin LAB-HQT (HQT-LAB) a été affiché sur OASIS par le Transporteur, en avril 2009, suite à une demande de service de transport de Newfoundland and Labrador Hydro (« NLH »).

**L'interconnexion HQT-LAB-HQT est plus amplement décrite sur le site OASIS du transporteur, à l'adresse suivante :
www.transenergie.com/oasis/info/ilot/schema_lab_fr.pdf**

- 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?

Réponse :

Le chemin LAB-HQT n'est pas considéré pour d'autres achats parce que le solde, soit 4 885 MW, fait l'objet d'une inscription QCRD par le Distributeur pour les besoins de la charge locale.

- 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?

Réponse :

Voir la réponse à la question 22.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.