

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE L'UMQ**

1. Références :

- (i) Dossier R-3678-2008, pièce HQD-1, document 1, page 8 ;
- (ii) Dossier R-3603-2006, pièce B-10 - HQD-2, document 7, page 3 ;
- (iii) Dossier R-3678-2008, pièce HQD-1, document 1, pages 21-22.

Préambule :

- i) « *Le prix tient compte des 100 heures les plus élevées des dernières périodes d'hiver.* »
- ii) « *Le Distributeur peut recourir aux marchés du Québec, de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick, de New York et de la Nouvelle-Angleterre.* »

Demandes :

- 1.1** Veuillez fournir, pour chacune des deux dernières périodes d'hiver (du 1^{er} décembre au 31 mars) et pour chacun des marchés dont il est question à la référence (ii), le prix des 100 heures les plus élevées.

Réponse :

Voir ci-joint le fichier Excel « Demande_OC_6-1 et UMQ_1-1_1-2_1-3_1-4_NY-Ont-NE.xls ».

- 1.2** Veuillez fournir, pour chacune des deux dernières périodes d'hiver (du 1^{er} décembre au 31 mars) et pour chacun des marchés dont il est question à la référence (ii), le prix des 100 heures où la demande d'électricité auprès du Distributeur est la plus élevée.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.

- 1.3** Veuillez fournir, pour chacun des marchés dont il est question à la référence (ii), le prix des 100 heures mentionnées au tableau A2 de la référence (iii) où l'option d'électricité interruptible a été utilisée.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.

- 1.4** Veuillez fournir, pour chacun des marchés dont il est question à la référence (ii), le prix des 22 heures mentionnées au tableau A3 de la référence (iii) où l'option d'électricité interruptible a été utilisée.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.

- 1.5** Veuillez fournir, pour la période d'hiver du 1^{er} décembre 2006 au 31 mars 2007, l'identité des 100 heures où la demande d'électricité du Distributeur a été la plus élevée, de même que la puissance demandée en MW de chacune de ces heures.

Réponse :

Voir ci-joint le fichier Excel « Demande UMQ question 1.5.xls »

- 1.6** Veuillez fournir, pour la période d'hiver du 1^{er} décembre 2007 au 31 mars 2008, l'identité des 100 heures où la demande d'électricité du Distributeur a été la plus élevée, de même que la puissance demandée en MW de chacune de ces heures.

Réponse :

Voir ci-joint le fichier Excel « Demande UMQ question 1.6.xls »

2. Références :

- (i) Dossier R-3603-2006, pièce B-8 - HQD-2, document 5, pages 7-8 ;
- (ii) Dossier R-3603-2006, pièce B-6 - HQD-2, document 3, pages 10-11 ;
- (iii) Dossier R-3678-2008, pièce HQD-1, document 1, page 8.

Préambule :

- i) « La principale contrainte du Distributeur est liée à la date de tenue de l'encan du UCAP, sur le marché de New York, pour la saison hivernale (novembre à avril). Cet encan du UCAP se tient 1 mois avant le début de la saison hivernale, généralement à la fin du mois de septembre ou au début du mois d'octobre. Pour la prochaine saison hivernale, l'encan se termine le 29 septembre 2006.

Le Distributeur n'ayant pas accès à cet encan, il doit conclure des contrats pour des produits équivalents avant la date de l'encan. Pour ce faire, il doit préalablement connaître la quantité d'électricité interruptible. »

- (ii) « L'encan de UCAP de New York est réservé aux entreprises de distribution d'électricité de l'État de New York pour répondre exclusivement aux clients new-yorkais. Le Distributeur ne peut donc pas participer directement à ces encans. Par contre, le Distributeur peut conclure des ententes bilatérales ou faire des appels d'offre. Les producteurs potentiels proviennent non seulement de New York, mais également de la Nouvelle-Angleterre, du Nouveau-Brunswick et du Québec. Le prix de 10 \$/kW payé en 2005-2006 pour le produit « UCAP » est le résultat de l'ensemble des transactions bilatérales ou des appels d'offre du Distributeur pour ce produit durant cette période. »
- (iii) « Les besoins présentés par le Distributeur incluent déjà une contribution de 800 MW de l'option d'électricité interruptible de la clientèle de grande puissance. Le Distributeur indiquait également dans ce plan d'approvisionnement qu'il visait une contribution supplémentaire de l'ordre de 200 MW provenant de cette option tarifaire, ce qui porterait la contribution totale à 1,000 MW. »

Demandes :

- 2.1** Veuillez indiquer si les marchés du Québec, de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Angleterre tiennent un encan pour un produit de puissance semblable à celui invoqué dans la référence (i) pour le marché de New York et, le cas échéant, veuillez indiquer, pour chaque marché, la date de cet encan et indiquer si le Distributeur y a accès.

Réponse :

Le Distributeur n'étant pas un participant aux marchés organisés, il acquiert de la puissance sur la base d'ententes bilatérales.

Par ailleurs, mis à part le marché de New York, la Nouvelle-Angleterre est le seul des marchés limitrophes au Québec où se tient un encan pour de la puissance. Toutefois, dans ce dernier cas, les encans pour de la puissance saisonnière ne sont pas encore en opération. Il faut finalement prendre en considération que la principale interconnexion donnant accès au marché de la Nouvelle-Angleterre ne permet pas d'importer de la puissance en hiver.

- 2.2** Veuillez indiquer si le Distributeur a conclu des contrats ou ententes bilatérales du type de ceux mentionnés aux références (i) et (ii) pour chacun des hivers 2006-2007, 2007-2008 et, à date, pour l'hiver 2008-2009 et, le cas échéant, veuillez indiquer les marchés et la puissance mensuelle conclue auprès de chacun.

Réponse :

Le Distributeur a conclu onze ententes pour l'hiver 2006-2007 et quatre ententes pour l'hiver 2007-2008. Le tableau suivant présente les MW et les marchés sur lesquels ces ententes ont été conclues.

Tableau R-2.2

	MW	Marché
2006-2007	50	Québec
2006-2007	50	Québec
2006-2007	50	Québec
2006-2007	50	Québec
2006-2007	50	NY
2006-2007	50	NY
2006-2007	50	NY
2006-2007	50	NY
2006-2007	50	NY
2006-2007	50	NY
2006-2007	50	NY
2007-2008	150	NY
2007-2008	150	NY
2007-2008	50	NY
2007-2008	50	NY

À ce jour, aucune entente n'a été conclue pour l'hiver 2008-2009.

- 2.3** Veuillez indiquer les sources d'approvisionnement en puissance les plus probables que le Distributeur utiliserait dans l'éventualité où il ne disposait pas de la puissance de 1000 MW de la référence (iii) pour l'hiver 2008-2009.

Réponse :

Dans un tel cas, le Distributeur compléterait l'approvisionnement de ses besoins par des achats de puissance sur les marchés de court terme.

3. Références :

- i) Dossier R-3678-2008, pièce HQD-1, document 1, pages 9 ;D
- ii) Dossier R-3603-2006, pièce B-4 - HQD-2, document 1, page 5.

Préambule :

- i) « *L'électricité interruptible présente des conditions d'utilisation plus contraignantes que celles liées aux achats de UCAP. Ces contraintes portent notamment sur le nombre d'heures d'utilisation par année, le nombre d'interruptions par jour, la durée de ces interruptions et le délai entre deux interruptions quotidiennes. Ces contraintes augmentent le risque de ne pas avoir accès au service au moment précis où le Distributeur en a besoin. L'achat de UCAP ne présente pas ces contraintes et pourrait être utilisé avec toute la flexibilité requise, si le besoin se présentait.. » (Nos soulignés)*
- ii) « *L'énergie associée au produit no 3 de l'A/O 2005-02 doit être appelée 36 heures à l'avance tandis que l'option d'électricité interruptible proposée comporte un préavis de 2 heures, seulement.*

L'option d'électricité interruptible rend disponible de la puissance en sol québécois, ce qui n'est pas toujours le cas pour les produits UCAP,

L'option d'électricité interruptible réduit le transit sur le réseau de TransÉnergie (impact sur les pertes). »

Demandes :

- 3.1** Veuillez indiquer, dans le contexte de la référence (i), quelles sont les conditions d'utilisation liées aux achats de UCAP.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6a de l'ACEF (HQD-2, Document 2).

- 3.2** Veuillez indiquer le délai de préavis exigé par les achats de UCAP pour les différents marchés où un tel produit, ou un produit de puissance d'hiver équivalent, sont disponibles pour le Distributeur.

Réponse :

Le délai d'appel de l'énergie associée au UCAP est de 36 heures.

- 3.3** Veuillez indiquer comment sont pris en compte, dans l'établissement des crédits applicables à l'électricité interruptible, les éléments suivants :

a) le délai de préavis exigé par les achats de UCAP ;

Réponse :

Les modèles de fiabilité ne prennent pas en considération les délais d'appels.

b) le fait que l'option d'électricité interruptible rend disponible de la puissance en sol québécois ;

Réponse :

Voir la réponse à la question 6b de l'ACEF (HQD-2, Document 2).

c) le fait que l'option d'électricité interruptible réduise le transit sur le réseau de TransÉnergie ;

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.3d.

- d) les coûts évités d'investissements apportés par l'option d'électricité interruptible pour le réseau du Distributeur et pour celui de TransÉnergie.

Réponse :

L'option d'électricité interruptible n'apporte aucun coût évité sur les réseaux du Distributeur et de TransÉnergie.

- 3.4** Puisque, selon la référence (i), l'achat de UCAP pourrait être utilisé avec toute la flexibilité requise, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'a-t-il pas, pour les hivers 2006-2007 et 2007-2008, conclu plus de contrats avec les marchés du type UCAP et conclu moins de contrats d'électricité interruptible.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.3 de la FCEI (HQD-2, Document 3).

4. Références :

- i) Dossier R-3678-2008, pièce HQD-1, document 1, page 29 ;
- ii) Dossier R-3678-2008, pièce HQD-1, document 1, pages 32-33 ;
- iii) Dossier R-3603-2006, pièce B-4 – HQD-2, document 1, page 18.

Préambule :

- i) Le crédit fixe passe de 7,00 \$ à 8,50 \$.
- ii) La pénalité pour dépassement applicable au crédit fixe n'a pas été modifiée.
- iii) « Dans le cas des options d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance et l'utilisation des groupes électrogènes de secours, la pénalité maximale de 2,40 \$/kW de puissance

interruption a d'abord été fixée de manière à ce que le client annule son gain en crédit fixe pour toute la période d'hiver après 3 fois. La pénalité de 0,60 \$/kW a été ensuite établie de manière à ce que le client annule son gain en crédit fixe mensuel après l'application de 4 pénalités. »

Demande :

- 4.1** Veuillez expliquer pourquoi la pénalité de la référence (ii) n'a pas été modifiée en accord avec le principe énoncé à la référence (iii).

Réponse :

Le Distributeur a omis d'ajuster la pénalité en fonction de la règle qu'il avait proposée dans le dossier R-3603-2006. Tel que mentionné en réponse à la question 7 de la FCEI (HQD-2, Document 3), les pénalités actuelles sont dissuasives. Bien que l'ajustement pourrait donc ne pas être nécessaire, le Distributeur propose d'ajuster la pénalité par défaut d'interrompre de 0,60 \$/kW à 0,70 \$/kW et d'ajuster la pénalité maximale de 2,40 \$/kW à 2,80 \$/kW. Cette modification ne devrait avoir aucun impact sur les engagements déposés par les clients.

Les annexes B et C de la pièce HQD-1, Document 1 révisées pour refléter ces modifications sont déposées avec les réponses aux présentes demandes de renseignements.

Dans la même optique, le Distributeur ajustera la pénalité de l'option d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance en la portant de 0,25 \$/kW à 0,30 \$/kW.

5. Références :

- i) Dossier R-3678-2008, pièce HQD-1, document 1, page 6, tableau 1 ;
- ii) Dossier R-3678-2008, pièce HQD-1, document 1, page 14, tableau 3 ;
- iii) Dossier R-3678-2008, pièce HQD-1, document 1, page 9 ;
- iv) Dossier R-3678-2008, pièce HQD-1, document 2, page 4.

Préambule :

- i) Le délai du préavis de l'option actuelle pour la grande puissance est de 2 heures.

- ii) Le délai du préavis de l'option actuelle pour la moyenne puissance est de 15h, la veille.
- iii) « Depuis l'introduction de nouvelles modalités en 2006, le développement de nouveaux outils a permis de réévaluer de façon plus détaillée la contribution de l'électricité interruptible. »
- iv) Le Distributeur explique que le taux de réserve de 30% provenait d'une analyse faite sans le modèle FEPMC alors que celui de 15% provient d'une analyse faite avec le modèle FEPMC.

Demandes :

- 5.1** Veuillez expliquer comment a été déterminé le calcul du taux de réserve de 30%, alors que seul le modèle MARS était disponible ?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 4a, 4b et 4c de SE-AQLPA (HQD-2, Document 5)

- 5.2** Veuillez expliquer comment a été pris en compte le délai de préavis de 2 heures de la grande puissance, dans chacun des modèles MARS et FEPMC.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.3.

- 5.3** Avant de décider d'appeler l'électricité interruptible, le Distributeur doit faire une analyse. Veuillez indiquer le temps requis, en heures pour effectuer cette analyse ?

Réponse :

Approximativement deux heures.

5.4 Veuillez indiquer les heures du jour où la prévision de la demande du Distributeur pour le lendemain est mise à jour.

Réponse :

La prévision de la demande est mise à jour aux 20 minutes.

5.5 Quel taux de réserve a été calculé pour l'option d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance ?

Réponse :

Le Distributeur n'a pas évalué le taux de réserve de cette option mais, tel qu'indiqué dans sa preuve, a plutôt proposé d'augmenter le crédit fixe dans la même proportion que celle proposée pour la grande puissance.

5.6 Veuillez indiquer, pour chaque délai de 2, 4, 8, 12, 24 et 36 heures à l'avance, la moyenne et l'écart type de l'erreur sur la prévision de la demande d'électricité et de l'erreur sur la prévision de l'offre.

Réponse :

Globalement, le modèle de prévision de la demande est non-biaisé et l'erreur moyenne est nulle. L'écart type de l'erreur de la prévision de la demande varie en fonction du mois de l'année et du délai. Les écarts types des erreurs de prévisions du mois de janvier, basés sur l'historique 2004 à 2007 inclusivement, sont donnés au tableau suivant.

Tableau R-5.6
Écart type de la prévision de la demande d'électricité – Janvier

Délai (heures)	Écart type (MW)
2	297
4	430
8	468
12	506
24	617
36	727

6. Références :

- i) Dossier R-3678-2008, pièce HQD-1, document 1, page 10 ;
- ii) 2005 Quebec Area Triennial Review of Resource Adequacy, page 31.

Préambule :

- i) *« En premier lieu, il propose d'exclure des heures utiles les jours non représentatifs du profil normal de consommation des clients pour tenir compte, jusqu'à concurrence de deux jours par mois, d'événements exceptionnels pouvant survenir à l'usine. »*
- ii) *« Climatic uncertainty is modeled by recreating each hour of the 30 year period 1971 through 2000 under the current load forecast conditions of the study period. »*

Demandes :

- 6.1** Veuillez indiquer si les jours non représentatifs de la référence (i) ont été exclus de la prévision de la demande de la référence (ii) et, si oui, veuillez expliquer comment.

Réponse :

Aucune journée n'est exclue de la prévision de la demande.

- 6.2** Veuillez expliquer pourquoi les années 2001 à 2007 ne sont pas utilisées pour représenter l'incertitude climatique de la référence (ii).

Réponse :

L'intervenant réfère à un document produit en 2005, soit à une date qui précède la décision d'utiliser un historique de 36 ans (de 1971 à 2006) pour établir la référence climatique permettant de normaliser la demande.

Les récentes évaluations de la réserve attribuable à l'électricité interruptible ont été réalisées avec les données de 1971 à 2006, conformément à la nouvelle période de référence. Cette période de référence a été présentée à la Régie de l'énergie dans le cadre du dossier R-3610-2006.

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE L'UMQ
FICHIERS EXCEL JOINTS**

Liste des fichiers joints

- En réponse aux questions 6.1 de OC (HQDF-2, Document 4) et aux questions 1.1, 1.2, 1.3 et 1.4 de l'UMQ : fichier « Demande_OC_6-1_et_UMQ_1-1_1-2_1-3_1-4_NY-Ont-NE.xls »
- En réponse à la question 1.5 de l'UMQ : fichier « Demande UMQ question 1.5.xls »
- En réponse à la question 1.6 : fichier « Demande UMQ question 1.6.xls »