

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO.1
DE L'UNION DES CONSOMMATEURS**

Question no 1

Référence(s):

- 1) HQD-1, Document 2, page 6, lignes 24-25
- 2) HQD-3, Document 2, page 12, tableau 2.2
- 3) HQD-3, Document 3, pages 25 et 26

Préambule :

Appel d'offres du premier bloc d'énergie éolienne

La référence 1 indique que le premier bloc d'énergie éolienne porte sur 1000 MW :

« mai 2003 Le Distributeur lance l'appel d'offres A/O 2003-02 portant sur 1 000 MW d'électricité de source éolienne. »

La référence 2 montre des contributions en puissance qui croissent de 77 MW en 2006-2007 à 361 MW en 2012-2013 et en 2013-2014.

Demande(s) :

- 1.1. Veuillez confirmer (ou infirmer) que les contributions en puissance du premier bloc d'énergie éolienne, indiquées à la référence no 2, ont été étalées sur plusieurs années selon le calendrier de mise en service fixé par le Distributeur.

Réponse:

L'étalement des livraisons a été effectué afin de respecter le plus fidèlement possible les délais de livraison décrits dans le décret 352-2003 du 5 mars 2003 édictant le *Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse* et selon les soumissions déposées dans la cadre de l'appel d'offres 2003-02. L'échelonnement des livraisons présenté au tableau 2.2 cité à la référence 2 est conforme aux résultat de l'appel d'offres 2003-02 relatif à l'énergie éolienne. Le tableau ci-dessous présente le calendrier de livraisons prévu selon les résultats de l'A/O 2003-02 et celui prévu au décret.

Premier bloc d'énergie éolienne - puissance installée (MW)

	déc-06	déc-07	déc-08	déc-09	déc-10	déc-11	déc-12
Décret 352-2003	200	300	450	600	750	900	1000
Résultats de A/O 2003-02	210	360	470	620	720	879	990

- 1.2 Veuillez indiquer s'il serait possible d'accélérer la contribution en énergie et en puissance de ce premier bloc d'énergie éolienne sans en augmenter significativement le coût.

Réponse:

Le choix des soumissions a été effectué en conformité avec les délais prescrits dans le *Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse*. Les contrats actuellement en préparation ont été octroyés en fonction de cet échéancier.

- 1.3 Veuillez présenter les calculs expliquant en détail comment l'hypothèse d'un service d'équilibrage et d'un facteur d'utilisation de 36,5% telle qu'indiquée en note de bas de page des tableaux 2.1 et 2.2 de la référence no 2 influent sur les contributions en énergie et en puissance du premier bloc d'énergie éolienne.

Réponse:

La contribution en puissance au bilan du Distributeur est présentée après équilibrage, c'est-à-dire en compensant pour les écarts de production d'éoliennes en la ramenant à un équivalent d'une base ferme ayant un facteur d'utilisation moyen de 36,5 %. Le Distributeur a retenu l'hypothèse d'un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes tout au long de l'année. Pour arriver aux chiffres présentés au tableau 2.2 cité à la référence 2, il faut multiplier la puissance installée présentée au tableau de la réponse 1.1 (résultats de A/O 2003-02) par un facteur d'utilisation moyen de 36,5 %. Ce facteur d'utilisation est conforme aux résultats obtenus dans l'A/O 2003-02.

La contribution en énergie, présentée au tableau 2.1 cité à la référence 2, est obtenue par la multiplication suivante : puissance installée x facteur d'utilisation x nombre d'heures. Par exemple, la contribution en énergie pour l'année 2007 s'élève à 0,7 TWh (710 GWh), soit $(210 \text{ MW} * 36,5 \% * 8\ 760 \text{ h}) + (150 \text{ MW} * 36,5 \% * 744 \text{ h})$.

- 1.4 Veuillez fournir la gamme de variations possibles du facteur d'utilisation de 36,5% pour le premier bloc d'énergie éolienne. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse:

Les informations concernant l'appel d'offres A/O 2003-02 seront disponibles lors de la demande d'approbation des contrats.

- 1.5 Veuillez indiquer si les puissances indiquées au tableau 2.2 de la référence no 2 représentent la puissance à la pointe maximale de l'année ou la moyenne arithmétique des puissances disponibles aux 300 heures de pointe.

Réponse:

Les puissances indiquées au tableau 2.2 représentent la puissance disponible, après équilibrage, à la pointe du réseau d'Hydro-Québec Distribution (« pointe maximale de l'année »).

- 1.6 Veuillez expliquer comment le Distributeur a estimé les puissances de pointe du premier bloc d'énergie éolienne (référence no 2, tableau 2.2) et du second bloc (référence no 3, tableau 3.3).

Réponse:

Pour le premier bloc d'énergie éolienne, voir la réponse à la question 1.3. La contribution en puissance du second bloc d'énergie éolienne a été considérée de la même façon que le premier, c'est-à-dire après équilibrage uniforme tout au long de l'année. Les livraisons ont été étalées en fonction des besoins du Distributeur. Les premières livraisons pourraient alors débuter en décembre 2007 et s'étendre jusqu'en décembre 2011. Le Distributeur a retenu l'hypothèse d'un ajout de puissance de 200 MW au 1er décembre de chacune des années. Le facteur d'utilisation retenu pour le second bloc d'énergie éolienne est de 35 %.

Question no 2

Référence(s) :

- 1) HQD-1, Document 2, page 7
- 2) HQD-3, Document 2, page 12

Préambule :

À la référence 1, on peut lire : « Le Distributeur accorde à TransCanada Energy un contrat de 507 MW de base, suite à l'appel d'offres A/O 2002-01 lancé en février 2002. » (HQD-1, Document 2, page 7)

Par contre, le Distributeur compte sur une puissance de 547 MW pour TransCanada Energy tel qu'indiqué au tableau 2.2 de la référence 2.

Demande(s) :

- 2.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que TransCanada Energy reçoit une rétribution pour la différence de 40 MW (547 MW moins 507 MW).

Réponse:

Il n'y a aucun coût associé à la réservation des 40 MW. Le Distributeur paiera selon l'utilisation.

- 2.2 Veuillez fournir les coûts, en cents par kilowattheure, pour les cas où l'équipement de TransCanada Energy fonctionne en base (507 MW) et en pointe (547 MW).

Réponse:

Le prix moyen de l'utilisation en base des 507 MW est estimé à 6 ¢/kWh, exprimé en annuité croissante 2007. Le Distributeur n'a procédé à aucune évaluation quant à l'utilisation des 40 MW en période de pointe. Le coût de réservation étant nul, le prix moyen payable pour l'utilisation des 40 MW en période de pointe sera fonction du prix de la molécule de gaz naturel, du coût de son transport et du taux de change.

Question no 3

Référence(s) :

- HQD-1, Document 2, page 8 :

« Suite à son premier appel d'offres de court terme lancé en avril 2004, le Distributeur signe cinq transactions avec le groupe Constellation pour des approvisionnements de court terme, totalisant 250 MW en base, pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2005. »

Demande(s) :

- 3.1 Veuillez expliquer pourquoi il faut signer cinq (5) transactions avec le même fournisseur, soit le groupe Constellation, suite à l'appel d'offres de court terme d'avril 2004.

Réponse:

Le Distributeur a signé cinq transactions avec le groupe Constellation parce que celui-ci avait offert cinq blocs d'énergie avec des prix différents.

Question no 4

Référence(s) :

- HQD-2, Document 1, page 18 :

« TABLEAU 2.1 Prévision des ventes régulières au Québec par secteur de consommation - Scénario moyen (TWh) »

Demande(s) :

- 4.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les ventes indiquées à la référence no 1 représentent les consommations, avant la prise en compte des pertes électriques, des « usages internes d'Hydro-Québec » et/ou des consommations des centrales d'Hydro-Québec.

Réponse:

Les ventes indiquées à la référence no 1 représentent en effet les consommations avant la prise en compte des pertes électriques, des usages internes et des consommations des centrales d'Hydro-Québec.

- 4.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que ces ventes au Québec comprennent celles des réseaux autonomes et des réseaux municipaux.

Réponse:

Les ventes indiquées à la référence no 1 comprennent effectivement les ventes aux réseaux autonomes et aux réseaux municipaux. Alors que les ventes aux réseaux autonomes se

retrouvent réparties dans chacun des secteurs, les ventes aux réseaux municipaux se retrouvent dans le secteur Autres.

- 4.3 Veuillez fournir l'historique des dix dernières années des ventes régulières au Québec, par secteur de consommation, dans un format comparable à celui de la référence no 1.

Réponse:

Voir la réponse à la question 6.1 de la Régie de l'énergie (HQD-5, Document 1).

Question no 5

Référence(s) :

- 1) HQD-2, Document 1, page 19, lignes 13-16 :

« C'est à partir de la prévision des besoins en énergie visés par le Plan que seront déterminés les approvisionnements requis. Par définition, il s'agit des besoins des clients desservis par le réseau de TransÉnergie, les réseaux autonomes faisant l'objet d'un exercice de planification séparé. »

- 2) HQD-2, Document 1, page 21, note de bas de page no 4 :

« À compter du présent plan, le terme «besoins réguliers du Distributeur» remplace le terme «besoins réguliers au Québec» utilisé auparavant. La définition des besoins réguliers du Distributeur se limite aux besoins des clients desservis par le réseau de TransÉnergie et exclut donc les besoins des réseaux autonomes. »

Demande(s):

- 5.1 Étant donné que le Plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution vise aussi les besoins des réseaux autonomes, veuillez justifier le choix du terme « Besoins visés par le Plan » pour désigner les besoins des clients desservis par le réseau de TransÉnergie (référence no 1).

Réponse:

Voir R-3470-2001, HQD-1, Document 1, p.5.

- 5.2 Veuillez indiquer si les définitions en question ont été acceptées par la Régie de l'énergie ou non.

Réponse:

La Régie a approuvé le *Plan d'approvisionnement 2002-2011*.

- 5.3 Veuillez confirmer que le terme « Besoins réguliers du Distributeur » indiqué à la référence no 2 est synonyme de « Besoins visés par le Plan » indiqué à la référence 1.

Réponse:

En puissance, et dans le contexte spécifique du *Plan d'approvisionnement 2005-2014*, le terme « Besoins réguliers du Distributeur » est synonyme de « Besoins visés par le Plan » tel que l'indique le tableau 2.4 de la pièce HQD-2, Document 1, page 24 de 55.

Par contre, en énergie, les besoins visés par le Plan n'incluent pas la consommation des centrales d'Hydro-Québec Production associée à l'électricité patrimoniale alors que les besoins réguliers du Distributeur — notion qui en énergie ne figure pas directement dans les bilans de l'actuel Plan — incluent cette consommation par définition.

- 5.4 Veuillez expliquer pourquoi les besoins réguliers des consommateurs des réseaux autonomes ne font pas partie des « besoins réguliers du Distributeur » mentionnés à la référence no 2.

Réponse:

Voir R-3470-2001, HQD-1, Document 1, p.5.

Question no 6

Référence(s) :

- 1) HQD-2, Document 1, page 20 :

« Usage interne, soit la consommation d'électricité par Hydro-Québec dans ses bâtiments et ses chantiers. »

2) HQD-2, Document 1, page 20 :

« Tableau 2.3 – Prévion des besoins en énergie – Scénario moyen (TWh) »

Demande(s) :

6.1 Veuillez fournir la ventilation des usages internes, soit la consommation par Hydro-Québec dans ses bâtiments et ses chantiers selon la définition d'Hydro-Québec Distribution, par division administrative d'Hydro-Québec (HQP, HQT, HQD et autres).

Réponse:

Les chiffres qui suivent sont préliminaires

Facturation de la consommation des bâtiments en 2004

	Consommation en kWh
HQP	71 395 515
HQT	83 596 180
HQD	172 261 885
Autres	44 111 770
Total	371 365 350

Facturation de la consommation des chantiers en 2004

	Consommation en kWh
HQP	125 288 354

6.2 Veuillez indiquer si HQD facture les autres divisions d'Hydro-Québec pour les « usages internes » ou non.

Réponse:

Oui. La consommation des autres divisions et unités administratives d'Hydro-Québec est regroupée dans la ligne « autres » du tableau de la réponse à la question 6.1, ci-dessus.

6.3 Veuillez fournir les taux de pertes de distribution (en pourcentage) et les pertes de distribution (en GWh) pour chacune des années indiquées à la référence no 2.

Réponse:

TABLEAU R6.3
Prévision des pertes de distribution et de transport
Scénario moyen (TWh)

	2004 ¹	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Taux de pertes distribution ²	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,1%	2,2%	2,2%	2,2%
Pertes de distribution	3,7	3,7	3,8	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0
Taux de pertes transport ³	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%
Pertes de transport	8,7	9,0	9,2	9,3	9,4	9,5	9,6	9,6	9,7	9,8	9,8

1 Normalisé pour les conditions climatiques.

2 Correspond au rapport des pertes sur la consommation présentée au tableau 2.3 de HQD-2, Document 1, page 20.

3 Correspond au rapport des pertes sur l'énergie livrée par le réseau de transport (consommation plus pertes de distribution).

6.4 Veuillez fournir les taux de pertes de transport (en pourcentage) et les pertes de transport (en GWh) pour chacune des années indiquées à la référence no 2.

Réponse:

Voir la réponse à la question 6.3.

Question no 7

Référence(s) :

1) HQD-2, Document 1, page 20, lignes 15-17 :

« L'exercice de prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver doit tenir compte, outre les besoins en énergie définis à la section 2.1.3, de la consommation des centrales d'Hydro-Québec Production associée à l'électricité patrimoniale puisque la mesure de la puissance n'est généralement faite qu'aux bornes des alternateurs ».

2) HQD-2, Document 1, page 24 :

« Tableau 2.4 Prédiction des besoins à la pointe d’hiver par usage final – Scénario moyen (MW) »

Demande(s) :

7.1 Est-ce que la puissance mesurée aux bornes des alternateurs d’Hydro-Québec Production sert à la fois à la consommation des centrales d’HQP, aux besoins des clients du Distributeur et des clients externes d’HQP? Veuillez expliquer.

Réponse:

Oui.

7.2 Le Distributeur fait-il une conciliation entre les résultats de sa prévision en puissance avec celle mesurée aux bornes des alternateurs d’Hydro-Québec Production ? Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse:

Le Distributeur ne comprend pas la question telle qu’elle est formulée.

7.3 Veuillez fournir l’énergie (GWh) et la puissance (MW) des consommations des centrales d’HQP associées à l’électricité patrimoniale.

Réponse:

Énergie : environ 660 GWh

Puissance maximale : environ 120 MW

Puissance moyenne : 75 MW

7.4 La prise en compte de la consommation des centrales d’Hydro-Québec Production dans la prévision en puissance du Distributeur se limite-elle seulement à l’électricité patrimoniale ou à l’ensemble des contrats d’HQP avec HQD ? Veuillez expliquer.

Réponse:

Elle se limite à l’électricité patrimoniale.

- 7.5 Est-ce que les puissances de pointe des contrats non patrimoniaux avec HQP et avec les autres fournisseurs sont mesurées aux bornes des alternateurs ?

Réponse:

Les quantités d'électricité sont établies au point de livraison situé du côté haute tension des transformateurs du poste de départ des centrales.

- 7.6 Veuillez indiquer comment la prise en compte des consommations des centrales d'Hydro-Québec Production dans la prévision en puissance se répercute sur chacune des sept (7) catégories d'usage identifiées à la référence no 2. Veuillez chiffrer les répercussions.

Réponse:

Voir la réponse à la question 10.1 de la Régie (HQD-5, Document 1.1).

- 7.7 Veuillez expliquer en détail tout lien possible entre la prise en compte par le Distributeur de la consommation des centrales d'HQP dans sa prévision des besoins en puissance mentionnée à la référence no 1 et les obligations d'Hydro-Québec Production stipulées au décret 1277-2001 du 24 octobre 2001, notamment l'article 5 qui traite du « profil annuel des valeurs horaires de puissance classées par ordre décroissant ».

Réponse:

La prévision des besoins en puissance du Distributeur doit inclure la consommation des centrales d'Hydro-Québec Production puisque le profil horaire de l'électricité patrimoniale, tel qu'il est présenté au décret 1277-2001, l'inclut. Ainsi, la valeur maximale du profil horaire de l'électricité patrimoniale qui est de 34 342 MW inclut la puissance maximale associée aux consommations de centrales.

- 7.8 Est-ce que les consommations des centrales d'Hydro-Québec Production reliées à l'électricité patrimoniale font partie des « services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité » mentionnés au 4ème alinéa du décret 1277-2001 ? Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse:

Non, la consommation des centrales d'Hydro-Québec Production n'est pas un service fourni par Hydro-Québec Production pour assurer l'approvisionnement patrimonial. Il s'agit de la quantité d'énergie requise par ses centrales pour fournir le volume annuel d'électricité patrimoniale.

7.9 Veuillez fournir l'énergie calculée pour la courbe de puissances classées identifiées à l'annexe A du décret 1277-2001.

Réponse:

La quantité totale d'énergie comprise dans le profil horaire de l'électricité patrimoniale est de 179,52 TWh. La différence entre cette valeur et le volume annuel d'électricité patrimonial de 178,86 TWh, incluant les pertes, correspond à la consommation des centrales d'Hydro-Québec Production associée à l'électricité patrimoniale.

Question no 8

Référence(s) :

- HQD-2, Document 1, page 21, lignes 21-24 et suite :

« Chauffage des locaux

Le chauffage des locaux au secteur Domestique et Agricole représente 27 % des besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2003-2004 et montre une hausse de 525 MW entre les hivers 2003-2004 et 2013-2014. Cela correspond à un taux de croissance annuel moyen de 0,6 %, un taux inférieur à celui des besoins réguliers du Distributeur. »

Demande(s) :

8.1 Veuillez indiquer si la demande reliée au chauffage des locaux prévue par le Distributeur tient compte d'un lien possible avec les augmentations de tarifs prévues par HQD pour les dix prochaines années.

Réponse:

La prévision des ventes d'électricité au Québec incorpore une hypothèse de hausses tarifaires sur l'ensemble de la période couverte par le Plan d'approvisionnement. Cette hypothèse est nécessaire pour tenir compte de la position concurrentielle de l'électricité vis-à-vis des autres formes d'énergie.

Question no 9

Référence(s) :

- HQD-2, Document 1, page 23, lignes 10-17 :

« Industriel Grandes entreprises

Le secteur Industriel Grandes entreprises représente 22 % des besoins à la pointe de l'hiver 2003-2004 et soutient de façon très importante la progression des besoins avec une part de 42 %. La hausse prévue entre 2003-2004 et 2013-2014 s'élève à 1 220 MW, soit 1,5 % en moyenne par année. Ce taux de croissance est presque deux fois plus élevé que celui des besoins totaux. Le projet d'expansion d'Alouette constitue un élément important de la croissance de cette période. »

Demande(s) :

- 9.1 Veuillez indiquer si, et si oui dans quelle mesure, la prévision de la demande du secteur industriel par Hydro-Québec Distribution tient compte du lien possible entre l'implantation et/ou l'agrandissement au Québec des industries grandes consommatrices d'énergie et l'augmentation des tarifs envisagées par Hydro-Québec Distribution pour les dix prochaines années.

Réponse:

La prévision des ventes d'électricité au Québec incorpore une hypothèse de hausses tarifaires sur l'ensemble de la période couverte par le Plan d'approvisionnement. Cette hypothèse est nécessaire pour tenir compte de la position concurrentielle de l'électricité vis-à-vis des autres formes d'énergie au Québec et vis-à-vis des prix de l'électricité pratiqués dans le reste du monde.

- 9.2 Veuillez préciser si, et si oui dans quelle mesure, le scénario faible de la croissance de la demande tient compte du lien mentionné à la question précédente.

Réponse:

Le scénario faible intègre la même hypothèse de hausses tarifaires que les scénarios moyen et fort.

Question no 10

Référence(s) :

- HQD-2, Document 1, page 39, lignes 19 à 25 :

« Pour chaque mois de l'horizon de prévision, une CPC moyenne est établie en calculant, à chacun de ses rangs horaires, la valeur moyenne des 210 CPC spécifiques. Le maximum de la CPC moyenne mensuelle obtenue correspond à la pointe mensuelle prévue (à conditions climatiques normales) et la surface sous la courbe correspond à la prévision mensuelle des besoins en énergie visés par le Plan augmentés de la consommation des centrales d'Hydro-Québec Production associée à l'électricité patrimoniale. »

Demande(s) :

- 10.1 Veuillez expliquer pourquoi la surface sous la courbe correspond « à la prévision mensuelle des besoins en énergie visés par le Plan augmentés de la consommation des centrales d'Hydro-Québec Production associée à l'électricité patrimoniale ».

Réponse:

La surface sous la courbe de puissances classées moyenne correspond aux besoins en énergie visés par le Plan, augmentés de la consommation des centrales d'Hydro-Québec Production associée à l'électricité patrimoniale parce que la prévision des besoins en puissance (besoins réguliers du Distributeur) est établie selon cette définition de besoins. La prévision des besoins en puissance est ainsi définie, étant donné que les valeurs du profil horaire d'électricité patrimoniale montrées à l'annexe A du décret 1277-2001 correspondent au volume de consommation d'électricité patrimoniale, augmenté des pertes de

transport et de distribution et de la consommation des centrales d'Hydro-Québec Production qui lui est associée.

Question no 11

Référence(s) :

- HQD-2, Document 1, page 39, lignes 26-28, et page 40, lignes 1-6 :

« L'agrégation des 12 CPC moyennes mensuelles d'une année donne, après classement décroissant, une CPC annuelle. L'évolution prévue de cette courbe de puissances classées annuelle pour quelques années repères est présentée à titre d'exemple au graphique 2.1 qui suit. Dans le cas de l'année 2008, le profil mensuel de février a été ramené à 28 jours afin de rendre le profil annuel comparable à celui des autres années.

GRAPHIQUE 2.1

Évolution des courbes de puissances classées du profil horaire des besoins - Année 2008, 2010 et 2014 »

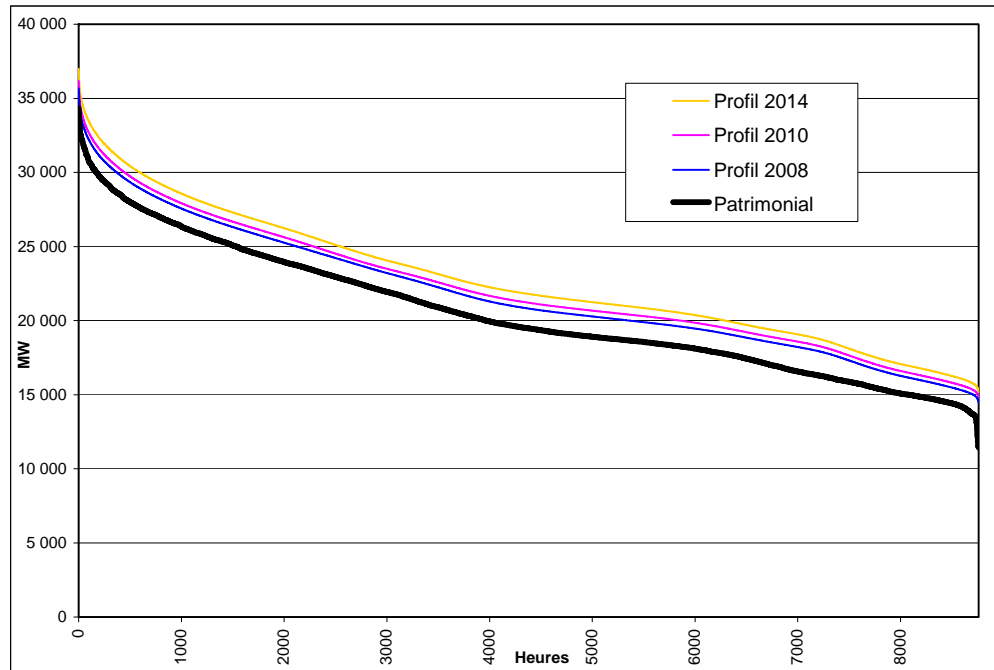
Demande(s) :

- 11.1 Veuillez comparer les courbes de puissances classées montrées au graphique 2.1 de la référence no 1 avec le profil des livraisons d'électricité patrimoniale identifié à l'annexe A du décret 1277-2001. Veuillez expliquer les écarts et les illustrer sous forme de graphique similaire à celui de la référence no 1.

Réponse:

Le graphique qui suit présente l'évolution des courbes de puissances classées du profil horaire de l'électricité patrimoniale et des besoins des années 2008, 2010 et 2014.

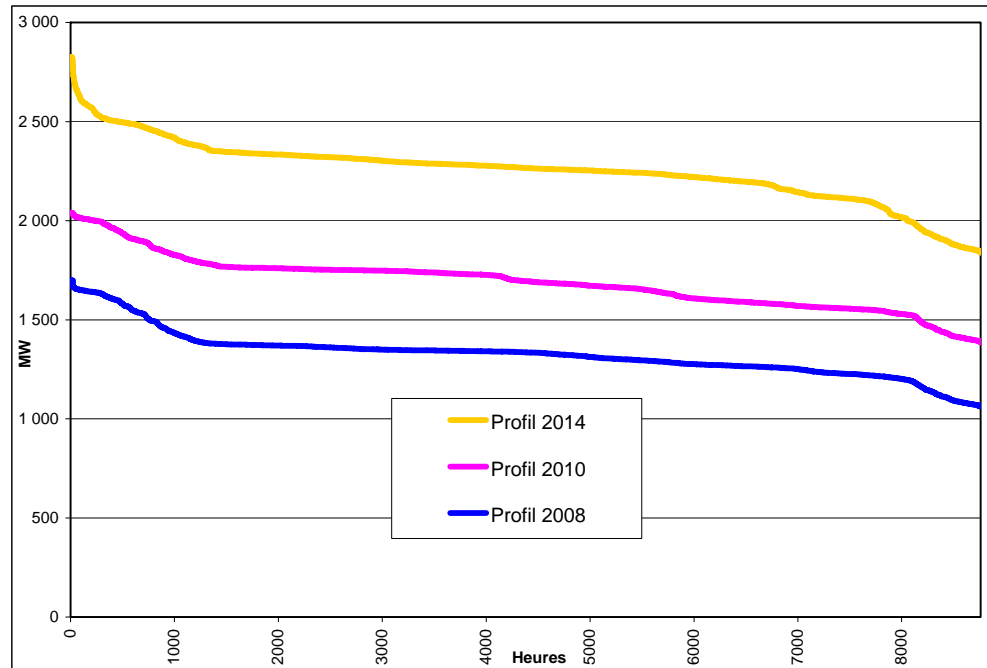
Courbes de puissances classées de l'électricité patrimoniale et des besoins
Années 2008, 2010 et 2014



Pour une année donnée, par exemple 2014, l'écart entre la courbe de puissances classées des besoins et celle de l'électricité patrimoniale correspond aux approvisionnements requis au-delà de l'électricité patrimoniale pour combler les besoins de l'année 2014.

Le graphique qui suit présente les courbes de puissances classées des approvisionnements au-delà de l'électricité patrimoniale, pour les années 2008, 2010 et 2014.

Courbe de puissances classées des approvisionnements requis au-delà de l'électricité patrimoniale
Années 2008, 2010 et 2014



Question no 12

Référence(s) :

- HQD-2, Document 1, page 51 :

« Annexe A - SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE
Scénarios d'encadrement fort et faible - méthodologie »

Demande(s) :

- 12.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que la méthodologie d'établissement des scénarios d'encadrement fort et faible de la prévision de la demande dans le présent dossier est la même que celle utilisée dans le premier plan d'approvisionnement d'HQD (Plan d'approvisionnement 2002-2011).

Réponse:

La méthodologie d'établissement des scénarios d'encadrement fort et faible de la prévision des ventes du présent Plan

d'approvisionnement est exactement la même que celle utilisée dans le premier Plan d'approvisionnement.

Pour le premier Plan d'approvisionnement, la prévision des scénarios fort et faible des besoins en puissance à la pointe d'hiver était établie selon une approche simplifiée, soit l'application du ratio « puissance à la pointe/énergie annuelle » calculé pour chaque année sur l'ensemble des besoins prévus au scénario moyen. Dans le cadre du présent Plan, la prévision des scénarios fort et faible des besoins en puissance est obtenue en appliquant aux scénarios fort et faible de la demande en énergie la même méthodologie que pour le scénario moyen.

12.2 Veuillez comparer les ventes en TWh et les besoins en puissance en MW des scénarios fort et faible présentés dans le présent dossier avec ceux des scénarios correspondants présentés dans le premier plan d'approvisionnement. Veuillez expliquer les écarts.

Réponse:

Tableau R12.2.a
Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2002-2011
Prévision des ventes régulières au Québec
Scénario fort (TWh)

	2001 ^{1,2}	2002 ³	2003 ⁴	2004 ⁵	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Croiss. 2001-11
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	154,5	159,2	165,7	165,9	175,1	177,9	181,3	185,6	188,5	191,3	194,2	39,7
Plan d'approvisionnement 2002-2011	156,6	162,8	167,0	171,1	174,5	178,7	182,2	186,2	188,5	191,4	194,7	38,1
Écart	-2,1	-3,6	-1,3	-5,2	0,6	-0,8	-0,9	-0,6	0,0	-0,1	-0,5	

1 Pour le Plan d'approvisionnement 2002-2011, incluant les ventes publiées de janvier à août 2001, normalisées pour les conditions climatiques.

2 Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques, corrigées de l'ajustement comptable de novembre 2001 (excluant les ventes associées aux années 1998, 1999 et 2000) et de l'ajustement comptable de novembre 2002 (incluant les ventes se rapportant à 2001).

3 Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques, corrigées de l'ajustement comptable de novembre 2002 (excluant les ventes associées à l'année 2001) et de l'ajustement comptable de novembre 2003 (incluant les ventes se rapportant à 2002).

4 Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques, corrigées de l'ajustement comptable de novembre 2003 (excluant les ventes associées à l'année 2002), incluant une provision pour l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 (+816 GWh se rapportant aux ventes de 2003).

5 Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2004, normalisées pour les conditions climatiques et incluant une provision pour l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 (+268 GWh se rapportant aux six premiers mois de 2004, excluant la partie se rapportant aux ventes de 2003).

Tableau R12.2.b
Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2002-2011
Prévision des ventes régulières au Québec
Scénario faible (TWh)

	2001 ^{1,2}	2002 ³	2003 ⁴	2004 ⁵	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Croiss. 2004-11
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	154,5	159,2	165,7	162,3	163,6	168,5	169,2	169,8	169,5	169,9	170,3	15,8
Plan d'approvisionnement 2002-2011	152,9	154,5	156,0	157,3	156,9	157,1	157,5	158,3	158,1	158,6	159,0	6,1
Écart	1,6	4,7	9,7	5,0	6,7	11,4	11,7	11,5	11,4	11,3	11,3	

- 1 Pour le Plan d'approvisionnement 2002-2011, incluant les ventes publiées de janvier à août 2001, normalisées pour les conditions climatiques.
- 2 Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques, corrigées de l'ajustement comptable de novembre 2001 (excluant les ventes associées aux années 1998, 1999 et 2000) et de l'ajustement comptable de novembre 2002 (incluant les ventes se rapportant à 2001).
- 3 Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques, corrigées de l'ajustement comptable de novembre 2002 (excluant les ventes associées à l'année 2001) et de l'ajustement comptable de novembre 2003 (incluant les ventes se rapportant à 2002).
- 4 Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques, corrigées de l'ajustement comptable de novembre 2003 (excluant les ventes associées à l'année 2002), incluant une provision pour l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 (+816 GWh se rapportant aux ventes de 2003).
- 5 Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2004, normalisées pour les conditions climatiques et incluant une provision pour l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 (+268 GWh se rapportant aux six premiers mois de 2004, excluant la partie se rapportant aux ventes de 2003).

Les écarts entre les scénarios fort et faible présentés dans le présent dossier et les scénarios correspondants présentés dans le premier plan d'approvisionnement s'expliquent tout d'abord par l'année de base de la prévision du présent dossier, soit la révision d'août 2004. Tel que spécifié dans les notes de bas de tableau R.12.2.a et R12.2.b, la révision d'août 2004 inclut des ventes publiées de janvier 2001 à juillet 2004 alors que la révision d'août 2001 intègre des ventes prévues dès septembre 2001. Or, il appert que les ventes publiées entre 2001 et 2003 se sont situées à l'intérieur de la fourchette des scénarios fort et faible de la révision d'août 2001.

De plus, le conflit de travail à l'aluminerie A.B.I. occasionne en 2004 un écart important entre les deux scénarios forts, rapidement atténué en 2005, puisque le scénario fort de la révision d'août 2004 intègre une reprise rapide de la production à cette usine. Toujours du côté des ventes aux Grandes entreprises, la prise en compte d'Alouette 2 dans le scénario faible de la révision d'août 2004 amène, dès 2005, une augmentation des ventes qui n'est pas présente dans le scénario faible de la révision d'août 2001.

Par ailleurs, depuis le Plan d'approvisionnement 2002-2011, la révision à la hausse de la prévision des principales variables démographique et en particulier des mises en chantier, en raison de l'effervescence du marché de l'habitation observée depuis 2002, s'est traduit par un rehaussement du scénario moyen et

des scénarios d'encadrement de la prévision des ventes du secteur Domestique et Agricole du présent Plan d'approvisionnement.

Enfin, pour chacun des secteurs, les trois scénarios du Plan d'approvisionnement 2005-2014 intègrent, comparativement au Plan d'approvisionnement 2002-2011, des prévisions plus élevées d'économies d'énergie découlant du Plan global en efficacité énergétique.

**Tableau R12.2.c
Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2002-2011
Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver
Scénario fort (MW)**

	2001- 2002 ¹	2002- 2003 ¹	2003- 2004 ¹	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	Croiss. 01-10
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR²											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	32 230	33 890	34 450	34 960	36 230	36 680	37 280	37 850	38 340	38 800	6 570
Plan d'approvisionnement 2002-2011 ³	33 000	33 980	34 780	35 650	36 520	37 250	37 930	38 570	39 170	39 790	6 790
Écart	-770	-90	-330	-690	-290	-570	-650	-720	-830	-990	

¹ Pointe normalisée pour les conditions climatiques.

² À compter du présent Plan, le terme « besoins réguliers du Distributeur » remplace le terme « besoins réguliers au Québec » utilisé auparavant. La définition des besoins réguliers du Distributeur se limite aux besoins rattachés au réseau de TransÉnergie et exclut donc les besoins des réseaux autonomes.

³ La prévision présentée dans le Plan d'approvisionnement 2002-2011 incluait les besoins des réseaux autonomes. Pour fins de comparaison avec la prévision du Plan d'approvisionnement 2005-2014, elle a été corrigée pour en exclure les besoins des réseaux autonomes.

**Tableau R12.2.d
Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2002-2011
Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver
Scénario faible (MW)**

	2001- 2002 ¹	2002- 2003 ¹	2003- 2004 ¹	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	Croiss. 01-10
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR²											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	32 230	33 890	34 450	33 450	34 670	34 740	34 750	34 750	34 810	34 830	2 600
Plan d'approvisionnement 2002-2011 ³	31 740	31 950	32 150	32 310	32 350	32 320	32 350	32 410	32 480	32 550	810
Écart	490	1 940	2 300	1 140	2 320	2 420	2 400	2 340	2 330	2 280	

¹ Pointe normalisée pour les conditions climatiques.

² À compter du présent Plan, le terme « besoins réguliers du Distributeur » remplace le terme « besoins réguliers au Québec » utilisé auparavant. La définition des besoins réguliers du Distributeur se limite aux besoins rattachés au réseau de TransÉnergie et exclut donc les besoins des réseaux autonomes.

³ La prévision présentée dans le Plan d'approvisionnement 2002-2011 incluait les besoins des réseaux autonomes. Pour fins de comparaison avec la prévision du Plan d'approvisionnement 2005-2014, elle a été corrigée pour en exclure les besoins des réseaux autonomes.

Les écarts entre les scénarios fort et faible de la prévision des besoins en puissance du présent Plan et les scénarios correspondants présentés dans le premier Plan

d'approvisionnement s'expliquent tout d'abord par le fait que l'hiver de départ de la prévision n'est pas le même. Pour la révision d'août 2004, le premier hiver sur lequel porte la prévision est l'hiver 2004-2005 alors que pour la révision d'août 2001, il s'agissait de l'hiver 2001-2002. Les écarts montrés aux tableaux R12.2c et R12.2d pour les hivers 2001-2002 à 2003-2004 correspondent à l'écart entre l'historique des pointes d'hiver normalisées et les besoins en puissance à la pointe d'hiver des scénarios d'encadrement du premier Plan d'approvisionnement. Ces écarts montrent que les pointes normalisées des hivers en question se sont situées à l'intérieur des fourchettes des scénarios d'encadrement de la révision d'août 2001.

Pour le secteur Industriel Grandes entreprises, le conflit de travail chez A.B.I. occasionne pour l'hiver 2004-2005 un écart important entre les deux scénarios forts, écart disparu à l'hiver 2005-2006 puisque le scénario fort de la révision d'août 2004 intègre une reprise de la production à cette usine en 2005. Toujours dans ce secteur, la prise en compte d'Alouette 2 dans le scénario faible de la révision d'août 2004 amène, à partir de l'hiver 2005-2006, une augmentation des besoins en puissance qui n'est pas présente dans le scénario faible de la révision d'août 2001.

Par ailleurs, depuis le Plan d'approvisionnement 2002-2011, la révision à la hausse du scénario moyen et des scénarios d'encadrement de la prévision des ventes du secteur Domestique et Agricole du présent Plan d'approvisionnement s'est traduite, dans la prévision en puissance des besoins réguliers du Distributeur des scénarios d'encadrement, par une hausse des besoins en puissance attribuables à ce secteur. Cette hausse réduit les écarts entre les scénarios forts et augmentent les écarts entre les scénarios faibles.

Enfin, les trois scénarios du Plan d'approvisionnement 2005-2014 intègrent, comparativement au Plan d'approvisionnement 2002-2011, des prévisions plus élevées d'économies d'énergie découlant du Plan global en efficacité énergétique. Ces économies d'énergie supplémentaires réduisent les écarts entre les scénarios faibles et augmentent les écarts entre les scénarios forts.

Question no 13

Référence(s) :

- HQD-3, Document 1, page 5, lignes 18-23 :

« Cette variabilité importante des besoins a amené le Distributeur à se doter d'un critère de fiabilité en énergie, afin d'assurer la sécurité des approvisionnements de sa clientèle.

De façon générale, ce critère vise à ce que le Distributeur ait les moyens nécessaires pour faire face à des scénarios plus forts que le scénario moyen de la demande.

Dans son dernier Plan d'approvisionnement 2002-2011, le Distributeur retenait le scénario d'encadrement fort de la demande comme balise. De plus, compte tenu de l'écart grandissant entre le scénario fort et le scénario moyen en fonction de l'éloignement de l'horizon, l'application de ce critère était limitée à 4 ans, horizon au-delà duquel le Distributeur peut acquérir de nouveaux approvisionnements de long terme. »

Demande(s) :

- 13.1 Veuillez indiquer si le critère de fiabilité en énergie dont se dote le Distributeur a été approuvé ou non par la Régie. Dans l'affirmative, veuillez fournir les références.

Réponse:

Celui du *Plan d'approvisionnement 2005-2014* fait partie de la présente demande.

- 13.2 Veuillez indiquer spécifiquement si la limite de 4 ans mentionnée à la référence no 1 a été approuvée ou non par la Régie. Veuillez fournir les références pertinentes.

Réponse:

Dans le présent Plan, le Distributeur propose de reformuler son critère de fiabilité en énergie. Par conséquent, il est soumis à la Régie pour approbation. Pour plus d'informations concernant le délai de quatre (4) ans retenu par le Distributeur pour son critère

de fiabilité en énergie, voir la réponse à la question 3 de l'AIEQ (HQD-5, Document 2) et la réponse à la question à 29.1 de la Régie (HQD-5, Document 1.1).

Question no 14

Référence(s) :

- 1) HQD-3, Document 1, page 8, lignes 3-16 :

«Hydro-Québec Production doit fournir la puissance installée requise associée à l'électricité patrimoniale. Le Distributeur doit fournir la puissance installée requise (incluant les pertes) associée aux besoins qui excèdent le volume de consommation patrimoniale. Depuis le premier Plan, le Distributeur a revu les taux de réserve en puissance qu'il doit utiliser selon l'horizon retenu. Par la même occasion, le Distributeur de concert avec Hydro-Québec Production a également établi de façon plus précise la réserve requise qui devrait être assurée par celle-ci pour l'électricité patrimoniale.

Le tableau 2.1 montre, pour les besoins visés par le présent Plan, l'impact des changements sur les besoins de réserve en puissance.»

Tableau 2.1
Impact de la variation des taux de réserve en puissance (MW)

	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
Besoins à la pointe visés par le plan	34 184	35 412	35 674	36 011	36 282	36 532	36 699	36 909	37 144	37 365
Selon l'État d'avancement 2003										
Réserve requise du Distributeur	3 598	3 756	3 924	3 951	3 991	4 019	4 037	4 050	4 086	4 110
- Réserve patrimoniale	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600
= Réserve additionnelle requise	-2	156	324	381	381	419	437	450	486	510
Selon le Plan d'approvisionnement 2005-2014										
Réserve requise du Distributeur	3 008	3 298	3 389	3 637	3 664	3 690	3 707	3 728	3 752	3 774
- Réserve patrimoniale	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100
= Réserve additionnelle requise	-92	198	289	537	564	590	607	628	652	674
ÉCART	-90	2	-35	176	173	171	170	168	166	164

- 2) HQD-3, Document 1, page 10, lignes 5-13 :

« En ce qui concerne la réserve requise en puissance qui devrait être assurée par Hydro-Québec Production pour l'électricité patrimoniale, elle s'établit maintenant à 3 100 MW. Elle correspond à un taux de réserve de l'ordre de 9 %. Cette baisse de la réserve associée à l'électricité patrimoniale reflète, d'une part, la réduction des taux de réserve expliquée plus haut et, d'autre part, le fait que c'est le Distributeur qui a la responsabilité d'acquérir la puissance installée requise en excédent du volume de consommation patrimoniale et d'assurer les approvisionnements pour faire face aux aléas de prévision de la demande, lesquels croissent avec l'horizon de planification. »

3) HQD-3, Document 2, page 6, lignes 7-12 :

« Toutefois, à compter de la première année où le volume de consommation patrimoniale est atteint, les livraisons d'électricité patrimoniale ne peuvent excéder le profil annuel des puissances classées inclus au Décret. Même si le critère de fiabilité en puissance est garanti par Hydro-Québec Production, l'énergie associée à la puissance en dépassement du profil ne fait pas partie de l'électricité patrimoniale. »

Préambule :

Le Distributeur a reconnu à la référence no 1 que HQP doit fournir la puissance installée requise associée à l'électricité patrimoniale. Par ailleurs, le 4^{ème} alinéa du décret 1277-2001 dicte que « *les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale pour un volume de 165 térawattheures, [doivent] inclure tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité (...)* »

Demande(s) :

- 14.1 Veuillez justifier pourquoi le calcul de la réserve requise du Distributeur doit tenir compte de celle associée à l'électricité patrimoniale qui est sous la responsabilité d'Hydro-Québec Production.

Réponse:

Les réseaux électriques nord-américains se sont dotés d'un critère de fiabilité en matière d'approvisionnement en électricité. Membre du NPCC, le Distributeur doit assurer le respect du critère de fiabilité en puissance. La puissance installée requise

pour satisfaire le critère est présenté en fonction de la pointe annuelle des besoins québécois plus une réserve pour faire face aux aléas (réserve requise).

Donc, le calcul de la puissance installée requise du Distributeur s'applique à l'ensemble des approvisionnements, dont l'électricité patrimoniale et la puissance installée requise pour en assurer la fiabilité.

Préambule :

Tel que le montre le tableau 2.1 de la référence no 1, et tel que mentionné à la référence No. 2, la réserve patrimoniale a baissé de 3600 MW dans l'État d'avancement 2003 à 3100 MW dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014.

Demande(s) :

- 14.2 Dans l'hypothèse d'une sous-évaluation de cette réserve en puissance pour l'électricité patrimoniale, qui serait responsable des effets éventuels sur la fiabilité de l'approvisionnement en électricité destinée à la clientèle du Distributeur ?

Réponse:

Le Distributeur à la responsabilité d'assurer la sécurité et la fiabilité des approvisionnements québécois. Le Producteur a la responsabilité d'assurer la sécurité et la fiabilité de l'électricité patrimoniale.

Une réévaluation de la réserve requise associée à l'électricité patrimoniale, entraînerait une révision de la réserve requise du Distributeur. Le Producteur assumerait l'écart provenant de la réévaluation de la réserve requise de l'électricité patrimoniale associée à des réestimation des taux de pannes, de la durée des pannes et période de maintenance, ainsi que l'impact de l'aléa température imputée à l'électricité patrimoniale.

- 14.3 Veuillez qualifier la « garantie » de l'électricité patrimoniale mentionnée par le Distributeur à la référence no 3. Veuillez expliquer le lien entre cette garantie et le calcul de la réserve en puissance associée à l'électricité patrimoniale.

Réponse:

Le Producteur garantit la puissance associée à l'électricité patrimoniale , soit 34 342 MW et la réserve sur l'électricité patrimoniale. Le Producteur garantit les livraisons d'électricité patrimoniale selon les termes du Décret 1277-2001. Toute livraison par le Producteur au-delà du volume d'électricité patrimoniale n'est pas restreinte aux termes du Décret 1277-2001.

Question no 15

Référence(s) :

- HQD-3, Document 1, page 8, lignes 17-19 :

« Dans son premier Plan d'approvisionnement, étant donné l'incertitude sur les caractéristiques des sources d'alimentation des futurs contrats d'approvisionnement, le Distributeur proposait d'appliquer, de façon provisoire, un taux de réserve de 15 % sur ses besoins qui excédaient l'électricité patrimoniale. Il mentionnait également que cette valeur pourrait être modifiée s'il y avait lieu, suite aux résultats de l'appel d'offres. »

Demande(s) :

- 15.1 Veuillez fournir les taux de panne d'équipement utilisés par le Distributeur pour les contrats d'approvisionnements post patrimoniaux, ainsi que pour l'électricité patrimoniale.

Réponse:

Les taux de pannes utilisés pour l'évaluation de la réserve requise pour le parc d'Hydro-Québec Production sont présentés dans le document *Hydro-Québec Triennial Review of Resource Adequacy*, novembre 2002. Ils n'ont pas été modifiés depuis.

Les taux de panne varient en fonction du type d'équipement et de sa maturité. Ils varient de 1,1 % à 4,8 % pour les équipements hydrauliques et de 4 % à 10 % pour les équipements thermiques.

Pour l'électricité patrimoniale, les taux de panne correspondent à ces taux. Au-delà de l'électricité patrimoniale, les taux de panne devraient correspondre à ceux des équipements sous contrats.

Jusqu'à maintenant, le Distributeur a utilisé des taux équivalents à ceux de l'électricité patrimoniale.

Question no 16

Référence(s) :

1) HQD-3, Document 1, page 9, lignes 9-12 :

« Les dernières études réalisées dans le cadre de la Revue Triennale sur la suffisance des ressources, que doit soumettre Hydro-Québec au NPCC, ont permis de revoir de façon plus précise les taux de réserve en puissance qu'il devrait utiliser selon l'horizon retenu. »

Demande(s) :

16.1 Veuillez déposer les études mentionnées à la référence no 1.

Réponse:

Voir réponse à la question 12 de la Régie (HQD-5, Document 1.1).

16.2 Veuillez préciser les différences, notamment en terme de besoins de puissance et des moyens d'approvisionnement (ressources), entre les informations et données contenues dans les études sur la suffisance des ressources d'Hydro-Québec mentionnée à la référence 1 et dans la démonstration requise par la Régie de l'énergie pour prouver le respect du critère de fiabilité en puissance par le Distributeur en 2005.

Réponse:

Voir réponse à la question 12 de la Régie (HQD-5, Document 1.1).

Question no 17

Référence(s) :

- 1) HQD-3, Document 1, page 9, ligne 16 et page 10, ligne 7
- 2) Hydro-Québec Distribution – Document A - 2004-2005 Winter Assessment NPCC/Québec (Suivi de la décision D-2002-169 - Hydro-Québec, lettre de

M^e Nicole Lemieux à M^e Véronique Dubois de la Régie datée du 25 novembre 2004 - Site Internet de la Régie)

Préambule :

La référence no 1 indique des taux de réserve variant de 8,8% pour 2004-2005 à 0,1% pour 2007-2008. À la page 10 de la même référence, HQD indique un taux de réserve de 9% pour l'électricité patrimoniale.

La référence no 2 (évaluation de NPCC, page 31, dernier paragraphe) indique une réserve en puissance de 11% au minimum :

« For the Québec area, this is achieved with a reserve margin of at least 11 percent, satisfied for the winter of 2004/2005 with a projected reserve margin of 11.7 percent, calculated as a percentage of the projected winter peak demand ».

Demande(s)

17.1 Veuillez expliquer les différences entre ces taux de réserve.

Réponse:

Le taux de réserve requise associé à l'électricité patrimoniale est de 9 %, alors que pour les besoins totaux le taux évolue de 8,8 % en 2004-2005 à 10,1 % en 2007-2008.

Pour plus de détails, voir les réponses aux questions 12 à 14 de la Régie (HQD-5, Document 1.1).

17.2 Quels sont les taux minimaux retenus par HQD aujourd'hui, respectivement pour l'électricité patrimoniale, les contrats post patrimoniaux, et l'ensemble des contrats d'approvisionnement sous la responsabilité d'HQD (excluant les exportations) ?

Réponse:

Voir la réponse à la question précédente.

17.3 Veuillez indiquer si le Distributeur a effectué ou non une évaluation de la fiabilité en puissance pour 2004-2005 indépendante de celle soumise par Hydro-Québec au NPCC (Northeast Power Coordinating Council) telle

qu'indiquée la référence no 2. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez en expliquer les raisons.

Réponse:

L'évaluation utilisée par le Distributeur est celle qui est reconnue et acceptée par le NPCC et présentée à la Régie de l'énergie.

Question no 18

Référence(s) :

- 1) HQD-3, Document 1, page 14, lignes 10-20 :

« Considérant les limitations et additions énoncées, l'entretien requis sur les équipements d'interconnexion de même que la possibilité d'une panne majeure sur ces équipements, le Distributeur estime la capacité annuelle d'importation énergétique à environ 15 TWh, dont 4 TWh en périodes de pointe.

Considérant également que le Distributeur doit partager l'utilisation des interconnexions avec d'autres utilisateurs dont Hydro-Québec Production qui, en cas de faible hydraulité, compte sur la possibilité d'importation pour garantir le volume d'électricité patrimoniale et que les marchés limitrophes pourraient connaître un scénario fort de la demande, le Distributeur retient, pour des fins de planification, une dépendance envers les marchés de court terme de 5 TWh par année. »

Demande(s) :

- 18.1 Veuillez indiquer si HQD a engagé des pourparlers avec HQP pour éliminer ou diminuer l'utilisation éventuelle des interconnexions par cette dernière pour garantir la livraison d'électricité patrimoniale. Dans l'affirmative, veuillez préciser les résultats obtenus.

Réponse:

Non.

Question no 19

Référence(s) :

- HQD-3, Document 2, page 11, lignes 5-21

Préambule :

Entente-cadre avec Hydro-Québec Production

Demande(s) :

- 19.1 Veuillez préciser l'objet de l'entente-cadre et la nature de toutes les formes d'énergie qui seraient couvertes par l'entente-cadre.

Réponse:

Voir réponse à question 1 de l'UMQ (HQD-5, Document 11).

- 19.2 Est-ce que l'entente cadre permet au Distributeur de faire face à tous les besoins de court terme ne pouvant être comblés par des appels d'offres, quelle que soit la cause (par exemple, les aléas climatiques et l'énergie volontaire) ?

Réponse:

Il s'agit exclusivement de besoins de très court terme que le Distributeur ne peut satisfaire ni par des appels d'offres de court terme, ni par des achats effectués sur les marchés à très court terme (ex. DAM). Il s'agit de besoins difficilement prévisibles par le Distributeur, notamment à cause de l'aléa climatique et de l'aléa prévisionnel de très court terme. Par conséquent, l'entente-cadre est un moyen de dernier recours disponible au Distributeur.

- 19.3 Veuillez préciser si l'énergie prévue dans l'entente-cadre entre en jeu avant ou après l'électricité interruptible.

Réponse:

Puisqu'il s'agit d'un moyen de dernier recours disponible au Distributeur, l'énergie qui sera comblée par l'entente-cadre sera nécessairement acquise après avoir utilisé de façon raisonnable tous les moyens d'approvisionnement dont dispose le Distributeur, notamment l'électricité interruptible. De plus, l'utilisation réelle de l'entente-cadre ne sera constatée *a posteriori* et de façon définitive qu'au 31 décembre d'une année,

soit après la réallocation finale des valeurs horaires de l'électricité patrimoniale.

19.4 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le prix de l'électricité fournie éventuellement par HQP dans le cadre de l'entente cadre sera établi sur la base des prix de marché, et non pas sur le coût de production d'Hydro-Québec Production

Réponse :

Ces informations seront connues dès le dépôt de l'entente-cadre à la Régie pour approbation, conformément aux dispositions du *Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie.*

a) Veuillez expliquer les raisons qui ont motivé le choix effectué, le cas échéant.

Réponse:

Voir ci-dessus.

b) Veuillez expliquer le choix du marché en question, le cas échéant.

Réponse:

Voir ci-dessus.

19.5 Veuillez indiquer la date à partir de laquelle l'entente-cadre serait rendue publique.

Réponse:

Voir la réponse à la question 3 de l'UMQ (HQD-5, Document 11).

Question no 20

Référence(s) :

1) HQD-3, Document 3, page 5, lignes 6-7, tableau 1.1

Préambule :

Énergie reliée à la gestion des approvisionnements en temps réels

Demande(s)

20.1 Veuillez expliquer les quantités d'énergie classée sous la rubrique « gestion des approvisionnements en temps réels » de la référence no 1.

Réponse:

Voir réponse à la question 22.1 de la Régie (HQD-5, Document 1.1).

20.2 Veuillez fournir un estimé des coûts (en cents par kilowattheure et en M\$) de ces quantités d'énergie.

Réponse:

La meilleure estimation des coûts pour des approvisionnements de court terme que le Distributeur possède est celle déposée dans le cadre de la demande R-3541-2004. Cette estimation reposait notamment sur des contrats signés pour des approvisionnements de 2005. Le Distributeur mentionnait qu'un prix moyen de 7,5 ¢/kWh à 7,8 ¢/kWh devait être retenu comme étant une bonne indication des coûts qu'il aurait à assumer en 2005 pour l'ensemble des besoins au-delà du volume d'électricité patrimoniale. Ainsi, selon ces hypothèses de prix, le coût associé à la gestion des approvisionnements en temps réel serait de l'ordre de 37,5 M\$ à 39 M\$.

20.3 Veuillez indiquer si ces quantités sont encore requises dans l'hypothèse où le Distributeur obtient certaines capacités de stockage du Producteur.

Réponse:

Comme le Distributeur l'expliquait dans son *Plan d'approvisionnement 2002-2011*, peu de fournisseurs seraient en mesure d'offrir ce service et seule Hydro-Québec Production dispose de moyens de stockage significatifs en regard des quantités qui seraient requises (R-3470-2001, HQD-4, Document 3, réponse 8.5).

Or, dans la cause R-3526-2004, Hydro-Québec Production a clairement affirmé qu'elle n'entendait pas commercialiser de service de stockage (HQP-3, Document 1, page 24), à l'exception du service d'équilibrage requis par le Distributeur pour intégrer la production éolienne à son réseau. Il faut également noter qu'Hydro-Québec Production n'a aucune obligation envers le Distributeur, à l'égard d'un éventuel service de stockage.

Question no 21

Référence(s) :

- HQD-3, Document 3, page 6, lignes 8-9, tableau 1.2

Préambule :

Puissance additionnelle requise après avoir déduit des approvisionnements existants et en cours d'acquisition

Demande(s) :

- 21.1 Veuillez fournir le tableau 1.2 modifié en fonction d'un scénario où HQP a l'obligation de mettre à la disposition du Distributeur une quantité maximale de 34 342 MW et le profil de puissance indiqué à l'annexe A du décret 1277-2001, indépendamment de la réserve en puissance qu'elle maintient et des taux de panne de ses équipements.

Réponse:

Ce tableau n'existe pas.

- 21.2 Veuillez indiquer si le Distributeur exerce une surveillance auprès de HQP pour vérifier la disponibilité des équipements requis à la livraison de l'électricité patrimoniale et de celle associée aux contrats post patrimoniaux. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse:

Dans sa décision D-2002-169 sur le Plan d'approvisionnement 2002-2011, la Régie reconnaissait que le Distributeur devait être en mesure de vérifier la suffisance de l'approvisionnement patrimonial auprès de son fournisseur, Hydro-Québec Production . À cet égard, le Distributeur doit déposer, en novembre de

chaque année, les documents faisant la démonstration que le critère de fiabilité en puissance de 2,4 heures par année sera respecté pour l'électricité patrimoniale. Le Distributeur doit aussi déposer, en novembre et en mai de chaque année, les documents faisant la démonstration que le critère de fiabilité en énergie, énoncé par le Producteur, consistant à maintenir une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives est respecté pour l'électricité patrimoniale.

Les livraisons associées aux contrats post patrimoniaux sont garanties par des obligations contractuelles, et tout défaut de livraison, hormis ceux prévus aux contrats pour les pannes et entretien, sont sujets à des pénalités financières de la part du Distributeur.

Question no 22

Référence(s) :

- 1) HQD-3, Document 3, page 5, lignes 11-13 :

« Conformément aux dispositions du Décret, la quantité maximale d'électricité patrimoniale disponible pour les besoins du Distributeur s'établit à 165 TWh plus 8,4% de pertes de transport et de distribution, soit 178,86 TWh. »

Préambule :

Concernant le bilan de l'électricité patrimoniale à la fin de l'année

Demande(s)

- 22.1 Veuillez confirmer que l'énergie en dessous de la courbe de puissance classée du Décret est de 179,52 TWh, et non pas de 178,86 TWh.

Réponse:

Le Distributeur confirme.

- 22.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que la différence de 0,660 TWh (179,52 moins 178,86) représente la consommation des centrales d'HQP.

Réponse:

Le Distributeur confirme.

22.3 Veuillez préciser la base de calcul du montant à payer à HQP pour l'énergie qui dépasse le profil horaire de l'électricité patrimoniale stipulé dans le Décret (les 8760 « bâtonnets »).

Réponse:

Les modalités d'application de l'entente-cadre seront connues lorsque le Distributeur la déposera à la Régie pour approbation, conformément aux dispositions du *Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie.*

- a) Est-ce qu'on utilise seulement les quantités horaires d'énergie (bâtonnets) à la fin de l'année ?

Réponse:

En fait, les bâtonnets d'électricité patrimoniale et les autres moyens à la disposition du Distributeur font l'objet d'une gestion dynamique. Cependant, l'allocation finale des bâtonnets d'électricité patrimoniale sera réalisée à la fin de l'année. Pour plus de détails, voir la réponse à la question 1 de l'AIEQ (HQD-5, Document 2) et la réponse à la demande 4 de la FCEI (HQD-5, Document 4).

- b) Est-ce que les chiffres de 179,52 ou de 178,86 TWh font partie aussi de la base de calcul. Dans l'affirmative, lequel des deux chiffres sera utilisé? Veuillez présenter un exemple de calcul.

Réponse:

Les modalités d'application de l'entente-cadre seront connues lorsque le Distributeur la déposera à la Régie pour approbation, conformément aux dispositions du *Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie.*

- c) Dans la programmation des moyens d’approvisionnement pour le lendemain, en cas de besoin, l’énergie involontaire (dépassement) sera-t-elle utilisée avant l’électricité interruptible ?

Réponse:

Dans la programmation des moyens pour le lendemain, l’énergie involontaire sera utilisée en dernier recours, c’est-à-dire après l’électricité interruptible, puisque l’entente-cadre ne sera pas considérée comme un moyen de marché par le Distributeur.

Question no 23

Référence(s) :

- HQD-3, Document 3, page 11, lignes 15-21 :

« Ces premiers appels d’offres de long terme et de court terme ont permis de tester la réceptivité et la profondeur de ces nouveaux marchés pour la fourniture d’électricité. Les résultats ont été probants, lorsqu’on considère le nombre de soumissions reçues de même que les quantités offertes. L’expérience récente du Distributeur démontre donc qu’il est possible de susciter une saine concurrence entre les fournisseurs d’électricité, que ce soit à l’intérieur d’une filière de production ou en mettant les filières en concurrence. »

Demande(s) :

23.1 Veuillez décrire et quantifier les impacts de la concurrence suscitée ces dernières années sur le prix de l’approvisionnement en électricité pour chacun des cas suivants :

- a) concurrence entre les fournisseurs à l’intérieur d’une filière de production;

Réponse:

Depuis son premier plan d’approvisionnement, le Distributeur a procédé à quatre appels d’offres de long terme, dont trois visaient à faire l’acquisition de bloc d’énergie suite à l’adoption de règlement par le gouvernement à cet effet. Chacun de ces

appels d'offres visait à promouvoir une filière de production en particulier. Le premier appel d'offres visait à faire l'acquisition d'électricité produite à partir de biomasse. Sur la base des résultats obtenus à cet appel d'offres, il ressort que le potentiel de cet filière n'est pas illimité. En effet, les contrats signés ne totalisent que 39 MW par rapport à des quantités recherchées de 100 MW. Toutefois, le prix moyen des soumissions retenues demeure tout de même intéressant à 6,7 ¢/kWh (annuité croissante de 2007).

Le deuxième appel d'offres visant à faire l'acquisition de bloc d'énergie portait sur l'énergie éolienne. Les résultats de cet appel d'offres ont été très intéressants. D'abord, les quantités totales offertes ont atteint tout près de 4000 MW, alors que le Règlement portait sur l'achat de 1000 MW d'énergie éolienne. Ensuite, le prix moyen des soumissions retenues s'est établi à 7,8 ¢/kWh (annuité croissante de 2007, excluant le coût de l'équilibrage). De plus, la contribution en énergie de l'ensemble des soumissions retenues est supérieure aux attentes du Distributeur à cet égard. Il est donc possible de penser qu'il existe encore un potentiel intéressant pour cette filière de production, à un coût raisonnable.

Le troisième appel d'offres, en cours actuellement, porte sur l'acquisition d'électricité produite par cogénération. Les résultats de cet appel d'offres seront connus au cours de l'été 2005.

- b) concurrence entre les filières de production.

Réponse:

L'appel d'offres 2002-01 (1200 MW) fut le seul appel d'offres de long terme mettant en concurrence toutes les filières de production. Les quantités offertes atteignaient un peu plus de 4700 MW. Les projets concernaient principalement des équipements hydroélectriques et des turbines à gaz à cycle combiné. Le prix moyen des soumissions retenues fut de 6,1 ¢/kWh (annuité croissante de 2007), ce qui se compare avantageusement aux projets comparables dans le Nord-Est des États-unis (voir R-3515-2003, HQD-2, Document 4).

23.2 Depuis la décision de la Régie sur le premier Plan d'approvisionnement jusqu'à maintenant, le Distributeur a-t-il fait des démarches auprès d'HQP pour obtenir du service de stockage ? Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse:

Voir la réponse à la question 25.1 de la Régie (HQD-5, Document 1.1).

Question no 24

Référence(s) :

1) HQD-3, Document 3, page 11, lignes 22-23 :

« En matière de planification du réseau de transport, l'annexe 3C présente les travaux entrepris par TransÉnergie de concert avec le Distributeur. »

2) HQD-3, Document 3, page 45 :

« Suite à cet examen TransÉnergie décidait de modifier son critère de conception afin de prendre en compte plus spécifiquement les pointes exceptionnelles causées par des froids intenses, l'impact d'une non alimentation des clients dans cette situation étant beaucoup plus critique.

Essentiellement le critère de conception vise maintenant à planifier le réseau de transport de manière à acheminer les ressources pour satisfaire la pointe annuelle de la charge locale, plus 4 000 MW. Pour satisfaire à cette exigence d'ici 2006, TransÉnergie a déterminé qu'il était nécessaire d'ajouter environ 1 600 MVAR de condensateurs shunt, pour hausser la capacité de transport du réseau principal, dont 1 200 MVAR seront mis en service durant l'année 2004. »

Demande(s)

24.1 Veuillez indiquer si le nouveau critère de conception du réseau de transport et l'ajout de 1 600 MVAR de condensateurs shunt ont été ou devraient être approuvés par la Régie ou non. Dans l'affirmative, dans quels documents peut-on trouver ces approbations ?

Réponse:

Le Transporteur prévoit présenter ce nouveau critère dans le cadre de son dossier visant l'approbation par la Régie des normes de fiabilité du réseau de transport.

Par ailleurs, les investissements liés à l'ajout de condensateurs shunt ont été autorisés par la Régie dans sa décision D-2004-87, relative à la demande R-3520-2003 d'autorisation des budgets d'investissement du Transporteur de l'année 2004, pour les projets dont le coût individuel est inférieur à 25 M\$.

24.2 Veuillez décrire les impacts de l'adoption du nouveau critère de conception du réseau de transport sur les coûts à être assumés par le Distributeur.

Réponse:

Tel qu'il est mentionné à la pièce HQD-3, Document 3, page 45, le Transporteur a déterminé qu'il était nécessaire d'ajouter environ 1600 MVAR de condensateurs pour hausser la capacité de transport du réseau principal, afin de satisfaire aux exigences du nouveau critère de conception du réseau de transport. De cette quantité, 1200 MVAR de condensateurs shunt ont été ajoutés dès 2004 dans trois postes de transport, soit le poste Hertel, le poste de Duvernay et le poste de Boucherville, à un coût de l'ordre de 20 M\$, afin de répondre le plus rapidement possible aux besoins du Distributeur.

Quant aux 400 MVAR supplémentaires de condensateurs shunt requis, le Transporteur entend évaluer ce besoin dans le cadre des autres projets de transport prévus à court terme afin d'optimiser les besoins requis en puissance réactive.

Les coûts reliés à l'ensemble de ces investissements sont versés à la base de tarification du Transporteur et, partant, seront reflétés dans les tarifs du Transporteur.

Question no 25

Référence(s) :

- 1) HQD-3, Document 3, page 12, lignes 15-21 :

« L'hydroélectricité
Hydro-Québec Production a l'intention de développer le potentiel hydroélectrique restant, au Québec. À la lumière du nombre et de la capacité des aménagements en construction ou en développement, on peut raisonnablement prévoir que la filière hydroélectrique pourrait jouer un rôle majeur dans les futurs approvisionnements du Distributeur, tant pour les contrats de court terme que ceux de long terme. »

- 2) HQD-3, Document 3, page 22, lignes 1-4

Demande(s) :

- 25.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles le Distributeur prévoit que l'hydroélectricité jouera un rôle majeur dans ses futurs approvisionnements de long terme, compte tenu qu'il prévoit avoir besoin des quantités d'énergie relativement faibles entre 2009 et 2014.

Réponse:

Bien que les besoins de long terme soient peu importants, après avoir considéré la contribution éventuelle du second bloc d'énergie éolienne, le Distributeur est d'avis que tout producteur d'électricité qui entend développer le potentiel de sa filière énergétique est un fournisseur potentiel. À cet égard, Hydro-Québec Production a démontré lors de la requête R-3526-2004 qu'elle disposerait de capacité de production excédentaire à l'horizon 2009-2010. Par conséquent, le Distributeur, croit raisonnablement Hydro-Québec Production qu'Hydro-Québec Production pourrait être un acteur important advenant que de futurs appels d'offres de long terme soient requis.

Question no 26

Référence(s) :

- 1) HQD-3, Document 3, page 13, ligne 25-29 :

« Le jumelage de l'énergie éolienne à un service d'équilibrage peut permettre au Distributeur de considérer cette source d'approvisionnement en électricité dans sa planification

énergétique. Bien que la production hydroélectrique, avec sa capacité de stockage, soit adéquate pour offrir un tel service, la capacité d'équilibrage est limitée. »

Demande(s) :

26.1 Veuillez expliquer pourquoi la capacité d'équilibrage par l'hydroélectricité québécoise serait limitée, selon HQD.

Réponse:

Voir les réponses aux questions 23.1 et 23.2 de la Régie (HQD-5, Document 1.1)

26.2 Veuillez indiquer si la capacité d'équilibrage par l'hydroélectricité québécoise serait suffisante pour l'installation de 2000 à 3000 MW d'énergie éolienne, en sus du premier bloc de 1000 MW, telle que recommandée par la Régie dans son Avis sur la sécurité énergétique des Québécois.

Réponse:

Voir les réponses aux questions 23.1 et 23.2 de la Régie (HQD-5, Document 1.1)

Question no 27

Référence(s) :

1) HQD-3, Document 3, page 15, lignes 15-24 :

« Essentiellement, cette stratégie repose sur 3 points :

- Satisfaire les besoins à long terme d'un scénario moyen en procédant à des appels d'offres pour des contrats de long terme (besoins prévisibles à des horizons variant de 48 à 66 mois) ;
- Acquérir un produit modulable lui permettant de faire face à des scénarios plus élevés, pour ainsi limiter à des fins de planification la dépendance envers les marchés de court terme à 5 TWh par année ;
- Conserver la flexibilité nécessaire pour faire face à des scénarios plus forts ou plus faibles, par des clauses permettant de modifier les quantités prévues aux appels d'offres jusqu'au moment de

l'octroi ou encore par des options permettant le report du début de livraisons lorsque possible. »

Demande(s) :

27.1 Veuillez indiquer si la stratégie d'approvisionnement proposée par le Distributeur serait réalisable et efficace dans le cas où aucun projet thermique de type du Suroît ne serait construit au Québec. Veuillez expliciter votre réponse à l'égard de chacun des trois points de la stratégie proposée.

Réponse:

La stratégie demeurerait toujours réalisable, mais elle perdrait de son efficacité en ce qui a trait aux coûts qui en résulteraient car le nombre de soumissionnaires potentiels pouvant participer aux appels d'offres serait réduit significativement. Le retrait d'un nombre significatifs de soumissionnaires dans un processus d'appel d'offres réduit d'autant la concurrence et peut donc mener à des prix moins compétitifs.

Le Distributeur attendra les résultats de la commission parlementaire sur la sécurité énergétique, notamment sur le rôle que peut jouer la filière thermique dans l'équilibre énergétique du Québec, avant de modifier, au besoin, sa stratégie d'approvisionnement.

Question no 28

Référence(s) :

1) HQD-3, Document 3, page 22 :

« 3.1.2 Acquisition d'un service modulable de 400 MW

Un des éléments essentiels de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur consiste à acquérir un produit modulable lui permettant de faire face à des scénarios de demande plus élevée, tout en limitant sa dépendance envers les marchés de court terme à 5 TWh par année. »

Préambule :

Disponibilité au Québec pour le service modulable de 400 MW jugé essentiel par le Distributeur pour l'horizon 2008 ou après

Demande(s) :

28.1 Veuillez fournir un estimé du coût de revient (\$/kW, cents /kWh) du service de 400 MW modulable jugé essentiel par le Distributeur.

Réponse:

Voir la réponse à la question 26.1 de la Régie (HQD-5, Document 1.1).

28.2 Veuillez présenter une stratégie d'approvisionnement alternative au modulable de 400 MW dans le cas où la construction de centrales thermiques ne serait pas possible au Québec.

Réponse:

Le Distributeur attendra les résultats de la commission parlementaire sur la sécurité énergétique, notamment sur le rôle que peut jouer la filière thermique dans l'équilibre énergétique du Québec, avant de présenter une stratégie de rechange à l'acquisition d'un produit modulable par appel d'offres, s'il y a lieu. Quoi qu'il en soit, le Distributeur continue de soutenir qu'il doit se doter d'une marge de manœuvre permettant de générer une capacité d'approvisionnement annuel de 3 TWh. Le produit modulable demeure toujours le meilleur moyen d'obtenir cette protection.

28.3 Veuillez citer des exemples de compagnies de distribution d'électricité qui ont obtenu du service modulable dont les caractéristiques sont similaires à celles du 400 MW modulable envisagé par le Distributeur.

Réponse:

Le Distributeur n'a aucune information à ce sujet.

Question no 29

Référence(s) :

1) HQD-3, Document 3, page 24 :

« Comme pour le service modulable, le service cyclable peut être fourni par les filières hydroélectrique et thermique du type cycle combiné. Dans le cas où le Distributeur devait s'en remettre à la filière hydroélectrique pour assurer un tel service, il pourrait être opportun d'adapter le service d'équilibrage éolien de façon à ce qu'il puisse répondre également aux besoins de nature cyclable. Le Distributeur précisera ces besoins au cours de l'année 2005, de façon à pouvoir conclure les ententes d'équilibrage appropriées. »

Demande(s) :

29.1 Veuillez préciser à quel moment en 2005 les caractéristiques des besoins combinés mentionnés à la référence no 1 seront connues par :

- a) les fournisseurs potentiels;

Réponse:

Le Distributeur n'a pas encore fixé d'échéancier précis à ce moment-ci. Voir aussi la réponse à la question 24.1 de la Régie.

- b) la Régie de l'énergie;

Réponse:

Le Distributeur n'a pas encore fixé d'échéancier précis à ce moment-ci. Voir aussi la réponse à la question 24.1 de la Régie.

- c) le public.

Réponse:

Le Distributeur n'a pas encore fixé d'échéancier précis à ce moment-ci. Voir aussi la réponse à la question 24.1 de la Régie.

29.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) qu'en aucun cas la mise en service du premier bloc d'énergie éolienne prévue pour 2006 ne serait compromise (HQD-3, Document 2, page 12).

Réponse:

Les dates de début des livraisons sont fixées dans les contrats d'achat d'énergie éolienne et sont garanties par les

soumissionnaires. Le Distributeur entreprendra les démarches appropriées afin que le service d'équilibrage soit opérationnel pour les premières livraisons, soit le 1^{er} décembre 2006.

Question no 30

Référence(s) :

- HQD-3, Document 3, page 27 :

« En ce qui concerne les besoins de puissance à la pointe 2004-2005, le Distributeur dispose déjà d'une marge de manœuvre avec la réserve associée à l'électricité patrimoniale et avec la contribution de l'électricité interruptible. Par conséquent, les produits demandés en 2005 ne nécessitaient pas de garantie de puissance pour la pointe 2004-2005. »

Demande(s)

- 30.1 Veuillez préciser ce qu'entend le Distributeur par marge de manœuvre à la référence no 1.

Réponse:

La puissance disponible, compte tenu des moyens dont dispose le Distributeur, est supérieure à la puissance installée requise pour satisfaire le critère de fiabilité en puissance du NPCC.

- 30.2 Veuillez élaborer sur la légitimité et la légalité de cette marge de manœuvre.

Réponse:

Elle répond au critère de fiabilité en puissance du NPCC.

- 30.3 Veuillez expliquer comment le Distributeur peut utiliser, dans la gestion réelle de l'offre et de la demande, cette marge de manœuvre. Veuillez préciser les modalités de travail avec HQP et HQT pour l'utilisation éventuelle de cette marge de manœuvre.

Réponse:

Voir réponse à la question 12 de la Régie (HQD-5, Document 1.1).

Question no 31

Référence(s) :

- 1) HQD-3, Document 3, page 36, lignes 4-6 :

« Le tableau 3.7 illustre l'impact que pourrait avoir un scénario de la demande plus fort sur les approvisionnements additionnels requis et la dépendance envers les marchés de court terme. »

- 2) HQD-3, Document 3, page 38, lignes 1-3, tableau 3.7 (Approvisionnements additionnels requis – Scénario à +1 écart-type du scénario moyen) :

« approvisionnements additionnels requis de 5,8 TWh en 2005, et de 11,7 TWh en 2006 ».

- 3) HQD – Document E – 25 novembre 2004 :

**Respect du critère de fiabilité
en énergie du Distributeur pour l'année 2005¹**

	TWh
Besoins visés par le Plan <i>Scénario fort</i>	189
Incluant la biénergie CII	1
Approvisionnements patrimoniaux	179,5
Appels d'offres de court terme	3
Approvisionnements additionnels requis	6,5

Les approvisionnements additionnels requis seront réalisés dans une perspective de court terme selon l'évolution de la demande au cours des prochains mois.

Préambule :

Concernant la dépendance envers les marchés de court terme et le respect du critère de fiabilité en énergie du Distributeur pour l'année 2005.

Demande(s)

31.1 Veuillez démontrer que, si requis, le Distributeur n'aurait aucune difficulté pour acquérir entre 5,8 TWh (références 1 et 2) et 6,5 TWh (référence 3) sur le marché de court terme en 2005. Dans votre démonstration, veuillez fournir des détails, en regard des éléments suivants :

- la capacité d'importation réelle compte tenu des contraintes de marché;
- la capacité de transport déjà réservée par HQP et autres utilisateurs du réseau de transport d'HQ.

Réponse:

Le niveau de dépendance envers les marchés de court terme des années 2005 et 2006 dépasse la limite de 5 TWh retenue par le Distributeur dans sa planification. Cependant, compte tenu que la situation énergétique d'Hydro-Québec Production s'est améliorée depuis l'an dernier, le Distributeur considère raisonnable de pouvoir compter sur plus de 5 TWh d'achats sur les marchés de court terme, pour les années 2005 et 2006.

31.2 Veuillez fournir une ventilation des sources d'approvisionnements envisagées par marché (Québec et hors Québec) pour l'acquisition de ces 6,5 TWh en 2005.

Réponse:

Le Distributeur ne dispose pas d'une telle évaluation. Advenant la réalisation d'un scénario fort, le Distributeur procédera à des appels d'offres de court terme pour satisfaire un niveau de besoin supérieur au scénario moyen. Le Distributeur ne peut présumer de la provenance de ces approvisionnements avant la conclusion du processus d'appels d'offres (lancement, évaluation des soumissions, approbation par la Régie).

Question no 32

Référence(s) :

- HQD-3, Document 3, page 36, lignes 7-19 :

« Le tableau 3.7 illustre l'impact que pourrait avoir un scénario de la demande plus fort sur les approvisionnements additionnels requis et la dépendance envers les marchés de court terme.

À court terme, l'année 2006 demeure l'année la plus préoccupante avec une dépendance envers les marchés de court terme totalisant 11,7 TWh. Ce niveau de dépendance dépasse largement la limite de 5 TWh/an retenue par le Distributeur dans sa planification. Cependant, la situation énergétique de court terme d'Hydro-Québec Production s'est améliorée depuis l'an dernier. En effet, les dernières données qu'elle a soumises, dans le cadre de l'attestation de fiabilité énergétique du parc de production, permettent de constater qu'elle disposera d'une marge de manœuvre en 2005-2006. Dans l'hypothèse où Hydro-Québec Production devait faire face à une situation de faible hydraulité, elle ne devrait recourir qu'à des importations modestes, par rapport à la capacité d'importation maximale annuelle de 15 TWh. On trouvera à l'annexe 3B le document intitulé *État des réserves et de la fiabilité énergétique*, préparé par Hydro-Québec Production. »

Demande(s)

- 32.1 La situation de l'année 2006 étant jugée préoccupante par le Distributeur, quelles actions a-t-il donc prises pour mieux assurer la sécurité énergétique de sa clientèle ? Veuillez décrire les résultats obtenus, le cas échéant.

Réponse:

D'abord, le Distributeur a obtenu de la Régie la reconduction de l'option d'électricité interruptible pour une période de deux ans, soit jusqu'au 30 novembre 2006. Ce moyen permettra au Distributeur de couvrir une partie de ses besoins de puissance à la pointe de 2005-2006. Les besoins additionnels en puissance pour la pointe de 2005-2006 seront comblés soit par appels d'offres, soit par transactions bilatérales, dans le cadre de la dispense obtenu à cet effet, soit par une combinaison des deux. Dans le cas d'appels d'offres, le produit recherché pourrait combiner à la fois des achats fermes en énergie et une puissance garantie associée. Le Distributeur pourrait aussi acheter un produit de puissance du type UCAP sur le marché du NYISO.

Au cours de l'année 2005, le Distributeur procédera à au moins deux appels d'offres pour combler une large part de ses besoins en énergie pour l'année 2006, lesquels sont prévus à 6,4 TWh. Le premier appel d'offres devrait avoir lieu au printemps 2005.

Voir aussi la réponse à la question suivante.

- 32.2 Le Distributeur a-t-il engagé des discussions bilatérales avec Hydro-Québec Production en vue des achats pour combler une partie des besoins prévus pour 2006 pour le scénario de demande moyenne (6,4 TWh selon HQD-3, Document 3, page 35, tableau 3.6, dans le cas du scénario moyen de la demande, comparés à 11,7 TWh dans le cas du scénario fort selon la référence no 1) ? Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse:

Le Distributeur a déjà conclu des « Conventions de transactions » avec plusieurs fournisseurs, dont Hydro-Québec Production. En vertu de ces ententes, le Distributeur pourrait avoir des discussions bilatérales avec ses fournisseurs, dont Hydro-Québec Production, en vue de faire l'achat d'énergie ou de puissance au cours de l'année 2006. Pour l'essentiel, il s'agira de besoins de très court terme qui ne peuvent être comblés par appel d'offres, compte tenu de leurs caractéristiques (difficilement prévisibles longtemps à l'avance, faible facteur d'utilisation).

Question no 33

Référence(s) :

- 1) HQD-3, Document 3, pages 43-44 :
« Annexe 3B - Hydro-Québec Production – État des réserves et de la fiabilité énergétique »

(document préparé par HQP, selon HQD-3, Document 3, page 36, lignes 17-19)
- 2) Lettre du 25 novembre 2004 de M^e Nicole Lemieux d'Affaires juridiques d'Hydro-Québec à M^e Véronique Dubois de la Régie, page 2 :

« Ce document présente également, **sous pli confidentiel**, les courbes de l'évolution des stocks énergétiques et des informations sur les apports naturels ».

Demande(s)

- 33.1 A l'intention de quels organismes et dans quel cadre exactement HQP a-t-elle préparé le document intitulé État des réserves et de la fiabilité énergétique mentionné à la référence no 1 ?

Réponse:

Selon le Distributeur, l'annexe 3B fut préparée pour le compte de la Régie pour les fins de la présente demande approbation du Plan d'approvisionnement 2005-2014.

- 33.2 Veuillez élaborer sur la nature de tous les renseignements exigés par cet ou ces organisme(s) (niveau des réserves, apports d'eau, stratégie d'exportation, etc.).

Réponse:

Voir la réponse à la question 33.1.

- 33.3 Veuillez indiquer si le Distributeur a eu des discussions avec HQP et a vérifié le réalisme des informations et données présentées à la référence no 1 ?

Réponse:

Le Distributeur confirme qu'il a eu des discussions avec Hydro-Québec Production et qu'il a vérifié le réalisme des informations et données présentées à la référence no 1.

- 33.4 Selon le Distributeur, HQP suit quel critère de gestion parmi les deux cas présentés à la référence no 1, soit :

- cycle de faible hydraulité à 2% de probabilité pour un déficit cumulé de 98 TWh sur 4 ans (page 43 de la référence no 1);
- cycle de faible hydraulité à 2% de probabilité pour un déficit cumulé de 64,0 TWh sur 2 ans (page 44 de la référence no 1).

Réponse:

Conformément à la décision D-2002-169, le Distributeur, , suit le critère d'un cycle de faible hydraulicité à 2% de probabilité pour un déficit cumulatif de 64 TWh sur 2 ans (page 44 de la référence no 1).

- 33.5 Le Distributeur peut-il nous confirmer que dans les deux cas, HQP serait en mesure de respecter tous ses engagements contractuels envers HQD (électricité patrimoniale et contrats post patrimoniaux) ?

Réponse:

Le Distributeur confirme qu'Hydro-Québec Production est en mesure de respecter ses engagements associés au critère de gestion d'un cycle de faible hydraulicité à 2% de probabilité pour un déficit cumulatif de 64 TWh sur 2 ans.

- 33.6 Le Distributeur peut-il expliquer les calculs effectués par HQP et présentés aux pages 43 et 44 de la référence no 1 ? Dans l'affirmative, veuillez expliquer de façon la plus détaillée possible.

Réponse:

Le Distributeur peut expliquer les éléments suivants :

- A) Le 15 septembre 2004, Hydro-Québec Production prévoyait que le 1^{er} janvier 2005 le stock énergétique serait de 109,6 TWh ;**
- B) À hydraulicité normale pour les années 2005 et 2006, le stock énergétique prévu pour le 1^{er} mai 2007 est de 66,6 TWh ;**
- C) Les moyens requis pour combler un cycle de faible hydraulicité pour les années 2005 et 2006 doivent permettre de combler un déficit de 64 TWh ;**
- D) Les moyens identifiés pour combler le déficit de 64 TWh sont de près de 74 TWh, d'ici le 1^{er} mai 2007.**

- 33.7 Le Distributeur juge-t-il réaliste le niveau de stock énergétique de 109,6 TWh au 1^{er} janvier 2005 prévu par HQP en septembre 2004 (ligne 7, page 43, HQD-3, Document 3) ?

Réponse:

Compte tenu des informations transmises le 15 septembre 2004 et des discussions avec Hydro-Québec Production à cet effet, le Distributeur juge réaliste le niveau de stock énergétique de

109,6 TWh au 1^{er} janvier 2005 prévu par HQP en septembre 2004 (ligne 7, page 43, HQD-3, Document 3),

33.8 Comment explique-t-on la différence de 31,5 TWh par rapport au niveau de stock énergétique de 78,1 TWh prévu par HQP pour la même date dans le dossier R-3526-2004, HQP-1, Document 1, page 13, tableau 1.1 ?

Réponse:

La différence s'explique en grande partie par la forte hydraulicité de l'année 2004.

33.9 Veuillez indiquer si le Distributeur a accès ou non aux informations confidentielles mentionnées à la référence no 2, soit l'évolution des stocks énergétiques et des informations sur les apports naturels ? Dans l'affirmative, selon le Distributeur, les données et informations sont-elles fiables ? Dans quelle mesure ?

Réponse:

Le Distributeur a accès, via ses suivis transmis à la Régie suite à la décision D-2002-169, aux courbes de l'évolution des stocks énergétiques et des informations sur les apports naturels.

33.10 Selon le Distributeur, l'évolution annuelle du stock énergétique prévue par HQP pour la période 2005-2009 en cas de faible hydraulicité à 2% de probabilité permet-elle de conclure que la fiabilité énergétique serait assurée ?

Réponse:

Les informations fournies par Hydro-Québec Production (page 44 de la pièce HQD-3, Document 3, Annexe 3B) concernant le critère de gestion d'un cycle de faible hydraulicité à 2% de probabilité pour un déficit cumulatif de 64 TWh sur 2 ans respectent le critère accepté par la Régie de l'énergie dans sa décision D-2002-169.

Question no 34

Référence(s) :

1) HQD-3, Document 3, page 45

- 2) Hydro-Québec Distribution – Document A - 2004-2005 Winter Assessment NPCC/Québec (Lettre de Me Nicole Lemieux affaires juridiques d'Hydro-Québec, suivi de la décision D-2002-169, critères de fiabilité en énergie et en puissance), page 32 :

« Transmission – TransÉnergie is adding four new capacitor banks at Duvernay, Hertel, and Boucherville substations in the Montreal load area. These capacitor banks (a total of 1.200 Mvar) will improve voltage support in the Montreal area and will improve transfer capability on the southern part of the network when it is limited by reactive supply. »

Demande(s)

- 34.1 Veuillez confirmer que les ajouts de 1200 MVAR de condensateurs shunts mentionnés à la référence no 1 sont les mêmes que les 1200 Mvar mentionnés à la référence no 2 (évaluation du NPCC).

Réponse:

Ce sont les mêmes ajouts.

- 34.2 Veuillez confirmer que les informations présentées dans l'évaluation du NPCC ci-haut citée proviennent d'Hydro-Québec. Veuillez préciser l'unité administrative (HQ intégrée, HQP, HQT, HQD, etc.) responsable de la préparation de ces informations.

Réponse:

Les informations présentées dans l'évaluation du NPCC ci-haut citée proviennent d'Hydro-Québec. Les informations sont transmises par Hydro-Québec TransÉnergie. Hydro-Québec Production et le Distributeur sont les deux entités impliquées dans la démonstration de la suffisance des ressources pour répondre à la demande.

Question no 35

Référence(s) :

- 1) HQD-3, Document 4, page 17, lignes 13-18 :

« Par contre, dans le cadre de ses appels d'offres limités à des sources spécifiques telles la biomasse et la production

éolienne, le Distributeur a prévu que les crédits d'émissions et autres attributs environnementaux qui pourraient être accordés seront la propriété du Distributeur. Les soumissionnaires désireux de les acquérir peuvent faire une offre au Distributeur dans le cadre de leur soumission. »

Préambule :

Critères utilisés dans le processus de sélection des offres – Le développement durable et le Protocole de Kyoto

Demande(s)

- 35.1 Veuillez exposer les raisons qui justifient que le Distributeur prévoit que les crédits d'émissions et autres attributs environnementaux qui pourraient être accordés seront sa propriété.

Réponse:

Dans le cadre des appels d'offres mentionnés, le Distributeur considérait que les soumissionnaires potentiels n'étaient pas en mesure d'établir la valeur de ces attributs ou crédits et donc de refléter cette valeur dans le prix de l'électricité proposé. Néanmoins, le Distributeur permettait aux soumissionnaires d'acquérir ces attributs et crédits. Aucun soumissionnaire ne s'est prévalu de cette possibilité.

Question no 36

Référence(s) :

- 1) HQD-3, Document 4, page 21, lignes 13-20 :
« Cependant, dans le but de favoriser une plus grande concurrence et une utilisation efficace des sources de production, le Distributeur propose de fixer le prix d'achat de l'énergie additionnelle lorsqu'un soumissionnaire choisira au moment de l'appel d'offres de l'offrir au Distributeur. Le fournisseur pourra écouler toute sa production additionnelle au Distributeur à un niveau de prix égal à celui de l'électricité patrimoniale. En effet, livrée indépendamment des besoins du Distributeur, cette production aurait souvent comme conséquence de diminuer la livraison d'électricité patrimoniale. »

Demande(s)

- 36.1 Le fait que « *le fournisseur pourra écouler toute sa production additionnelle au Distributeur à un niveau de prix égal à celui de l'électricité patrimoniale* », constitue-t-il un engagement contractuel du Distributeur envers le fournisseur, étant donné que l'énergie serait « *livrée indépendamment des besoins du Distributeur* » ?

Réponse:

Dans le cadre d'un appel d'offres, le Distributeur offre la possibilité aux soumissionnaires qui auraient des quantités additionnelles d'électricité à offrir de lui vendre cette électricité au prix de l'électricité patrimoniale. Par exemple, dans un parc éolien, lorsque les livraisons annuelles dépassent le maximum convenu au contrat, le Distributeur accepte d'acheter cette électricité à un prix équivalant au prix de l'électricité patrimoniale. Un tel engagement d'achat de la part du Distributeur est neutre au niveau des coûts d'acquisition d'énergie pour le Distributeur puisque ces livraisons déplacent des livraisons d'électricité patrimoniale.

Question no 37

Référence(s) :

- 1) HQD-5, Document 1, page 3 :

« Demande :

1.1 Veuillez déposer, dans le cadre du dossier R-3550-2004, les documents faisant la démonstration que le critère de fiabilité en puissance qui consiste à ne pas excéder une espérance de délestage de 2,4 heures par année sera respecté pour l'année 2005. Cette démonstration devra préciser les quantités contractuelles affectées au respect du critère. Veuillez également présenter la méthode de calcul utilisée.

Réponse:

Ces informations ont été transmises à la Régie, sous pli confidentiel, le 25 novembre 2004, conformément à ses décisions D-2002-169 et D-2003-122. »

Demande(s)

37.1 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles certains documents faisant la démonstration que le critère de fiabilité en puissance sera respecté en 2005 sont déposés sous pli confidentiel à la Régie.

Réponse:

Les raisons sont celles retenues par la Régie dans sa décision D-2003-122.

37.2 Veuillez préciser la nature des données confidentielles en question (taux de panne d'équipement, programme d'entretien, aléas de la demande, etc.).

Réponse:

La nature des données est celle décrite à la décision D-2003-122.

Question no 38

Référence(s) :

- Document remis à la rencontre technique du 14 janvier 2005

Demande(s)

38.1 Veuillez déposer le document intitulé « Rencontre technique du 14 janvier 2005 » distribué par HQD lors de ladite rencontre technique.

Réponse:

Voir HQD-5, Document 1.1, Annexe 1.