

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

Question 1

Préambule : HQD-1, Document 1, page 5, lignes 13 à 16 :

« Une équipe a été formée pour effectuer les transactions requises sur les marchés de court terme. Des systèmes de suivi, de contrôle, de rendre-compte, de paiement, de facturation et d'encaissement ont également été implantés. »

Demandes :

1.1 Veuillez nous préciser si cette équipe a été mise sur pied et formée pour transiger tant dans les achats que dans la revente?

Réponse :

À l'origine l'équipe a été mise sur pied pour transiger des achats. Depuis, la gestion des surplus a conduit le Distributeur à procéder à des transactions de revente.

Voir également R-3550-2004, HQD-5, Document 4, p. 9.

.

1.2 Veuillez nous indiquer combien de personnes composent cette équipe ainsi que leurs formations tant pratiques qu'académiques et leurs compétences à transiger sur les marchés d'achats et de reventes d'électricité de courts termes.

Réponse :

L'équipe compte actuellement 8 personnes.

Voir R-3550-2004, HQD-5, Document 4, p. 9.

1.3 Quel type de système de « *suivi, de contrôle, de rendre-compte, de paiement, de facturation et d'encaissement* » ont été implantés et en quoi sont-ils différents de ceux qui étaient en place auparavant?

Réponse :

Les systèmes d'information et de gestion mentionnés en préambule ont été mis en place graduellement depuis la formation de la direction Approvisionnement en électricité. La majorité des ces systèmes n'existaient pas préalablement.

Notons que, parmi ceux-ci, le Distributeur a mis en place un système transactionnel (*Deal Capture*) lui permettant de capter les caractéristiques opérationnelles et commerciales des approvisionnements hors patrimoniaux. Grâce à ce système, le Distributeur réalise la programmation des transactions et le suivi du portefeuille des approvisionnements hors patrimoniaux.

Le Distributeur a également implanté un système comptable auxiliaire, intégré au système de l'entreprise, qui assure la confidentialité des montants facturés aux contreparties.

1.4 Quels avantages le Distributeur escompte-t-il tirer de ces systèmes ?

Réponse :

Le Distributeur dispose de systèmes adaptés à ses besoins spécifiques, qui lui permettent de suivre de façon précise l'évolution du bilan offre-demande et de gérer efficacement son portefeuille d'approvisionnements.

L'utilisation de ses propres systèmes permet au Distributeur de se conformer au code d'éthique approuvé par la Régie de l'énergie.

Question 2

Préambule : HQD-1, Document 1, page 6, lignes 1 à 3 :

« Parmi les faits marquants de la gestion de l'équilibre de l'offre et de la demande, il est important de relever les baisses successives de la prévision de la demande lors des trois dernières années. »

Demandes :

2.1 Veuillez expliquer si le Distributeur a pris des dispositions ou non pour éviter, ou réduire, l'occurrence de baisses successives de la prévision de la demande.(par exemple une révision plus fréquentes de la prévision).

Réponse :

Dans le présent plan d'approvisionnement, le Distributeur a d'une part, intégré exceptionnellement pour l'année 2008 des informations plus récentes que celles disponibles lors de la révision d'août 2007 au scénario moyen de la prévision. Cette disposition a permis d'anticiper pour l'année 2008 une baisse de près de 900 GWh. D'autre part, il a pris en compte des risques accrus dans le scénario moyen de sa prévision économique.

2.2 Dans le cas où le Distributeur a pris des dispositions pour éviter, ou réduire, l'occurrence de baisses successives de la prévision de la demande, veuillez les décrire. Dans le cas contraire, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles aucunes dispositions n'ont été prise.

Réponse :

Le Distributeur s'est depuis longtemps doté de mécanismes qui lui permettent de s'assurer que sa prévision minimise les erreurs. Ainsi, la prévision des ventes repose sur une prévision des intrants démographiques, économiques et énergétiques qui se compare avantageusement en termes de performance aux prévisions effectuées par d'autres organismes. De plus, la prévision des ventes et des intrants est suivie de façon très serrée et est mise à jour régulièrement à court terme (dossier tarifaire et plan d'affaires), et annuellement à long terme, pour le dépôt du plan d'approvisionnement ou d'un état d'avancement.

Au cours des dernières années, le Distributeur a fait des baisses successives de la prévision, mais ces baisses s'inscrivent à l'intérieur de marges d'incertitude acceptables compte tenu de l'évolution récente du contexte.

2.2 Dans le cas où le Distributeur a pris des dispositions pour éviter, ou réduire, l'occurrence de baisses successives de la prévision de la demande, veuillez les décrire. Dans le cas contraire, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles aucunes dispositions n'ont été prise.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1.

Question 3

Préambule : HQD-1, Document 1, page 6, lignes 7 à 13 :

« Par rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014, cela représente une réduction de 7,3 TWh des besoins. Ces baisses sont dues à la conjugaison de plusieurs facteurs dont la faiblesse de certains secteurs industriels grands consommateurs d'électricité, l'augmentation des objectifs visés en efficacité énergétique et la prise en compte d'une révision de la normale climatique. Ainsi, lors des premières années, le bilan énergétique du Distributeur montre des excédents et revient, par la suite, à l'équilibre. »

Demandes :

3.1 Veuillez identifier et quantifier, pour chacun des facteurs ci-haut mentionnés contribuant à la réduction des besoins, leur apport individuel (en TWh et en pourcentage) à la réduction des besoins.

Réponse :

**Tableau R-3.1
Évolution des besoins en énergie depuis le Plan d'approvisionnement
2005-2014 (TWh) - Année 2008**

Plan d'approvisionnement 2008-2017	183,8	
Plan d'approvisionnement 2005-2014	191,1	
Écart	-7,3	<i>(en pourcentage de l'écart de -7,3 TWh)</i>
<i>dont :</i>		
Changement de la normale climatique	-0,9	12%
Plan global en efficacité énergétique	-0,7	10%
Industriel Grandes entreprises ¹	-7,4	102%
Industriel PME ^{1,2}	-2,1	29%
Autres secteurs ^{1,2,3}	3,8	-52%

¹ L'écart montré exclut l'écart dû à l'augmentation des objectifs visés en efficacité énergétique (PGEÉ).

² L'écart montré exclut l'écart dû à l'introduction de la nouvelle normale climatique.

³ La ventilation de l'écart de besoins n'est pas disponible séparément pour les secteurs Domestique et agricole, Général et institutionnel et Autres.

3.2 Élaborez sur les motifs qui, selon vous, ont contribué à la réduction de la consommation prévue pour chacun des trois facteurs mentionnés soit : « (...) *la faiblesse de certains secteurs industriels grands consommateurs d'électricité, l'augmentation des objectifs visés en efficacité énergétique et la prise en compte d'une révision de la normale climatique* » et indiquez si, selon vous, ces motifs sont récurrents?

Réponse :

En ce qui concerne le premier facteur, la faiblesse de certains secteurs industriels grands consommateurs d'électricité, il résulte du contexte économique. Ces industries font face à des difficultés majeures qui les obligent à restructurer leurs activités. Il est surtout question de l'industrie des pâtes et papiers qui est fortement éprouvée par la faiblesse de la demande de papier journal, les hausses du coût de la fibre de bois et l'évolution du taux de change. Également, dans le secteur de la fonte et affinage, l'usine de magnésium de Norsk Hydro, fermée en mars 2007, a été victime de la concurrence internationale. Ces éléments ont été introduits au fil des révisions lorsqu'ils ont été annoncés. Compte tenu du contexte économique prévu par le

Distributeur pour le présent plan d'approvisionnement, les fermetures, considérées comme définitives, et une partie des baisses de production contribuant à la réduction de 7,3 TWh en 2008 des besoins sont maintenues tout au long de l'horizon de prévision.

Quant au second facteur, l'augmentation des objectifs visés en efficacité énergétique, l'objectif de réduction des ventes d'électricité visé par le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) est passé de 3,0 TWh à l'horizon 2010 au Plan d'approvisionnement 2005-2014 à 4,1 TWh à l'horizon 2010 à l'État d'avancement 2005, et ensuite, à 7,5 TWh à l'horizon 2014 à l'État d'avancement 2006 pour terminer à 8,0 TWh à l'horizon 2015 au Plan d'approvisionnement 2008-2017 (GWh ajoutés cumulés). Entre le présent Plan et le précédent, ce facteur explique une révision à la baisse de la prévision des besoins estimée à près de 0,7 TWh pour l'année 2008 qui devient 5,4 TWh à échéance en 2017. Les objectifs d'économies d'énergie du PGEÉ s'inscrivent dans le cadre de la stratégie énergétique 2006-2015 du gouvernement du Québec. La prévision de la demande inclut par conséquent les objectifs du PGEÉ tels qu'orientés par cette stratégie.

Finalement, l'impact de la prise en compte d'une révision de la normale climatique est d'environ 0,9 TWh sur les besoins de l'ensemble de l'horizon de prévision du plan d'approvisionnement. Cette révision de la normale climatique, effectuée pour le dossier tarifaire 2008-2009, s'inscrit dans un processus d'amélioration continue selon le constat, fait par le Distributeur, de la nécessité d'actualiser périodiquement la normale climatique utilisée à la fois pour la prévision de la demande et la normalisation des résultats. Au sujet de la démarche du Distributeur en matière d'actualisation de la normale climatique, se référer à la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie dans le cadre du dossier tarifaire 2008-2009 (R-3644-2007, HQD-15, Document 1.1). La recommandation actuelle d'introduire la nouvelle normale climatique a relevé d'une expertise externe en climatologie et les résultats sont tributaires des simulations issues des modèles climatologiques et réalisées dans le cadre de cette recommandation.

3.3 Veuillez ventiler la réduction des besoins de 7,3 TWh par secteur de consommation (résidentiel, commercial, industriel, etc.)

Réponse :

**Tableau R-3.3
Évolution des besoins en énergie depuis le Plan
d'approvisionnement 2005-2014 (TWh) - Année 2008**

Plan d'approvisionnement 2008-2017	183,8
Plan d'approvisionnement 2005-2014	191,1
Écart	-7,3
<i>dont :</i>	
Industriel Grandes entreprises	-7,6
Industriel PME	-2,1
Autres secteurs ¹	2,5

¹ La ventilation de l'écart de besoins n'est pas disponible séparément pour les secteurs Domestique et agricole, Général et institutionnel et Autres.

Question 4

Préambule : HQD-1, Document 1, page 9, lignes 18 et 19 :

« Le prix annuel moyen du baril de pétrole brut WTI devrait redescendre à 67 \$US en 2012. »

Et

D-2005-178, page 7, lignes 5 et 6 :

« Or, une augmentation de 25 % du prix des combustibles [prix du pétrole] peut occasionner une hausse de la demande du secteur Général et institutionnel de 175 GWh pour la première année. »

Demandes :

4.1 Quels impacts le Distributeur peut-il envisager sur la demande si le prix du pétrole se maintient autours de 90\$ (à 100\$) dollar US pour la durée du présent plan d'approvisionnement?

Réponse :

En préambule, le Distributeur tient à souligner que ces hypothèses de prix du pétrole ne correspondent à aucun des scénarios de prix (moyen, fort ou faible) retenus pour le *Plan d'approvisionnement 2008-2017*. De plus, comme il l'a mentionné en réponse à la question 1.1 de ROEE (HQD 3, Document 10), il considère que les scénarios de prix du pétrole brut retenus pour le Plan sont toujours valables. Les impacts d'un prix du pétrole à 90 \$US (à 100 \$US) sont tout de même présentés dans le tableau R-4.1 suivant.

Tableau R-4.1
Impact du prix du pétrole brut sur la demande au secteur Général et institutionnel
en GWh

	90\$US	100\$US	MOYENNE
2008	4	6	5
2009	7	9	8
2010	10	13	12
2011	14	17	15
2012	17	21	19
2013	20	25	23
2014	23	28	25
2015	25	31	28
2016	26	33	29
2017	27	35	31

Le prix du pétrole brut n'a pas d'impact direct sur la demande d'électricité, mais plutôt un impact indirect via la majoration du prix du mazout qui découle de la hausse des prix du pétrole.

Par rapport à la position concurrentielle prise en compte dans le plan d'approvisionnement, l'impact du prix du baril de pétrole à 90 \$US sur la demande au secteur Général et institutionnel serait de l'ordre de 5 GWh en 2008 à 30 GWh en 2017 alors que l'impact du prix du baril de pétrole à 100 \$US serait de l'ordre de 6 GWh en 2008 à 35 GWh en 2017.

Comparativement aux évaluations présentées dans le passé, l'ordre de grandeur de cet impact s'explique par le fait que seul le prix du mazout est augmenté et que la part relative des systèmes de chauffage fonctionnant au mazout en comparaison du parc total des systèmes de chauffage est marginale.

De plus, la situation concurrentielle prise en compte dans le plan d'approvisionnement incluait déjà des prix des combustibles relativement élevés et les conversions des systèmes de chauffage arrivant en fin de vie utile avaient dans une large mesure déjà été effectuées.

Il est à noter que la parenthèse «[prix du pétrole]» dans la citation en référence n'apparaît pas dans le texte de la décision D-2005-178, page 7, lignes 5 et 6, laquelle décision reprend textuellement des éléments présentés par le Distributeur notamment en réponse à la question 1.2 de la Régie dans la pièce R-3550-2004, HQD-5, Document 1.1. Le libellé «combustible» indique à la fois le gaz et le mazout.

4.2 Quels impacts le Distributeur peut-il envisager sur les besoins en approvisionnements si le prix du pétrole se maintient autour de 90\$ (à 100\$) dollar US pour la durée du présent plan d'approvisionnement?

Réponse :

Les besoins en approvisionnement seraient constitués de la demande (voir la réponse à la question 4.1) majoré des pertes de transport et de distribution.

Question 5

Préambule : HQD-1, Document 1, page 13, lignes 8 à 16 :

«Aux grandes entreprises du secteur Industriel (37 % des ventes), la croissance prévue des ventes s'élève à 5,7 TWh sur la période 2007-2017, ce qui équivaut à un taux de croissance annuel moyen de 0,9 %. La croissance des ventes se retrouve en majeure partie dans le secteur de la fonte et affinage, qui profite de l'ajout d'un bloc de 225 MW à Alcan. Ce secteur ainsi que l'industrie minière sont également stimulés par la forte augmentation de la

demande mondiale. En revanche, le secteur des pâtes et papiers subit des rationalisations importantes, qui se traduisent par des fermetures permanentes de machines et des baisses 15de production principalement dans le papier journal.»

Demandes :

5.1 Veuillez identifier les éléments supportant la prévision de croissance des ventes à 5,7 TWh dans la mesure où le bloc de 225 MW à Alcan ne peut justifier qu'un maximum de 1,9 TWh de ces 5,7 TWh.

Réponse :

Le tableau qui suit présente la répartition de la croissance de la demande des grandes entreprises industrielles prévue par grands secteurs d'activités économiques:

Tableau R-5.1
Croissance sur la période 2008-2017
Industriel - Grande entreprise

Grands secteurs d'activités	TWh
Fonte et affinage ⁽¹⁾	4,0
Pâtes et papiers	-0,7
Sidérurgie	0,3
Pétrole et chimie	0,6
Mines	0,9
Autres industries	0,6
Total Grande entreprise	5,7

(1) incluant le bloc de 225 MW à Alcan

5.2 Veuillez indiquer si la prévision de la croissance des ventes de 5,7 TWh tient en compte la fermeture de l'usine de Bowater Inc. et de l'instabilité du secteur industriel.

Réponse :

L'annonce de la fermeture de l'usine Belgo d'Abitibi-Bowater est survenue après le dépôt du plan d'approvisionnement. Toutefois,

la prévision de la demande intégrait déjà des provisions pour fermetures dans les secteurs à risque, dont les pâtes et papiers.

Question 6

Préambule : HQD-1, Document 1, page 14 à 15, Tableau 2.3 et Tableau 2.4

Demandes :

6.1 Veuillez fournir la mise à jour du tableau 2.3 selon votre plus récente prévision des ventes régulières au Québec et des besoins en énergie selon le scénario moyen.

Réponse :

Le plan d'approvisionnement du Distributeur reflète et prend en compte l'information disponible au moment de son dépôt. Le Distributeur considère que la prévision des ventes et des besoins qui y est présentée est toujours valable dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2008-2017.

La prévision de la demande sera mise à jour pour les années 2008 et 2009 lors du dépôt du prochain dossier tarifaire du Distributeur et pour les années subséquentes lors du dépôt de l'état d'avancement 2008 du plan d'approvisionnement.

6.2 Veuillez mettre en lumière les différences entre la plus récente prévision et celle soumise au tableau 2.3 de la pièce HQD-1, Document 1, page 14, tableau 2.3 en fournissant un tableau comparatif.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.

6.3 Veuillez indiquer si la plus récente prévision des besoins en énergie a prise en considération l'impact de la fermeture de Bowater annoncée par le Président d'HQD à la Régie (dossier R-3644-2007).

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.2.

6.4 Veuillez fournir la mise à jour du tableau 2.4 selon votre plus récente prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver selon le scénario moyen.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.

6.5 Veuillez mettre en lumière les différences entre la plus récente prévision et celle soumise au tableau 2.3 de la pièce (HQD-1, Document 1, page 14, tableau 2.4) en fournissant un tableau comparatif.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.

Question 7

Préambule : HQD-1, Document 1, page 14, lignes 13 à 16 :

«Par rapport à l'hiver 2006-2007, ceci représente une croissance de 3 581 MW. Environ la moitié de cette croissance provient des usages captifs du secteur domestique et agricole et du Secteur Général et institutionnel »

Demande :

7.1 Veuillez identifier les éléments expliquant l'autre moitié de la croissance des besoins en puissance et expliquer comment ils y contribuent.

Réponse :

Tel que montré au tableau 2A-9 de la pièce HQD-1, Document 2, page 60, les deux autres principaux éléments contribuant à la croissance des besoins en puissance entre l'hiver 2006-2007 et l'hiver 2016-2017 sont le chauffage des locaux du secteur Domestique et agricole (855 MW soit 24 % de la croissance) et le secteur Industriel Grandes entreprises (855 MW soit 24 % de la croissance).

Le texte de la section 4 aux pages 57 à 59 de la même pièce présente la prévision par usages des besoins en puissance, notamment en termes de croissance entre les hivers 2006-2007 et 2016-2017.

Question 8

Préambule : HQD-1, Document 1, page 15, lignes 6 à 10 :

«L'écart d'abord important (-4,0 TWh à l'horizon 2008) s'amenuise au fil des ans, pour devenir positif à l'horizon 2014. Cette situation découle de la fermeture de Norsk Hydro, des difficultés du secteur des pâtes et papiers et de la moins bonne performance des petites et moyennes entreprises du secteur industriel. Toutefois, la prévision des ventes pour l'ensemble des autres secteurs, supérieure à celle du dernier état d'avancement sur tout l'horizon, et la croissance des ventes au secteur industriel renversent graduellement cet écart négatif.

Demandes :

8.1 La fermeture de l'usine Bowater en décembre 2007, vous amène-t-elle à réviser le moment du renversement de l'écart négatif?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 5.2 et 6.1.

8.2 Dans le cas où vous effectueriez une révision, veuillez préciser à quel moment vous prévoyez que se produira le renversement de cet écart négatif.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 5.2 et 6.1.

Question 9

Préambule : HQD-1, Document 1, page 17, lignes 7 à 9 :

« Pour des raisons similaires, les aléas sur les besoins en puissance sont présentés jusqu'à l'hiver 2010-2011, puisque le critère de fiabilité en puissance utilise un horizon de 4 ans (voir le tableau 2.7). »

Demandes :

9.1 Veuillez justifier le choix d'un horizon de 4 ans pour le critère de fiabilité en puissance.

Réponse :

L'horizon de 4 ans correspond à la période entre le moment où le Distributeur identifie un besoin récurrent et le moment de la mise en service d'une nouvelle source d'approvisionnement.

Voir également la réponse à la question 4.1 de la FCEI (HQD-3, Document 5).

9.2 Veuillez indiquer les références pertinentes relativement à l'approbation de la Régie du choix d'un horizon de 4 ans.

Réponse :

Le critère de fiabilité a été défini dans le *Plan d'approvisionnement 2005-2014*, lequel a été approuvé par la Régie, le 5 octobre 2005 (D-2005-178).

Voir également la réponse à la question 9.1.

Question 10

Préambule : HQD-1, Document 1, page 21, lignes 1 à 3 :

« Pour assurer sa fiabilité en puissance, le Distributeur doit maintenir une réserve pour faire face aux aléas de la demande et aux probabilités d'indisponibilité de ses ressources. » (Nous avons souligné)

Demandes :

10.1 Veuillez préciser à quel type d'aléas, la référence ci-dessus fait allusion (s'il s'agit de l'aléa global, de l'aléa sur la demande prévue, de l'aléa climatique ou encore d'un autre type d'aléas).

Réponse :

L'incertitude de la demande a deux composantes : l'aléa climatique et l'aléa sur la demande prévue (voir section 2.2 du Plan). L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins en électricité par rapport au scénario à conditions climatiques normales. L'aléa sur la demande prévue provient de l'impossibilité de prévoir parfaitement l'ensemble des variables économiques, démographiques, énergétiques ainsi que des erreurs intrinsèques à la modélisation de l'impact de ces variables sur la prévision de la demande d'électricité.

L'indisponibilité des ressources est prise en compte par les taux historiques d'indisponibilité pour chaque centrale et certaines réserves déterministes.

10.2 Veuillez les comparer avec les aléas climatiques, les aléas sur la demande prévue, et les aléas globaux identifiés au tableau 2.7 de la page 18 de HQD-1, Document 1 (Aléa sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver – Écart type en MW).

Réponse :

Les paramètres utilisés pour modéliser l'incertitude de la prévision de la demande sont ceux présentés au Tableau 2.7.

	07/08	08/09	09/10	10/11
Aléa global en MW (a)	1 660	1 770	1 920	2 060
Besoins à la pointe visés par le plan (b)	35 968	36 219	36 851	37 129
Aléa global en % des besoins à la pointe (a/b)	4,6%	4,9%	5,2%	5,5%

Ces valeurs représentent un écart type seulement. Dans l'évaluation de sa fiabilité, le Distributeur considère des déviations possibles pouvant aller jusqu'à deux écart types.

Question 11

Préambule : HQD-1, Document 1, page 22, tableau 3.1

Et

HQD-1, Document 1, page 22, lignes 14 à 17 :

«Lors de son État d'avancement 2006, le Distributeur a entrepris ses propres travaux afin d'établir les taux de réserve qui correspondent à sa situation spécifique, notamment en ce qui concerne les caractéristiques des ressources patrimoniale et post patrimoniales qui sont à sa disposition. »

Demandes :

11.1 Veuillez expliquer les raisons de l'écart entre les taux de réserves calculés par le Distributeur (au moyen de ses propres travaux) dans *État d'avancement 2006* et dans le *Plan d'approvisionnement 2005-2006* tels que montrés au tableau 3.1 (HQD-1, Document 1, Page 22, tableau 3.1)

Réponse :

Dans l'état d'avancement de novembre 2006, le Distributeur a calculé les taux de réserve requise pour ses propres besoins, alors que dans le *Plan d'approvisionnement 2005-2014* les taux étaient ceux de l'ensemble de la zone de contrôle du Québec.

L'évolution des taux de réserve s'explique par la révision des aléas de la demande et par la prise en compte des ressources du Distributeur. Ces ressources nécessitent des réserves qui exprimées en pourcentage sont différentes des ressources patrimoniales.

11.2 Veuillez préciser si l'écart s'explique uniquement par des différences entre les valeurs retenues de la demande et des ressources ou s'il s'explique aussi par l'utilisation des modèles et des méthodologies de calculs différents.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1.

Question 12

Préambule : HQD-1, Document 1, page 24, tableau 3.2

Demande :

12.1 Veuillez fournir la réserve requise (en MW) pour respecter le critère de fiabilité dans le cas où la production de la centrale TCE serait suspendue en 2008-2009 et 2009-2010 dans le même format que le tableau 3.2 (HQD-1, Document 1, page 24, tableau 3.2). Veuillez expliquer toute différence.

Réponse :

La contribution de la centrale TCE au bilan de puissance du Distributeur s'élève à 547 MW, Une réserve de 50 MW est associée à cette centrale.

En remplacement de la contribution de la centrale TCE pour la pointe 2008, le Distributeur a acheté 400 MW de puissance garantie et a augmenté ses contrats d'électricité interruptible de 100 MW. Ces changements dans la composition des ressources du Distributeur n'affectent pas les données du Tableau 3.2.

Question 13

Préambule : HQD-1, Document 1, page 29, lignes 4 à 12 :

«Le Distributeur dispose également d'une entente d'intégration éolienne d'une durée de 5 ans venant à échéance en 2011 et comportant deux volets : un service d'équilibrage et un service de puissance complémentaire. Cette entente permettra au Distributeur de transformer les livraisons d'énergie éolienne en un approvisionnement uniforme, au taux de livraison horaire correspondant à 35 % de la puissance contractuelle des parcs éoliens en service, de compter sur une garantie de puissance équivalente et de se protéger contre d'éventuels coûts relatifs à l'augmentation des réserves requises. Le bilan en puissance de la section 5 inclut la contribution de l'entente d'intégration. »

Et

HQD-1, Document 2, Annexe 6A, page 275, lignes 6 à 17 :

« Hydro-Québec Distribution a également réalisé une analyse préliminaire à l'aide d'un modèle disponible

commerciallement pour évaluer de la fiabilité en puissance disponible commerciallement. Toutefois, ce type de modèle n'est pas en mesure de prendre en considération la corrélation entre la pointe du réseau et les arrêts potentiels de production par temps très froid. Il n'est donc pas surprenant que les résultats obtenus diffèrent peu de ceux relevés lors du balisage. Ainsi, les résultats indiquent que la contribution en puissance des 990 MW d'éoliennes en Gaspésie pourrait s'élever à 300 MW, soit environ 30 % de la puissance installée. Toutefois, puisque la corrélation entre la pointe du réseau et les arrêts potentiels de production par temps très froid ne sont pas pris en compte, ce résultat représente nettement une limite maximale à la contribution en puissance des éoliennes. »

Demandes :

13.1 Dans le cas où la production éolienne dépasse 35% de sa capacité nominale, est-ce que le Producteur peut utiliser sans frais l'excédent de puissance ?

Réponse :

L'entente d'intégration éolienne comporte deux volets : un volet service d'équilibrage éolien et un volet puissance complémentaire.

Le volet « service d'équilibrage éolien » assure le Distributeur que les impacts sur le réseau du Transporteur des variations horaires des livraisons des parcs éoliens sont absorbés via la modulation des groupes turbines-alternateurs du Producteur. Toutefois, la totalité des MWh appartiennent au Distributeur.

Pour l'instant, la contribution en puissance des éoliennes est considérée nulle dans le bilan du Québec. Toutefois, le volet « puissance complémentaire » de l'entente d'intégration éolienne assure au Distributeur une contribution de 35 % de la capacité maximale des 990 MW, contribution qu'il peut inscrire à son bilan de puissance.

13.2 Veuillez commenter sur la différence ou la similitude entre la valeur de 35% de la puissance contractuelle des parcs éoliens mentionnés à la référence (HQD-1, Document 1, page 29, lignes 4 à12) et celle de 30% de la puissance installée

mentionnée à la référence (HQD-1, Document 2, Annexe 6A, page 275, lignes 6 à 17).

Réponse :

La valeur de 35 % (mentionnée à la référence HQD-1, Document 1, page 29, lignes 4 à 12) est le taux de livraison garanti par l'entente d'intégration signée avec Hydro-Québec Production.

La valeur de 30 % (mentionnée à la référence HQD-1, Document 2, Annexe 6A, page 275, lignes 6 à 17) est le résultat préliminaire d'une évaluation de la contribution en puissance que pourraient avoir les parcs éoliens en Gaspésie. Dans ce dernier cas, il s'agit de la contribution propre des éoliennes, indépendante de l'entente d'intégration avec Hydro-Québec Production.

Question 14

Préambule : HQD-1, Document 1, page 34, lignes 3 à 12 :

« Des initiatives ont été mises en place conjointement par le Distributeur et le Transporteur afin d'apporter certains correctifs aux abaisseurs existants et pour ajouter de nouveaux abaisseurs. Les essais effectués lors des hivers 2005-2006 et 2006-2007 ont été concluants et permettent au Distributeur de considérer, dans son bilan de puissance, une contribution de 250 MW provenant de l'abaissement de tension. Le mode d'utilisation de ce moyen permet actuellement au Distributeur de s'assurer une persistance sur une durée d'environ 2 heures. Des tests et suivis conjoints du Distributeur et du Transporteur seront menés afin d'augmenter la persistance de ce moyen. »

Demande :

14.1 Veuillez indiquer dans quelles conditions les essais ont été effectués.

Réponse :

Le dernier essai a été réalisé le 06 décembre 2007 pendant la pointe du matin de 8h30 à 10h30. Ce moment a été choisi puisque la charge prévue du réseau était tout près de 30 000 MW, scénario qui s'est réalisé puisque la charge au début de l'abaissement était de 30 270 MW, représentant un facteur de charge de 84 %. La

température à Dorval était de -13°C avec des vents sud-ouest de près de 17 km/h.

14.2 Veuillez indiquer quand les résultats des prochains tests d'abaissement de la tension à être effectués seront disponibles.

Réponse :

Les résultats du dernier essai sont actuellement disponibles.

14.3 Veuillez indiquer quand des tests d'abaissement de la tension seront effectués sur le réseau en période de pointe.

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.1

14.4 Veuillez identifier les impacts de l'abaissement de la tension sur les équipements du Distributeur et sur la qualité du service offert aux clients du Distributeur.

Réponse :

Les abaisseurs de tension sont calibrés pour respecter la plage minimale de tension de façon à minimiser les impacts sur les équipements du Distributeur et de ses clients.

Question 15

Préambule : HQD-1, Document 1, page 40, ligne 22 à page 41, ligne 4 :

« Par ailleurs, il est important que le Distributeur maintienne une garantie d'accès au réseau de New York, le seul qui a mis en place un marché concurrentiel pour ce type de service et avec lequel la capacité d'interconnexion est actuellement maintenue en période de pointe. Ainsi, Hydro-Québec Distribution a désigné auprès d'Hydro-Québec TransÉnergie une capacité de 500 MW en importation sur l'interconnexion de New York, en tant que ressource requise pour alimenter la charge locale, de manière à ce que cette capacité d'importation demeure disponible à long terme pour les approvisionnements à la pointe du réseau. »

Demande :

15.1 Veuillez confirmer que la désignation par HQD auprès de HQT d'une capacité de 500 MW en importation sur l'interconnexion de New York en tant que ressource requise ainsi que son utilisation éventuelle n'implique pas de coûts à assumer par les consommateurs québécois.

Réponse :

Le Distributeur confirme qu'il n'y a pas de coût direct. Néanmoins, si une telle désignation devait avoir un impact sur les ventes de services de transport point à point TransÉnergie, la facture globale de transport du Distributeur s'en trouverait affectée.

Question 16

Préambule : HQD-1, Document 1, page 42, lignes 21 à 25 :

«même si la nouvelle interconnexion avec l'Ontario donnera accès à un marché additionnel, le bilan en puissance et les objectifs du Ontario Power Authority laissent toutefois peu de marge de manoeuvre afin qu'une portion de la puissance installée, dans ce marché, puisse contribuer à satisfaire les besoins du Québec»

Demandes :

16.1 Veuillez décrire les objectifs du Ontario Power Authority et fournir les références pertinentes.

Réponse :

Voir la réponse à la question 19.2 de la Régie (HQD-3, Document 1).

16.2 Veuillez confirmer que le Distributeur n'envisage pas d'utiliser la nouvelle interconnexion avec l'Ontario ni comme moyen de partage de réserve, ni comme moyen d'importation ou d'exportation d'énergie. Veuillez justifier.

Réponse :

Voir la réponse à la question 19.1 de la Régie (HQD-3, Document 1).

16.3 Veuillez indiquer si HQD peut utiliser la nouvelle interconnexion avec l'Ontario pour vendre de l'énergie en Ontario malgré la convention signée entre HQP et HQT relative à cette interconnexion.

Réponse :

Lorsqu'un client du service de transport ferme de TransÉnergie n'utilise pas la totalité de la capacité ferme mise à sa disposition, la capacité inutilisée est offerte en service non ferme. Le Distributeur pourrait utiliser cette capacité, le cas échéant.

16.4 Veuillez indiquer quelle serait la capacité de la nouvelle interconnexion avec l'Ontario disponible pour le Distributeur afin d'exporter ses surplus.

Réponse :

Il ne reste plus de capacité ferme disponible en exportation.

Question 17

Préambule : HQD-1, Document 1, page 43, ligne 3-10

« Selon des évaluations préliminaires, le principal potentiel serait relié à l'installation d'accumulateurs thermiques chez les clients du secteur commercial et institutionnel. Les premières évaluations indiquent que le potentiel théorique s'élève à environ 200 MW. Toutefois, des analyses plus poussées devront être menées dans les prochains mois afin d'évaluer la portion exploitable commercialement dans un horizon de 3 à 5 ans et d'estimer l'impact de cette mesure sur le bilan de puissance du Distributeur. »

Demandes :

17.1 Veuillez fournir les résultats des « études plus poussées » mentionnées dans l'extrait ci-haut ou indiquer le moment où elle seront disponibles.

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir pour le moment les résultats de ses études au-delà de son évaluation préliminaire du potentiel technico-économique des accumulateurs au marché commercial et institutionnel qui est estimé à environ 200 MW.

Le potentiel théorique de 200 MW a été estimé à partir d'un marché représentant près de 10 000 accumulateurs thermiques qui pourraient offrir un effacement moyen garanti de l'ordre de 20 kW par accumulateurs durant les heures de pointe d'hiver du Distributeur. Il s'agit d'un potentiel maximum théorique disponible à un horizon de 3 à 5 ans, sans égard à l'acceptation du client.

En terme d'études plus poussées, le Distributeur doit, entre autres, s'assurer de l'impact réel des accumulateurs thermiques sur la réduction de la puissance durant les heures de pointe d'hiver du Distributeur. Il doit également étudier le phénomène de reprise de charge. Les coûts des mesures doivent être réévalués compte tenu de l'ensemble de ces facteurs.

Ainsi, le potentiel exploitable commercialement ne sera déterminé que lorsque l'ensemble de tous ces facteurs auront été précisés.

17.2 Veuillez préciser la capacité exploitable commercialement d'accumulateurs thermiques ainsi que leurs coûts.

Réponse :

Voir la réponse à la question 17.1.

Question 18

Préambule : HQD-1, Document 1, page 43, lignes 11 à 26 et page 44, lignes 1 à 3

« Lorsque le Distributeur aura évalué la contribution des moyens énumérés précédemment et qu'il aura conforté sa prévision des besoins en puissance découlant de la dernière prévision de la demande, il amorcera les démarches visant à lancer un appel d'offres, pour des livraisons lors des heures où la consommation québécoise est la plus forte. L'information disponible indique actuellement que le facteur d'utilisation des moyens recherchés pourrait être élevé. Compte tenu de l'ampleur des besoins et de l'information actuellement disponible, un tel appel d'offres apparaît donc inévitable. Les démarches précédant le lancement de l'appel

d'offres débiteront par la caractérisation des besoins résiduels à combler. Ainsi, après que cet exercice ait été réalisé, les activités suivantes pourront avoir lieu :

- définition précise du produit recherché, en termes de facteur d'utilisation mensuel, période de l'année où le produit doit être disponible, date de début des livraisons, durée de contrats, etc. ;*
- développement d'une liste de critères appropriés au produit recherché et soumission d'une grille des critères d'analyse des propositions à la Régie, pour approbation.»*

Et :

HQD-1, Document 1, page 44, lignes 15-20 :

« D'autre part, le Distributeur devra lancer un appel d'offres pour de nouveaux approvisionnements en puissance. La nature particulière des besoins mériterait qu'une grille d'analyse appropriée soit développée. Il semble prématuré de procéder actuellement à un tel développement, du moins avant d'avoir exploré le potentiel additionnel des moyens actuellement privilégiés par le Distributeur et défini un profil exact des besoins résiduels à satisfaire. »

Demandes :

18.1 Veuillez fournir l'échéance planifiée pour les activités décrites au préambule (lancement un appel d'offres pour des livraisons où la consommation québécoise est la plus forte) :

- caractérisation des besoins à combler ;
- définition du produit recherché ;
- développement d'une liste de critères appropriés au produit recherché ;
- soumission d'une grille des critères d'analyse des propositions à la Régie pour approbation.

Réponse :

(i) et (ii) Voir les réponses aux questions 26.1 et 26.2 de la Régie (HQD-3, Document 1).

(iii) Le Distributeur entend proposer une telle liste lors du dépôt de l'État d'avancement 2008 du Plan d'approvisionnement 2008-2017.

(iv) Suite au dépôt de l'État d'avancement 2008, le Distributeur déterminera si un appel d'offres est nécessaire et, le cas échéant, soumettra à la Régie une grille de critères d'analyse des propositions.

18.2 Veuillez préciser comment le Distributeur entend développer la grille d'analyse mentionnée à HQD-1, Document 1, page 44, lignes 15-20 et la soumettre à la Régie. Préciser si certains des éléments de cette grille sont déjà connus du Distributeur et les indiquer.

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.1.

Question 19

Préambule : HQD-1, Document 1, page 45, lignes 9-18

« 5.4 Pratiques du Distributeur en matière d'approvisionnement de court terme

À la lumière de l'expérience des premières années de gestion opérationnelle, le Distributeur considère qu'une gestion efficace de ses approvisionnements passe par une contribution des marchés de court terme. Afin de parfaire ses pratiques d'approvisionnement, le Distributeur entreprendra les actions suivantes :

- il tentera d'augmenter le nombre de contreparties avec lesquelles il transige sur les marchés de court terme ;*
- il rendra ses pratiques en matière de conduite d'appels d'offres plus en ligne avec les pratiques courantes de l'industrie ;*
- il améliorera la performance de la prévision des besoins pour l'horizon couvrant l'année courante. »*

Demandes :

19.1 Veuillez décrire la démarche que le Distributeur entend entreprendre pour augmenter le nombre de contreparties avec lesquelles il transige sur les marchés de court terme.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6 de EBMI (HQD-3, Document 4).

19.2 Veuillez préciser le nombre actuel de contreparties et celui visé pour améliorer ses pratiques en matière d'approvisionnement de court terme.

Réponse :

Actuellement le Distributeur a mis en place treize (13) conventions de transactions de type EEI.

Le Distributeur n'a pas de cibles spécifiques.

Question 20

Préambule : HQD-1, Document 1, page 45, lignes 19-23

*« Par ailleurs, la conjoncture actuelle requiert que le Distributeur porte une attention particulière aux problématiques de revente des surplus.
Le Distributeur est soucieux de maximiser la valeur des quantités d'électricité qui se retrouvent en surplus dans son bilan énergétique. Il doit offrir des produits susceptibles d'intéresser le plus de contreparties possible. »*

Demandes :

20.1 Veuillez indiquer si la conjoncture actuelle risque de se reproduire dans l'avenir. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez fournir les raisons.

Réponse :

La planification des approvisionnements est établie en fonction des besoins. Ces besoins sont établis en fonction d'une prévision de la demande qui repose sur l'information disponible au moment de la produire.

La section 2 du Plan d'approvisionnement 2008-2017 présente l'ensemble des éléments sur lesquels repose cette prévision.

20.2 Veuillez identifier les facteurs internes et externes qui limitent le Distributeur à maximiser la valeur monétaire de ses surplus.

Réponse :

Le Distributeur rappelle qu'il déploie tous les moyens à sa disposition pour minimiser le coût des approvisionnements et qu'à ce titre, le cas échéant, il cherche à maximiser la valeur de ses surplus en tenant compte des contextes technique, réglementaire et énergétique dans lequel il évolue.

20.3 Veuillez identifier les facteurs internes et externes qui permettraient la maximisation de la valeur des surplus d'énergie du Distributeur.

Réponse :

Voir la réponse à la question 20.2.

20.4 Veuillez décrire les produits qui seraient susceptibles d'intéresser le plus de contreparties possibles.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.3 de BEMI (HQD-3, Document 4).

Question 21

Préambule : HQD-1, Document 1, page 45, lignes 19 à 24 et page 46, lignes 1 à 5 :

« Par ailleurs, la conjoncture actuelle requiert que le Distributeur porte une attention particulière aux problématiques de revente des surplus. Le Distributeur est soucieux de maximiser la valeur des quantités d'électricité qui se retrouvent en surplus dans son bilan énergétique. Il doit offrir des produits susceptibles d'intéresser le plus de contreparties possible. Ainsi, Hydro Québec TransÉnergie a introduit un nouveau point de livraison situé à l'intérieur de son réseau. Dans le même esprit, Hydro-Québec Distribution offre aux contreparties qui achètent l'énergie vendue par le Distributeur, la possibilité de rediriger les livraisons vers un autre point que celui prévu dans la transaction initiale, à la condition que le nouveau point soit situé à l'intérieur ou à la frontière du réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie.»

Demandes :

21.1 Veuillez confirmer que le « nouveau point de livraison » est en fait le point de livraison HQT tel que confirmé par la Régie dans le dossier R-3401 impliquant le transporteur. Si non, expliquer toute différence avec le point HQT.

Réponse :

Voir la réponse à la question 9 de la demande de renseignement no 2 de la Régie de l'énergie, à la pièce HQD-15, Document 1.1 du dossier R-3644-2007.

21.2 Veuillez expliquer la concordance du « nouveau point de livraison » avec les conditions de service de transport approuvées par la Régie.

Réponse :

Voir la réponse à la question 21.1.

Question 22

Préambule: HQD-1, Document 1, page 56, lignes 10 à 13 :

« La planification des approvisionnements comporte des incertitudes reliées à la demande – principalement des aléas climatiques et des aléas de croissance de la consommation – ainsi qu'à l'offre, qui peut s'avérer restreinte (peu de contreparties) ou insuffisante par rapport aux quantités requises. »

Préambule :

Le Distributeur rapporte des surplus d'énergie pour les années 2008 et 2009 reliés à la croissance moins forte que prévue du secteur industriel Grandes entreprises et des déficits liés à la revente de ces surplus dans les dossiers R-3644 et R-3649-2007.

Demandes :

22.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a envisagé ou non de nouvelles stratégies d'approvisionnement par rapport à celles présentées dans les 1^{er} et 2^{ème} Plan d'approvisionnement d'afin d'éviter des surplus d'énergie et des déficits liés à la revente des surplus. Dans l'affirmative, veuillez les décrire. Dans la négative, veuillez expliquer les raisons.

Réponse :

Le Distributeur rappelle que sa mission consiste à assurer l'équilibre offre-demande en minimisant les coûts d'approvisionnement.

La stratégie d’approvisionnement du Distributeur se fonde sur un scénario moyen de la demande.

La stratégie d’approvisionnement repose sur des appels d’offres de long terme afin de répondre aux besoins récurrents et significatifs du scénario moyen de la demande.

À court terme, le Distributeur compte sur la flexibilité du portefeuille de moyens contractés et sur l’utilisation des marchés de court terme considérant un critère de fiabilité en énergie qui consiste à *“Satisfaire un scénario de besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen à cinq ans d’avis (incluant l’aléa de la demande et l’aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 5 TWh par année.”*

22.2 Pour le présent Plan d’approvisionnement, le Distributeur s’intéresse-t-il à un service de stockage ? Dans l’affirmative ou dans la négative, veuillez fournir les raisons.

Réponse :

Voir la réponse à la question 27 de l’ACEF (HQD-3, Document 2).

22.3 Y a-t-il des producteurs qui peuvent fournir au Distributeur un service de stockage ?

Si oui, qui sont-ils ? Quelles quantités pourraient-ils offrir, et le Distributeur les a-t-il approché pour discuter de la possibilité d’obtenir un tel service ? Veuillez élaborer vos réponses.

Réponse :

Voir R-3550-2004, HQD-5, Document 8.1, r. 10.1.

22.4 Veuillez comparer les stratégies d’approvisionnement proposées dans le Plan d’approvisionnement 2008-2017 avec celles adoptées par certains distributeurs comparables à Hydro-Québec Distribution.

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information.

Question 23

Préambule : HQD-1, Document 2, Annexe 2B, page 69, lignes 8 à 10 :

« Pour le secteur Industriel Grandes entreprises, l'analyse se fait par clients en fonction des incertitudes de marché et de la situation économique. »

HQD-1, Document 2, page 89, Annexe 2C, tableau 2C-1, ligne « Industriel Grandes entreprises »

Le tableau 2C-1 (HQD-1, Document 2, page 89, Annexe 2C) montre des écarts de -4,3 et -3,1 TWh entre les besoins prévus pour la catégorie Industriel Grandes entreprises dans le Plan d'approvisionnement 2008-2017 et le dernier *État d'avancement*, respectivement pour les années 2008 et 2009.

Demandes :

23.1 Veuillez décrire en détail le processus et la méthodologie utilisés par le Distributeur pour effectuer l'analyse par client mentionnée à la référence (HQD-1, Document 2, Annexe 2B, page 69, lignes 8 à 10).

Réponse :

Lors de l'élaboration des prévisions, le Distributeur consulte ses clients sur leurs intentions de consommation d'électricité pour les prochaines années par l'entremise des délégués commerciaux. Des informations concernant divers projets d'ajout ou de réduction de production envisagés sont ainsi obtenues. Ceux-ci se voient attribuer des probabilités et des délais de réalisation qui tiennent compte du contexte économique prévu.

23.2 Veuillez expliquer en particulier comment le Distributeur tient compte des incertitudes de marché et de la situation économique dans sa prévision de la demande du secteur Industriel Grandes entreprises tel que mentionné à la référence (HQD-1, Document 2, Annexe 2B, page 69, lignes 8 à 10). Veuillez fournir des exemples.

Réponse :

Pour les grands consommateurs d'électricité, des études de marché confidentielles réalisées par des firmes spécialisées évaluent le contexte d'affaires des principaux secteurs

d'activités. À titre d'exemple, les risques de fermetures d'usines dans le secteur des pâtes et papiers ont été déterminés à partir de ces informations privilégiées.

En outre, un suivi serré de l'actualité économique et la consultation de divers documents de Statistique Canada et de rapports annuels complètent ces études.

23.3 Veuillez indiquer toute modification méthodologique depuis le dernier *État d'avancement du Plan* permettant d'améliorer la prévision des besoins du secteur Industriel Grandes entreprises.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas procédé à de changements méthodologiques notables depuis l'année dernière.

23.4 Veuillez indiquer si le Distributeur envisage des actions ou moyens pour améliorer sa prévision des besoins du secteur Industriel Grandes entreprises. Dans l'affirmative, veuillez les décrire. Dans la négative, veuillez fournir les raisons.

Réponse :

Le Distributeur investit dans le suivi de la demande et dans ses relations avec sa clientèle afin d'obtenir rapidement les informations nécessaires à la planification.

23.5 Le Distributeur a-t-il étudié et analysé les causes de cet écart ?

Réponse :

Oui.

23.6 Si oui, veuillez nous indiquer par quelle méthode et quelles sont vos conclusions ?
Si non, veuillez expliquer pourquoi ?

Réponse :

L'unité en charge de la prévision de la demande chez le Distributeur analyse l'évolution de la consommation historique de chaque client. Les écarts de -4,3 et de -3,1 TWh en 2008 et 2009 résultent principalement du contexte difficile vécu dans les industries forestières et de l'impact de la fermeture de l'usine de Norsk Hydro en mars 2007. Cet écart s'atténuera graduellement avec la reprise économique et l'ajout de nouvelles capacités.

Question 24

Préambule : HQD-1, Document 2, Annexe 3A, page 163, lignes 15 à 18

«la charge de papier Masson sera transférée de Brookfield vers Hydro-Québec Distribution le 1^{er} janvier 2009, procurant ainsi à Brookfield davantage de flexibilité pour répondre aux appels d'offres (incluant les appels sous dispense) d'Hydro-Québec Distribution ; »

Demandes :

24.1 Veuillez indiquer dans quel cadre d'activité le transfert de la charge de Papier Masson mentionné à la référence (HQD-1, Document 2, Annexe 3A, page 163, lignes 15-18) a été autorisé et fournir une liste des documents pertinents.

Réponse :

Le Distributeur a reçu une demande de Papier Masson. Il a l'obligation de desservir ce client, conformément aux dispositions de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (article 76.1).

24.2 Veuillez indiquer si la charge de Papier Masson a été prise en compte ou non dans la prévision de la demande du Distributeur.

Réponse :

Oui, voir la réponse à la question 8.1 d'OC (HQD-3 Document 7).

24.3 Veuillez indiquer la charge annuelle de Papier Masson en énergie (GWh) et en puissance à la pointe (MW).

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.2 d'OC (HQD-3 Document 7).

24.4 Veuillez indiquer, le cas échéant, les compensations financières que recevrait Hydro- Québec Distribution suite à ce transfert de charge.

Réponse :

Le Distributeur ne recevra aucune compensation financière, outre des revenus en fonction de l'électricité consommée, conformément aux *Tarifs et conditions du Distributeur en vigueur.*

Question 25

Préambule : HQD-1, Document 2, Annexe 3A, page 165, ligne 5 à 13 :

«Les capacités sur lesquelles Hydro-Québec Distribution peut compter pour satisfaire ses besoins, en cas de demande plus forte que prévu, sont limitées par :

- les différents facteurs de nature technique, qui surviennent sur le réseau de TransÉnergie et dans les zones de contrôle d'où proviendraient les approvisionnements ;*
- les réservations fermes de transport par des tiers, notamment pour les services de passage « wheel-through » et qui sont gérées par le système OASIS d'Hydro-Québec TransÉnergie ; »*

Et

HQD-1, Document 2, Annexe 3A, page 167, lignes 21 à 23 :

*« Ontario
- Une nouvelle interconnexion sera mise en service en mai 2009. Sa capacité s'élèvera à 1250 MW en réception. »*

Et

HQD-1, Document 2, Annexe 3A, page 168, lignes 10 à 16 :

« Des demandes de service de transport ferme à long terme, totalisant 500 MW, utilisant la nouvelle interconnexion avec l'Ontario comme point d'injection, ont été adressées à Hydro-Québec TransÉnergie par des tiers via le système OASIS. Ces demandes risquent d'entraîner une réduction de la capacité disponible au Distributeur, pour assurer la fiabilité de ses approvisionnements. La capacité de la ligne disponible au Distributeur a donc été réduite en conséquence. »

Et

HQD-1, Document 2, Annexe 3A, page 169, tableau 3A-2

(Capacité d'importation de 750 MW du marché de l'Ontario par la nouvelle interconnexion).

Et

HQD-1, Document 2, Annexe 3A, page 171, tableau 3A-3

(Facteurs d'utilisation et Volume d'énergie importée du marché de l'Ontario)

Préambule :

La référence (HQD-1, Document 2, Annexe 3A, page 165, ligne 5-13) indique que « *les capacités sur lesquelles Hydro-Québec Distribution peut compter pour satisfaire ses besoins sont limités par (...) [entre autres facteurs] les réservations fermes de transport par des tiers* », alors que le document d'Hydro-Québec TransÉnergie HQT-14, Document 1, pages 86-87 (dossier R-3640-2007) indique que HQT a une convention signée avec HQT pour utiliser la nouvelle interconnexion avec l'Ontario jusqu'à 1 024 MW en 2010.

Demandes :

25.1 Veuillez indiquer si la nouvelle interconnexion avec l'Ontario pourra permettre les importations et les exportations d'électricité simultanément.

Réponse :

Oui. Le transit électrique correspond alors au résultat net des transactions d'importation et d'exportation effectuées.

25.2 Veuillez confirmer que les tiers ayant requis le service de transport ferme à long terme totalisant 500 MW sont autre que Hydro-Québec Production.

Réponse :

Voir la réponse à la question 67 de l'ACEF (HQD-3, Document 2).

25.3 Veuillez confirmer que ces réservations sont en mode import.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

25.4 Veuillez expliquer comment cela sera possible alors que HQP a une convention signée avec HQT pour utiliser la nouvelle interconnexion avec l'Ontario jusqu'à 1 024 MW en 2010.

Réponse :

La convention de service entre Hydro-Québec Production et Hydro-Québec TransÉnergie vise à utiliser la même interconnexion en mode export.

25.5 Veuillez évaluer les impacts de la convention signée entre HQP et HQT pour l'utilisation de la nouvelle interconnexion avec l'Ontario et de la demande de service de long terme de 500 MW mentionnée à la référence (HQD-1, Document 2, Annexe 3A, page 168, lignes 10 à 16) sur les importations et la revente des surplus du Distributeur respectivement.

Réponse :

La convention de service entre Hydro-Québec Production et Hydro-Québec TransÉnergie n'a aucun impact sur le service ferme disponible en mode import. Pour la revente de surplus du Distributeur, celui-ci pourrait éventuellement utiliser le service de transport non ferme vers l'Ontario si disponible.

25.6 Veuillez expliquer comment le Distributeur a déterminé la capacité d'importation de 750 MW de la nouvelle interconnexion avec l'Ontario sur une capacité maximale de 1 250 MW.

Veuillez préciser tout lien possible avec des demandes de service de 500 MW en mode d'injection mentionnées à la référence (HQD-1, Document 2, Annexe 3A, page 168, lignes 10 à 16).

Réponse :

Le chiffre de 750 MW est une évaluation de la capacité ferme disponible après utilisation par des tiers qui possèderaient des

réservations fermes totalisant 500 MW de capacité. La capacité ferme résiduelle correspond donc à 750 MW.

25.7 Veuillez expliquer la détermination de la capacité d'importation du marché de l'Ontario tel que montrée à la référence (HQD-1, Document 2, Annexe 3A, page 171, tableau 3A-3), compte tenu de la convention signée entre HQP et HQT.

Réponse :

Voir la réponse à la question 19.2 de la Régie (HQD-3, Document 1).

Question 26

Préambule : HQD-1, Document 2, Annexe 3A, page 166, lignes 7 à11 :

« La mise en service des parcs éoliens en Gaspésie risque de restreindre la capacité d'importation à partir des interconnexions du Nouveau-Brunswick, particulièrement sur celle de Eel River (350 MW), lorsque les parcs éoliens produisent à pleine capacité. Il sera donc difficile de planifier des achats fermes à partir de cette interconnexion. »

Demandes :

26.1 Veuillez expliquer les raisons de la restriction possible de la capacité d'importation à partir des interconnexions du Nouveau-Brunswick suite à la mise en service des parcs éoliens en Gaspésie.

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.1 de la Régie (HQD-3, Document 1).

26.2 Veuillez fournir un estimé de la réduction potentielle de la capacité des interconnexions (en MW) qui serait causée par la mise en service des parcs éoliens en Gaspésie, ainsi que la capacité en mode d'importation des interconnexions du Nouveau-Brunswick utilisables par le Distributeur.

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.1 de la Régie (HQD-3, Document 1).

26.3 Veuillez élaborer sur les possibilités pour le Distributeur d'acheter et de vendre de l'énergie et de la puissance fermes et non fermes du Nouveau-Brunswick suite à la mise ne service des parcs éoliens en Gaspésie.

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.1 de la Régie (HQD-3, Document 1).

En ce qui concerne la possibilité de revendre au Nouveau-Brunswick, elle n'est pas affectée par les livraisons des parcs éoliens en Gaspésie.

Question 27

Préambule : HQD-1, Document 2, Annexe 3A, page 172, lignes 19 à 21 :

« Cela étant, le Distributeur propose, pour des fins de planification, de maintenir la dépendance envers les marchés de court terme hors-Québec à 5 TWh par année »

Demandes :

27.1 Veuillez confirmer que la nouvelle interconnexion avec l'Ontario n'a aucun impact sur la limite de 5 TWh par année selon la proposition du Distributeur indiquée à la référence (HQD-1, Document 2, Annexe 3A, page 172, lignes 19 à 21).

Réponse :

La nouvelle interconnexion avec l'Ontario ne permet pas de relever la limite de 5 TWh. Le Distributeur propose d'avoir accumulé une expérience de transactions sur cette nouvelle interconnexion avant de compter sur sa présence pour assurer la fiabilité de ses approvisionnements.

Voir également la réponse à la question 19.2 de la Régie (HQD-3, Document 1).

27.2 Veuillez expliquer pourquoi la limite de 5 TWh devrait être maintenue alors que la nouvelle interconnexion avec l'Ontario permettrait une augmentation des importations.

Réponse :

Voir la réponse à la question 27.1.

Question 28

Préambule: HQD-1, Document 2, Annexe 3B, pages 179-185

Demandes :

28.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'auteur responsable de l'annexe 3B est (sont) le Distributeur et Hydro-Québec Production. Si c'est un autre l'identifier.

Réponse :

Hydro-Québec Production a produit l'annexe 3B.

28.2 Dans le cas où l'auteur de l'annexe 3B est Hydro-Québec Production, ou un tiers, veuillez préciser si le Distributeur a fait des vérifications, et ou validations, des affirmations. Si oui, quand et comment ?

Réponse :

Le Distributeur s'est assuré de la cohérence des données.

28.3 Si non pourquoi ?

Réponse :

Sans objet.

Question 29

Préambule: HQD-1, Document 2, Annexe 3B, page 184

« Les moyens de production contre des déficits d'apports énergétique sont la marge de manœuvre, le stock énergétique et les moyens exceptionnels. »

Demande :

29.1 Veuillez fournir la valeur la plus récente (en TWh) des moyens suivants de protection envisagés contre des déficits annuels et cumulatifs des apports énergétiques :

- la marge de manœuvre d'HQP (production disponible non-engagée d'HQP) ;
- le stock énergétique ;
- et la capacité de production de la centrale thermique de Tracy.

Réponse :

L'information est maintenant disponible sur le site de la Régie de l'énergie.

Question 30

Préambule: HQD-1, Document 2, Annexe 3C, page 189 :

*« NOTE :
L'information suivante sera
mise à jour sur la base des
données disponibles en
novembre 2007. »*

Demande :

30.1 Veuillez fournir l'information présentée aux pages 191 à 195 de HQD-1, Document 2, mise à jour sur la base des données disponibles en novembre 2007 relativement à l'état des réserves et de la fiabilité énergétique d'Hydro-Québec Production.

Réponse :

L'information est maintenant disponible sur le site de la Régie de l'énergie.

Question 31

Préambule: HQD-1, Document 2, Annexe 3D, page 199 :

« Le respect de ce critère est testé à l'aide de modèles stochastiques et les résultats sont mis à jour une fois par année, lors des revues triennales ou intérimaires. Ces exercices permettent de déterminer des taux de réserve qui, par la suite, font l'objet d'un suivi par le NERC. Ainsi, deux

fois par année, Hydro-Québec dépose au NERC un bilan attestant que ses ressources sont suffisantes pour couvrir ses besoins prévus plus le taux de réserve prédéterminé dans le cadre des revues triennales et intérimaires du NPCC.

»

Demandes :

31.1 Veuillez décrire les rôles respectifs de HQP et d'HQD pour chacune des activités suivantes :

- L'élaboration et le développement du modèle stochastique mentionné à la référence (HQD-1, Document 2, Annexe 3D, page 199) ;
- l'utilisation du modèle stochastique pour tester le respect du critère de fiabilité en puissance ;
- la détermination des taux de réserve en puissance ;
- le dépôt des attestations au NERC et au NPCC ;
- le dépôt des documents à la Régie de l'énergie.

Réponse :

En matière de fiabilité en puissance, le Distributeur a la responsabilité de remplir les exigences du NPCC, du NERC et de la Régie. Les revues triennales et intérimaires du Québec, approuvées par le NPCC, concernant l'adéquation des ressources sont réalisées par le Distributeur. Le Distributeur a acheté le modèle MARS de General Electric pour les analyses de fiabilité. Hydro-Québec Production fournit toutes les données sur ses ressources au Distributeur qui intègre ses propres ressources pour évaluer adéquatement la fiabilité.

De plus, le Distributeur et Hydro-Québec Production participent aux activités du NPCC et du NERC. La nature de ces participations varie selon les travaux à faire.

31.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que toutes les données requises pour l'évaluation de la fiabilité en puissance pour la période 2008-2017 telles que l'état des sources d'approvisionnement (équipements de production d'HQP, contrats d'approvisionnement post-patrimoniaux) sont connues par HQP et HQD. Si non, expliquer les mécanismes pour maintenir la confidentialité des données entre HQP et HQD dans l'évaluation de la fiabilité en puissance.

Réponse :

Le Distributeur connaît toutes les données et les hypothèses utilisées dans l'évaluation de la fiabilité entre 2008 et 2012. Par contre, les données sur les ressources du Distributeur ne sont pas connues d'Hydro-Québec Production.

Les échanges d'information, entre le Distributeur et Hydro-Québec Production, concernant la fiabilité en puissance se font sous le couvert d'une entente de confidentialité.

Question 32

Préambule: HQD-1, Document 2, Annexe 3D, page 201

Demande :

32.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'évaluation de la fiabilité en puissance déposée par HQD à la Régie exclut la demande et les ressources des réseaux autonomes et ne considère que le réseau intégré.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

Question 33

Préambule: HQD-1, Document 2, Annexe 3D, page 202

Demande :

33.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les évaluations de fiabilité en puissance d'HQP et d'HQD déposées au NERC, au NPCC et à la Régie ne tiennent pas compte de l'état du réseau de transport d'HQT.

Réponse :

Le critère de fiabilité en puissance du NPCC (voir page 21 du dernier Plan) exige la prise en compte des capacités de transfert entre les sous régions électriques du Québec. Ainsi, toutes les analyses de fiabilité du Distributeur depuis 2005 tiennent compte des capacités internes de transfert.

33.2 Veuillez déposer copie des plus récents rapports d'Hydro-Québec au NERC et au NPCC.

Réponse :

On peut trouver aux adresses suivantes, les dernières évaluations de fiabilité du NERC, auxquelles le Distributeur a pleinement participé.

**ftp://ftp.nerc.com/pub/sys/all_updl/docs/pubs/LTRA2007.pdf
ftp://ftp.nerc.com/pub/sys/all_updl/docs/pubs/winter2007-08.pdf**

La Revue Intérimaire 2007 pour le NPCC n'a pas encore été approuvée.

Question 34

Préambule: HQD-1, Document 2, Annexe 4D, page 225, lignes 1 à 11:

« Le partage de réserve possible obtenu dans le cadre des analyses de fiabilité s'élève à 2720 MW, selon les analyses menées par le NPCC en 2004. Ces analyses sont sur le point d'être réactualisées et les résultats seront rendus publics sous peu. Cette valeur est essentiellement théorique et ne tient pas compte des limites techniques et commerciales qui risquent d'affecter les échanges. En plus, ces analyses ont pour objectif de déterminer la quantité de puissance provenant de l'extérieur, sur laquelle le réseau québécois pourrait compter en cas d'urgence. Le Distributeur, pour sécuriser l'alimentation des charges sous sa responsabilité, conclut des ententes commerciales avec des fournisseurs, ce qui requiert la présence de conditions additionnelles pour déterminer un potentiel d'achats sur les marchés de court terme. » (nos soulignés)

HQD-1, Document 2, Annexe 4D, page 228 :

« Conséquemment, le Distributeur propose d'inscrire une contribution de 500 MW, correspondant à la moitié de la puissance totale garantie par l'interconnexion HQT-MASS, pour représenter la contribution des marchés de court terme hors- Québec au bilan de puissance. Le Distributeur

a désigné cette capacité en tant que ressource pour alimenter la charge locale. À court terme, cette contribution est suffisante pour couvrir les besoins du Distributeur. À plus long terme, la nouvelle interconnexion avec l'Ontario entrera en service. Elle représentera un accès de 1 200 MW à un marché concurrentiel, mais où la puissance disponible en pointe l'hiver demeure une préoccupation. Après la mise en service de cette nouvelle interconnexion, le Distributeur évaluera la pertinence de rehausser la contribution des marchés de court terme hors-Québec, pour satisfaire les besoins de puissance. » (nos soulignés)

Préambule :

Le Distributeur propose d'inscrire au bilan de puissance une contribution de 500 MW sur une capacité théorique de 2 720 MW de partage de réserve avec les réseaux voisins, soit 18% de la capacité maximale théorique.

Demandses :

34.1 Veuillez déposer copie du rapport d'analyse du NPCC de 2004 mentionné par le Distributeur à la référence (HQD-1, Document 2, Annexe 4D, page 225, lignes 1 à 11).

Réponse :

Les documents demandés aux questions 34.1 et 34.2 sont disponibles sur le site « WEB » du NPCC à l'adresse suivante :

<http://www.npcc.org/documents/publications/Assis.aspx>.

Un *addenda* daté du 31 décembre 2007 est également disponible.

34.2 Veuillez déposer copie du rapport actualisé du NPCC s'il a été rendu public.

Réponse :

Voir la réponse à la question 34.1.

34.3 Veuillez indiquer si d'autres distributeurs d'électricité adoptent la même approche que le Distributeur dans l'évaluation de la quantité à inscrire au bilan de puissance pour le partage de réserve. Dans l'affirmative, veuillez décrire leurs expériences et déposer les documents pertinents.

Réponse :

Dans les réseaux électriques voisins, les ISO sont responsables de la fiabilité en puissance. Contrairement au Québec, ces réseaux sont synchrones et peuvent compter sur un partage de réserve important.

Voici leurs principales statistiques concernant ce sujet :

État	Partage de réserve	Potentiel
New York	2 300 MW	entre 5 400 et 7 000 MW
Nouvelle-Angleterre	2 000 MW	entre 3 500 et 4 400 MW
Ontario	1 200 MW	entre 3 760 et 4 000 MW.

Ces données sont disponibles dans les rapports indiqués à la réponse à la question 34.1.

Question 35

Préambule: HQD-1, Document 2, Annexe 5A, page 235 :

«En 2017, le profil des puissances classées des approvisionnements additionnels requis traduit des besoins importants en hiver et des certains surplus lors des mois d'été. Lors des mois d'hiver, les achats d'énergie devront être accompagnés d'une garantie de puissance.»

Demande :

35.1 Veuillez décrire les stratégies et actions envisagées par le Distributeur pour vendre les surplus d'énergie lors des mois d'été.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 6 et 7 de BEMI (HQD-3, Document 4).

35.2 Veuillez préciser les collaborations possibles avec HQP pour maximiser les revenus découlant de la vente des surplus.

Réponse :

Il n'y a aucune collaboration particulière avec Hydro-Québec Production afin de maximiser les revenus découlant de la vente des surplus.

**Le Distributeur collabore sur un pied d'égalité avec toutes ses
contreparties.**