

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



**1. Référence : Préviation de la demande**

- i) HQD-1, document 1, page 14, tableau 2.3 (Ventes et Besoins, scénario moyen) ;
- ii) HQD-1, document 1, page 15, tableau 2.4 (Puissance, scénario moyen).

**Préambule :**

La FCEI veut simplement bien comprendre et faire le lien, globalement d'un point de vue méthodologique, entre les données d'un dossier tarifaire et celles d'un plan d'approvisionnement.

**Demande :**

**1.1** Pouvez-vous confirmer que, de la même manière :

- 1) les scénarios moyens des besoins présentés dans un plan d'approvisionnement, et
  - 2) les prévisions de la demande de l'année témoin projetée d'un dossier tarifaire,
- sont conçus à la normale climatique ?

**Réponse :**

**Le Distributeur le confirme.**

**1.2** Les prévisions de la demande de l'année témoin projetée d'un dossier tarifaire sont-elles conçues comme (correspondent-elles à) un « scénario **moyen** d'approvisionnement », par opposition à un « scénario **fort** » ou à un « scénario **faible** » ?

**Réponse :**

**La prévision de la demande de l'année témoin projetée d'un dossier tarifaire est conçue comme un scénario moyen.**

**2. Référence : Préviation de la demande**

- i) D-2005-178, page 9, demande de la Régie d'ajouter certaines informations au Plan ;
- ii) HQD-1, document 2, page 114, tableau 2D-10 (Historique des besoins en puissance) ;
- iii) R-3550-2004, HQD-3, document 3, page 45, lignes 6 à 10 (Pointes critiques).

**Préambule :**

i) « ... elle (la Régie) demande au Distributeur d'ajouter, dans la présentation de la prévision de la demande de ses prochains plans d'approvisionnement, les informations suivantes :

- ... ..

- les données historiques, réelles et normalisées pour les conditions climatiques, des dix dernières années :

des ventes par secteur de consommation, des besoins en énergie, des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage, des économies d'énergie ;  
(Soulignements de FCEI)

- ... ..

ii) Au bas du tableau 2D-10 : <sup>1</sup> « *Pointe normalisée pour les conditions climatiques et les autres conditions d'occurrence de la pointe d'hiver que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.* » La FCEI suppose que le petit « 1 » du bas du tableau 2D-10 est rattaché au titre et, donc, que la note petit « 1 » concerne l'ensemble du tableau.

iii) « ... *les pointes de janvier 2003 et 2004 ont été plus critiques à cause des froids intenses qui ont frappé le Québec. La puissance maximum transportée par le réseau de TransÉnergie a d'ailleurs atteint son maximum historique le 15 janvier 2004 avec un transit de l'ordre de 36 000 MW. De cette quantité, 35 600 MW étaient transportés pour la charge locale ...* » (Soulignements de FCEI)

**Demande :**

**2.1** Considérant que le tableau 2D-10 est celui qui présente les besoins en puissance à la pointe d'hiver **normalisée**, pouvez-vous présenter un tableau analogue au tableau 2D-10 présentant les besoins en puissance à la pointe d'hiver **réelle** ?

**Réponse :**

**L'information demandée n'est pas disponible. Le Distributeur ne fait aucun suivi de la pointe d'hiver réelle par usages.**

**2.2** Dans le cas (improbable ?) où vous ne pourriez présenter le tableau demandé à la question 2.1 précédente, et à l'instar des 35 600 MW donnés pour 2004 (préambule iii)), pouvez-vous au moins donner le total **réel** des « *Besoins réguliers du Distributeur* » de chaque année ?

**Réponse :**

**Le tableau suivant présente l'historique de la pointe d'hiver réelle des besoins réguliers du Distributeur.**

**Tableau R-2.2**  
**Historique des besoins en puissance réels à la pointe d'hiver (MW)**

	1996- 1997	1997- 1998	1998- 1999	1999- 2000	2000- 2001	2001- 2002	2002- 2003	2003- 2004	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007
<b>BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR</b>	30 513	28 424	31 246	30 712	29 633	29 430	34 566	35 766	34 558	32 889	35 593

**3. Référence : Prévion de la demande**

- i) HQD-1, document 2, page 60, tableau 2A-9 (Besoins en puissance, scénario moyen) ;
- ii) R-3550-2004, HQD-5, document 1.1, page 69 (Condition N+4000 MW sur transport).

**Préambule :**

ii) Extrait de la réponse du Distributeur à la question 30.1 de la Régie : « *Le Transporteur a ainsi défini la condition N+4000 comme nouvelle exigence à respecter sur le réseau principal, avec tous ses équipements en service, suite à la demande du Distributeur d'être en mesure de répondre à des pointes exceptionnelles de 4 000 MW au-delà de la pointe planifiée.* »

**Demande :**

- 3.1** Pouvez-vous présenter un tableau analogue au tableau 2A-9 qui montrerait les prévisions des besoins en puissance à la pointe d'hiver du scénario fort ?

**Réponse :**

**Le tableau suivant présente la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages du scénario fort.**

**Tableau R-3.1  
Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages  
Scénario fort (MW)**

	2006-	2007-	2008-	2009-	2010-	2011-	2012-	2013-	2014-	2015-	2016-	Croissance	2006-2016
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	MW	tx annuel moyen
<b>Valeurs normalisées pour les conditions climatiques<sup>1</sup></b>													
Chauffage domestique et agricole	10 337	10 544	10 714	10 873	11 007	11 120	11 233	11 335	11 460	11 512	11 594	1 257	1,2%
Chauffage général et institutionnel	3 260	3 382	3 416	3 446	3 443	3 429	3 416	3 402	3 391	3 359	3 385	125	0,4%
Eau chaude domestique et agricole	1 556	1 587	1 612	1 635	1 658	1 680	1 701	1 721	1 740	1 760	1 780	224	1,4%
Industriel PME	1 471	1 508	1 529	1 541	1 558	1 580	1 600	1 627	1 657	1 694	1 723	252	1,6%
Industriel Grandes entreprises	7 785	8 143	8 174	8 568	8 740	8 932	9 091	9 202	9 319	9 413	9 480	1 695	2,0%
Autres usages	10 691	11 313	11 452	11 670	11 854	12 036	12 238	12 457	12 666	12 882	13 120	2 429	2,1%
<b>Besoins réguliers du Distributeur</b> <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	<b>35 100</b>	<b>36 476</b>	<b>36 897</b>	<b>37 734</b>	<b>38 259</b>	<b>38 777</b>	<b>39 279</b>	<b>39 744</b>	<b>40 234</b>	<b>40 619</b>	<b>41 082</b>	<b>5 982</b>	<b>1,6%</b>
<b>Impacts des conditions climatiques<sup>1</sup></b>	<b>493</b>												
<b>Valeurs réelles</b>													
<b>Besoins réguliers du Distributeur</b>	<b>35 593</b>												

<sup>1</sup> Et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

**3.2** Doit-on comprendre de la condition N+4000 que les « *Besoins réguliers du Distributeur* » que l'on retrouve au tableau 2A-9 seraient tous augmentés de 4 000 MW pour représenter un scénario de « *pointes exceptionnelles* » ?

**Réponse :**

**C'est le cas, pour le critère de conception du réseau de transport.**

**4. Référence : Aléas de la demande**

HQD-1, document 1, page 17, lignes 5 à 9 (Horizon d'application des critères de fiabilité).

**Préambule :**

*« ... le critère de fiabilité en énergie s'applique sur un horizon de 5 ans ... le critère de fiabilité en puissance utilise un horizon de 4 ans... »*

**Demande :**

**4.1** Pouvez-vous expliquer pourquoi l'horizon d'application diffère selon que le critère de fiabilité soit en énergie ou en puissance ? Ou, le cas échéant, pouvez-vous référer la FCEI aux pièces des années antérieures où se trouveraient ces explications ?

**Réponse :**

Dans son *Plan d'approvisionnement 2005-2014*, le Distributeur retenait un horizon de quatre ans pour les deux critères. Dans sa décision D-2005-178 (p.11-13), la Régie demandait au Distributeur l'application du critère de fiabilité en énergie d'un écart-type sur cinq ans.

**5. Référence : Aléas de la demande**

- i) HQD-1, document 1, page 17, lignes 22 et 23 (Définition de l'aléa global) ;
- ii) HQD-1, document 1, page 18, tableaux 2.6 et 2.7 (Aléas sur les besoins).

**Préambule :**

- i) « **L'aléa global** se définit par la combinaison indépendante de l'aléa climatique et de l'aléa sur la demande prévue. »

**Demande :**

- 5.1** Pouvez-vous expliquer davantage la définition de « l'aléa global », entre autres en expliquant les termes « *combinaison indépendante* » dans la citation du préambule, et en expliquant pourquoi l'aléa global des tableaux 2.6 et 2.7 ne correspond pas à la somme de l'aléa climatique (un écart type) et de l'aléa sur la demande prévue ? Ou, le cas échéant, pouvez-vous référer la FCEI aux pièces des années antérieures où se trouveraient ces explications ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 13.a de l'ACEF (HQD-3, Document 2).**

**6. Référence : Critère de fiabilité en puissance**

- i) HQD-1, document 1, page 24, tableau 3.2 (Puissance requise pour critère en fiabilité) ;
- ii) R-3644-2007, HQD-11, document 3, page 77, colonne 14 (Puissance coïncidente).

**Préambule :**

- i) Les « *Besoins à la pointe visés par le plan* » pour l'année 2007-2008 sont de 35 968 MW, et sont de 38 681 MW pour l'année 2016-2017.

ii) La ligne « *Total sans Réseaux autonomes* » indique une puissance coïncidente de 35 705 MW pour l'année témoin projetée 2008.

**Demande :**

**6.1** Pour la compréhension de la FCEI, est-ce que la puissance de 35 968 MW du Plan est le pendant (le vis-à-vis) de la puissance de 35 705 MW de l'année témoin projetée, avec quelques mois de différence ?

**Réponse :**

**Les besoins en puissance de 35 968 MW mentionnés au paragraphe i) du préambule correspondent aux besoins réguliers du Distributeur prévus dans le Plan.**

**Les besoins en puissance de 35 705 MW montrés à la référence référence ii) correspondent à la pointe de la charge locale du Transporteur prévue pour l'année témoin projetée 2008 dans le dossier R-3644-2007.**

**6.2** Toujours pour la compréhension de la FCEI, si un dossier tarifaire avait comme année témoin l'année 2016-2017, et en supposant la structure tarifaire de HQT inchangée dans le temps, les coûts de transport du Distributeur découleraient d'une facture de charge locale basée sur une puissance de 38 681 MW, est-ce exact ?

**Réponse :**

**Dans un dossier tarifaire, l'année témoin porte toujours sur une année complète du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre. Par conséquent, il serait faux de conclure que la facture de la charge locale du Distributeur serait basée sur des besoins en puissance de 38 681 MW puisque ceux-ci chevauchent les besoins de la pointe d'hiver des années 2016 et 2017.**

**Voir également la réponse à la question 6.1.**

**7. Référence : Critère de fiabilité en puissance**

- i) HQD-1, document 1, page 18, tableau 2.7 (Aléa sur les besoins en puissance) ;
- ii) HQD-1, document 1, page 24, tableau 3.2 (Puissance requise pour critère en fiabilité) ;

iii) HQD-1, document 1, page 21, lignes 1 à 3 (Critère de fiabilité en puissance).

**Préambule :**

i) Dans le tableau 2.7, l'« *Aléa global* » sur les besoins en puissance varie de 1 660 MW à 2 060 MW pour les quatre premières années du Plan.

ii) Dans le tableau 3.2, la « *Réserve pour respecter le critère de fiabilité (en puissance)* » varie de 3 538 MW à 4 083 MW pour les quatre premières années du Plan.

iii) « *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.* »

**Demande :**

7.1 Pouvez-vous expliquer (davantage) le lien entre l'« *Aléa global (en puissance)* » et la « *Réserve pour respecter le critère de fiabilité (en puissance)* » ? De quelle façon l'« *Aléa global (en puissance)* » est-il inclus dans la « *Réserve pour respecter le critère de fiabilité (en puissance)* » ? Par exemple, dans la « *Réserve pour respecter le critère de fiabilité (en puissance)* », y a-t-il un ou deux écarts types d'aléa climatique, un ou deux écarts types d'aléa sur la demande prévue, ou encore, un ou deux écarts types d'aléa global ?

**Réponse :**

L'évaluation de la réserve requise du Distributeur est réalisée avec le modèle « MARS » de General Electric. Plusieurs membres du NPCC utilisent ce modèle pour leur démonstration de fiabilité. Les analyses du NPCC sont également réalisées avec ce modèle.

Dans ce modèle, l'aléa global de la demande est représenté par des facteurs multiplicatifs ayant chacun une probabilité d'occurrence différente. Des déviations, par rapport au scénario moyen de la demande, allant jusqu'à deux écarts types, sont considérées.

Le modèle « MARS » génère de manière aléatoire la disponibilité de chaque groupe de chaque centrale électrique à l'aide de la probabilité de panne associée à chaque centrale, selon un historique des dernières années.

**La fiabilité en puissance prend en compte l'indisponibilité des ressources et l'aléa global de la demande.**

**Le modèle effectue un grand nombre de simulations. L'espérance de délestage pour l'ensemble des simulations effectuées ne doit pas dépasser le critère (0,1 jour par année de délestage).**

- 7.2** Pouvez-vous décomposer la « Réserve pour respecter le critère de fiabilité (en puissance) » du tableau 3.2 en ses composantes : Aléa climatique, Aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales), Indisponibilité des ressources, et autres, le cas échéant ?

**Réponse :**

**La réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance, couvre les incertitudes associées tant à la prévision de la demande qu'à l'indisponibilité des ressources. La réserve requise est indissociable de ces deux types d'incertitude.**

- 7.3** Comment les MW de fiabilité en puissance reliés à la probabilité d'indisponibilité des ressources sont-ils déterminés ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 7.1.**

**8. Référence : Fiabilité du réseau du transport**

- i) HQD-1, document 1, page 27, lignes 1 à 5 (Critère de conception du réseau) ;
- ii) R-3550-2004, HQD-5, document 1.1, page 69 (Condition N+4000 MW) ;
- iii) HQD-1, document 1, page 21, lignes 1 à 3 (Critère de fiabilité en puissance).

**Préambule :**

*i) « Le réseau de transport est conçu de sorte qu'il soit en mesure d'acheminer l'électricité nécessaire pour répondre à des besoins correspondant au scénario moyen de la demande plus 4 000 MW. Cette capacité additionnelle correspond à l'impact de l'aléa global (climatique et prévisionnel) sur les besoins en puissance à la pointe, lorsque deux écarts types sont considérés. » (Soulignements de FCEI)*

ii) Extrait de la réponse du Distributeur à la question 30.1 de la Régie :  
« Les faibles marges de transit disponibles sur le réseau de transport lors de la pointe exceptionnelle de 2002-2003 ont incité le Distributeur à demander au Transporteur d'accroître ses capacités de transit. ... Le Transporteur a ainsi défini la condition N+4000 comme nouvelle exigence à respecter sur le réseau principal, avec tous ses équipements en service, suite à la demande du Distributeur d'être en mesure de répondre à des pointes exceptionnelles de 4 000 MW au-delà de la pointe planifiée. »  
(Soulignements de FCEI)

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

**Demande :**

- 8.1** Doit-on comprendre que le résultat du calcul de « deux écarts types » (préambule i)) est celui qui permet de répondre, en termes de transport, aux pointes exceptionnelles comme celle de l'année 2002-2003 (préambule ii) ?

**Réponse :**

**Les deux écarts types dont le préambule fait référence découlent de la convolution des deux aléas, soit l'aléa climatique et l'aléa prévisionnel. Ainsi, le réseau de transport est en mesure de répondre aux pointes exceptionnelles en autant que ces dernières soient comprises à l'intérieur des deux écarts types.**

- 8.2** En préambule i), le Distributeur dit que la capacité additionnelle de 4 000 MW (côté transport) correspond à l'impact de l'aléa climatique et prévisionnel lorsque deux écarts types sont considérés. Qu'en est-il des « probabilités d'indisponibilité des ressources » (préambule iii)) dont le Distributeur tient compte pour établir sa réserve assurant la fiabilité en puissance (côté approvisionnement) ? Sont-elles, devraient-elles être prises en compte dans l'établissement de la « réserve » côté transport ?

**Réponse :**

**Non, les indisponibilités des équipements de production ne font pas partie de la marge de manœuvre de 4 000 MW en transport.**

**9. Référence : Fiabilité du réseau du transport**

- i) HQD-1, document 1, page 27, lignes 1 à 3 (Critère de conception du réseau) ;
- ii) HQD-1, document 1, page 24, tableau 3.2 (Puissance requise pour critère en fiabilité).

**Préambule :**

i) « *Le réseau de transport est conçu de sorte qu'il soit en mesure d'acheminer l'électricité nécessaire pour répondre à des besoins correspondant au scénario moyen de la demande plus 4 000 MW.* »

ii) La ligne « *Réserve pour respecter le critère de fiabilité (en puissance)* » montre des puissances allant de 3 538 MW à 4 255 MW entre 2007-2008 et 2016-2017.

**Demande :**

- 9.1** Peut-on, devrait-on, faire un lien entre le critère de fiabilité en puissance relié à l'**approvisionnement** et le critère de fiabilité (en puissance) relié au **réseau de transport** ?

**Réponse :**

**Les deux critères ne sont en effet pas totalement indépendants, puisqu'ils sont reliés à l'aléa sur les besoins. Par contre, « le critère de fiabilité en puissance », prend également en considération l'aléa sur la disponibilité des ressources.**

- 9.2** En lien avec la question précédente, et plus précisément, peut-on, doit-on, faire le lien entre la marge requise sur le réseau de transport de + 4 000 MW (par rapport au scénario moyen de la demande) et la « *Réserve pour respecter le critère de fiabilité (en puissance)* » du tableau 3.2 ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 9.1.**

- 9.3** Si oui à la question 9.2, doit-on comprendre que la marge requise sur le réseau de **transport** pourrait être éventuellement révisée à la hausse suivant la progression de la « *Réserve pour respecter le critère de fiabilité (en puissance)* » ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 9.1.**

- 9.4** Si oui à la question 9.2, pourquoi, comme pour la « *Réserve pour respecter le critère de fiabilité (en puissance)* », ne pas exprimer la marge de fiabilité requise sur le réseau de **transport** en pourcentage des « *Besoins à la pointe visés par le Plan* » ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 20c de l'ACEF (HQD-3, Document 2).**

- 9.5** Si non à la question 9.2, pouvez-vous expliquer pourquoi il n'y a pas de lien ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 9.1.**

**10. Référence : Fiabilité du réseau du transport**

- i) HQD-1, document 1, page 27, lignes 1 à 3 (Critère de conception du réseau) ;
- ii) HQD-1, document 1, page 27, lignes 5 à 7 (Alimentation de 1 000 MW).

**Préambule :**

i) « *Le réseau de transport est conçu de sorte qu'il soit en mesure d'acheminer l'électricité nécessaire pour répondre à des besoins correspondant au scénario moyen de la demande plus 4 000 MW.* »

ii) « *Les modalités d'application de ce critère (de fiabilité du réseau de transport) impliquent également que jusqu'à 1 000 MW pourraient être alimentés par les interconnexions ou par l'électricité interruptible.* »

**Demande :**

- 10.1** Les 1 000 MW dont il est question dans la citation ii) du préambule sont-ils inclus dans les 4 000 MW de la citation i) ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 20b de l'ACEF (HQD-3, Document 2).**

**11. Référence : Fiabilité du réseau de transport**

HQD-1, document 1, page 27, lignes 16 à 18 (Respect du critère de fiabilité du réseau).

**Préambule :**

*« Dorénavant, les coûts assumés pour maintenir ce niveau de fiabilité (scénario moyen de la demande + 4 000 MW) sont imputés aux nouvelles ressources intégrées et pour lesquelles un service de transport ferme est demandé. »*

**Demande :**

- 11.1** Pouvez-vous expliquer davantage à qui sont imputés les coûts permettant de maintenir le niveau de fiabilité requis, en expliquant, entre autres, les termes « *nouvelles ressources intégrées* » ? De façon plus directe : Qui, chez le **Transporteur**, paie les coûts permettant de maintenir le niveau de fiabilité requis sur le réseau de transport ?

**Réponse :**

**Lorsque les ressources mises sous contrat par Hydro-Québec Distribution par suite d'appels d'offres sont intégrées au réseau de transport, les coûts d'intégration au réseau sont assumés par le Transporteur jusqu'à concurrence de 570 \$/kW. L'excédent éventuel de coûts est assumé par Hydro-Québec Distribution ou le fournisseur, selon les modalités convenues entre eux. Le Distributeur, par la tarification du service de transport pour l'alimentation de la charge locale, assume une partie importante du coût de service du Transporteur.**

**Dans le cas des ressources développées par des producteurs d'électricité qui ne sont pas des fournisseurs du Distributeur, le Transporteur convient d'une entente de raccordement avec ces derniers. Ce type d'entente prévoit que l'une ou l'autre des trois modalités prévues aux *Tarifs et conditions des services de transport* pour les raccordements de centrale (article 12A), s'appliquent à ceux-ci, afin d'assurer la neutralité tarifaire des coûts d'intégration.**

- 11.2** Comme la phrase citée commence par « *Dorénavant* », pouvez-vous expliquer ce qu'il en était auparavant ? Ou, le cas échéant, pouvez-vous référer la FCEI aux pièces des années antérieures où se trouveraient ces explications ?

**Réponse :**

**Voir R-3550-2004, HQD-5, Document 1.1, pages 67 à 69.**

- 11.3** Qu'advient-il de la facture de transport du Distributeur ? Pouvez-vous confirmer que la facture de transport du Distributeur d'une année témoin donnée demeure la même peu importe que le scénario de la demande qui se réalise soit le scénario moyen, le scénario faible, le scénario fort ou un scénario exceptionnel ?

**Réponse :**

**La facture de transport payée par le Distributeur au cours d'une année donnée correspond au tarif pour la charge locale approuvé par la Régie de l'énergie, lequel dépend en grande partie des investissements déjà réalisés. Si lors d'une année, la demande est plus forte ou plus faible, il n'y a aucun impact sur la facture courante du service de transport. Toutefois, dans une optique à plus long terme, l'évolution de la demande du Distributeur peut avoir un impact sur le programme d'investissement et sur les coûts des années subséquentes, et conséquemment sur la facture globale de transport assumée par le Distributeur.**

**12. Référence : Fiabilité du réseau de transport**

- i) HQD-1, document 1, page 27, lignes 1 à 3 (Critère de conception du réseau) ;
- ii) HQD-1, document 1, page 27, lignes 12 à 14 (Démarches entreprises en 2004).

**Préambule :**

i) *« Le réseau de transport est conçu de sorte qu'il soit en mesure d'acheminer l'électricité nécessaire pour répondre à des besoins correspondant au scénario moyen de la demande plus 4 000 MW. »*

ii) *« En 2004, Hydro-Québec Trans-Énergie a entrepris les démarches et les projets permettant la mise à niveau requise pour assurer la conformité au critère de conception. »*

**Demande :**

- 12.1** Avant 2004, donc avant la planification d'une marge de 4 000 MW sur le réseau de transport, la gestion de la demande était-elle plus difficile à effectuer et se trouvait-elle plus à risque ? Le cas échéant, pouvez-vous

référer la FCEI aux informations déjà fournies à ce sujet dans les dossiers antérieurs ?

**Réponse :**

**Voir R-3550-2004, HQD-5, Document 1.1, pages 67 à 69.**

**13. Référence : Fiabilité du réseau de transport**

- i) HQD-1, document 2, page 78, lignes 1 à 4 (Aléa climatique sur besoins en puissance) ;
- ii) R-3550-2004, HQD-5, document 1.1, page 69 (Condition N+4000 MW)

**Préambule :**

i) « L'histogramme du graphique 2B-3 illustre la distribution de probabilité de l'aléa climatique sur les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2010-2011. Dans les cas extrêmes, l'impact des conditions climatiques peut atteindre près de 4 800 MW. » (Soulignements de FCEI)

ii) Extrait de la réponse du Distributeur à la question 30.1 de la Régie : « Le Transporteur a ainsi défini la condition N+4000 comme nouvelle exigence à respecter sur le réseau principal, avec tous ses équipements en service, suite à la demande du Distributeur d'être en mesure de répondre à des pointes exceptionnelles de 4 000 MW au-delà de la pointe planifiée. » (Soulignements de FCEI)

**Demande :**

**13.1** Comment comprendre l'aléa climatique extrême de 4 800 MW du préambule i) en relation avec la condition N+4000 du préambule ii) ? Comment répondre aux besoins d'un aléa climatique extrême de 4 800 MW (sans compter la possibilité d'un aléa prévisionnel et d'une indisponibilité du réseau) si le réseau de transport est conçu avec une marge de fiabilité de 4 000 MW ?

**Réponse :**

**Les critères de fiabilité ne peuvent couvrir tous les scénarios possibles. Dans des cas extrêmes, tel que mentionné dans la question, des moyens d'exploitation exceptionnels tel que l'appel au public peuvent être utilisés.**

**14. Référence : Approvisionnements sous contrat**

HQD-1, document 1, page 28, lignes 1 et 2 (Électricité patrimoniale).

**Préambule :**

*« La contribution maximale de l'électricité patrimoniale au bilan en énergie s'élève à 178,9 TWh. »*

Au cours de la séance de travail du 15 janvier 2008 et suite à une question de la FCEI, le Distributeur a indiqué de nouveau que, selon le décret gouvernemental, l'électricité patrimoniale était destinée au marché québécois et que toute portion invendue de cette électricité était perdue.

**Demande :**

**14.1** Le Distributeur peut-il indiquer où la Régie a tranché sur une interprétation du décret gouvernemental telle que le soumet le Distributeur ?

**Réponse :**

**Dans sa décision D-2007-83 (p.15), la Régie affirmait :**

*« La notion d'électricité patrimoniale a été définie au cours de précédents dossiers devant la Régie et elle ne peut être revendue sur les marchés externes. »*

**15. Référence : Approvisionnements additionnels et stratégie**

HQD-1, document 1, page 40, lignes 1 à 3 (Besoins en puissance à court terme)

**Préambule :**

*« L'alimentation des nouveaux besoins en puissance à court terme s'appuie essentiellement sur l'utilisation de l'électricité interruptible et des achats de puissance sur les marchés de court terme. »*

**Demande :**

**15.1** Si des achats de puissance sur les marchés à court terme sont effectués, y aura-t-il des coûts de transport supplémentaires qui y seront associés ? Ou bien, la facture de transport du Distributeur demeure-t-elle toujours inchangée ? Pouvez-vous expliquer votre réponse ?

**Réponse :**

**Il n'y a pas de frais de transport additionnels pour l'alimentation des besoins de la charge locale.**

**QUESTIONS DE L'EXPERT PHILIPPE GRÉGOIRE POUR LE COMPTE DE LA FCEI RELATIVES  
AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017**

**1. Référence : Approvisionnements additionnels et stratégie**

- a) HQD-1, Document 1, page 39, ligne 8 à page 40, ligne 11

**Préambule :**

- a) *« Cette entente est conditionnelle à son approbation par la Régie et s'applique sur l'ensemble de l'année 2008. Elle permet de réduire les surplus du Distributeur de 4,3 TWh, et de limiter les reventes anticipées en 2008 à 1,3 TWh. [...] Dans tous les cas, la priorité parmi l'ensemble des moyens à la disposition du Distributeur sera accordée aux actions les plus susceptibles de réduire le coût total annuel des approvisionnements »*

**Demande :**

- 1.1 En cas de surplus, la priorité de HQD semble être la diminution des approvisionnements plutôt que la revente de l'énergie. Est-ce exact? Si oui, veuillez expliquer pourquoi.

**Réponse :**

**Comme le Distributeur l'a mentionné dans son Plan (p. 40), ce dernier gère ses surplus énergétiques sur une base économique.**

- 1.2 À partir de quel écart avec ses propres prévisions de demande en énergie (TWh) HQD agit-il afin de revendre ses surplus ou acheter de l'énergie sur les marchés? Veuillez décrire la séquence des actions entreprises et les délais d'exécution suivant l'atteinte d'un tel « volume-signal » jusqu'à ce que le surplus/déficit soit éliminé.

**Réponse :**

**En tout temps, le Distributeur doit assurer l'équilibre offre-demande. En mode planification, le Distributeur applique sa stratégie d'approvisionnement de long terme, qui consiste à satisfaire les besoins récurrents et significatifs sur un horizon de planification de 48 à 60 mois, par approvisionnements de long terme. Les besoins qui apparaissent à un horizon de planification inférieur à 48 mois sont généralement comblés sur les marchés de court terme, ou revendus lorsqu'il y a situation de surplus.**

- 1.3 Dans le cas où la revente d'énergie est envisagée, est-ce que HQD transige au Québec, sur les marchés externes, ou aux deux endroits? Veuillez donner les répartitions en valeur et en volume de ces transactions sur ces divers marchés.

**Réponse :**

**Les appels d'offres sont ouverts à tous, pour des livraisons d'électricité sur le réseau de TransÉnergie, soit au point HQT ou à une interconnexion. Le Distributeur octroie un bloc d'énergie au fournisseur qui offre le meilleur prix en tenant compte des frais de transport afférents.**

- 1.4 Dans le cas où la revente d'énergie est envisagée, quelles sont les procédures de couverture mises en place par HQD pour se protéger contre le risque d'écart négatif entre le prix de revente sur les marchés et le coût d'approvisionnement?

**Réponse :**

**La stratégie de revente du Distributeur vise à minimiser le coût total d'approvisionnement. Elle tient compte du coût variable du contrat cyclable avec Hydro-Québec Production, du prix des offres reçues de même que les prix de marché pour la revente de ses surplus. Des évaluations économiques sont réalisées afin de déterminer la solution qui minimise le coût d'approvisionnement global du Distributeur.**

**Lorsque les offres des contreparties sont inférieures aux anticipations de marché au moment de conclure l'appel d'offres, le Distributeur peut refuser d'octroyer la totalité ou une partie des blocs offerts. Le Distributeur s'assure que les prix retenus permettent de couvrir les frais variables du contrat cyclable et la valeur des pertes de transport. Lorsque les prix offerts ne permettent pas de couvrir les frais variables du contrat cyclable, le Distributeur ne programme pas de livraison auprès du Producteur, tel que le permet ce contrat.**

- 1.5 Dans le calcul économique permettant de mesurer l'écart existant entre un scénario de revente et un scénario d'interruption de contrat, quelles données de base est-ce que HQD utilise comme point de référence par rapport à son portefeuille?

Considère-t-on le prix d'achat moyen global d'approvisionnement ou un prix d'achat par marché (achats ayant comme source l'Ontario, New York, la Nouvelle Angleterre, les Maritimes ou le Québec) ou encore un prix d'achat moyen par moyen de production (mazout, gaz, charbon, nucléaire, hydro, vent...). Veuillez expliquer la méthodologie adoptée en faisant ressortir les avantages de la méthode par rapport à la gestion du risque.

**Réponse :**

**Le Distributeur compare les deux éléments suivants :**

- le prix de ses sources d'approvisionnement à la marge, soit celles à un coût variable qui peut être évité lorsqu'il n'y a pas de livraisons d'énergie
- les revenus espérés à la revente de volume d'énergie équivalent sur les marchés de court terme.

**Le Distributeur a présenté sa méthodologie complète dans le cadre du dossier R-3649-2007 visant la suspension temporaire des livraisons d'énergie provenant de la centrale de TCE.**

**2. Référence : Approvisionnements additionnels et stratégie**

- a) HQD-1, Document 1, page 46, section 5.4.1
- b) HQD-1, Document 1, page 46, section 5.4.1, ligne 7

**Préambule :**

- a) « ...de la Régie, les transactions sous dispense... »

**Demande :**

- 2.1 Quelle est la différence entre la définition de court terme utilisée sur le marché et celle qu'utilise HQD?

**Réponse :**

**Il n'existe pas de définition universelle de court terme sur les marchés.**

**Toutefois, le Distributeur désigne le marché de court terme comme celui qui couvre une période supérieure à 3 mois mais qui n'excède pas 1 an. Le marché de très court terme couvre une période de moins de 3 mois.**

- 2.2 Quelles sont les critères à respecter pour qu'une transaction puisse être réalisée en tant que « transaction sous dispense »?

**Réponse :**

**La durée des livraisons doit être inférieure à trois mois. De plus, le Distributeur évite de conclure ce type de transactions plus de 3 mois avant le début des livraisons.**

**3. Référence : Approvisionnements additionnels et stratégie**

- a) HQD-1, Document 1, pages 47-48, section 5.4.2

**Demande :**

- 3.1 Une requête antérieure proposait qu'HQD ait sa propre plateforme électronique pour gérer ses achats à court terme, ce à quoi HQD a répondu qu'il utilisait déjà des plateformes existantes de HQP. HQD est-il en mesure de quantifier l'importance de ses transactions sur ces plateformes électroniques?

**Réponse :**

**Le Distributeur tient à préciser qu'il n'a jamais « utilisé la plateforme électronique du Producteur ». Afin de dissiper toute ambiguïté, le Distributeur confirme avoir eu recours aux services du Producteur pour revendre la presque totalité de ses surplus d'énergie postpatrimoniale au cours des années 2005 et 2006. Ces reventes ont fait l'objet de transactions conclues en vertu de la convention de transactions liant les deux parties.**

**4. Référence : Gestion des risques – Questions générales**

- a) HQD-1, Document 1, pages 56-60  
b) HQD-1, Document 2, Annexe 5B, pages 241-291

**Demande :**

- 4.1 Est-ce que HQD possède une politique écrite de gestion des risques? Si oui, veuillez nous indiquer où nous pouvons la consulter ou veuillez la déposer dans le cadre de la présente demande.

**Réponse :**

**Tel que mentionné dans le plan d’approvisionnement (HDQ-1, Document 1), le Distributeur travaille présentement, en collaboration avec le Groupe Finances d’Hydro-Québec, à l’élaboration d’un programme de gestion des risques et à l’adoption d’indicateurs de suivi.**

**Ce programme devrait être complété en 2008. Une fois approuvé, le Distributeur le rendra disponible à la Régie.**

- 4.2 Quelles sont les méthodes et techniques d’évaluation employées afin d’évaluer l’importance et de surveiller l’évolution des risques encourus par HQD pour ses approvisionnements, en distinguant le patrimonial du post-patrimonial? Plus généralement, est-ce que les transactions peuvent s’effectuer sur les deux types de volumes (patrimonial et post-patrimonial)? Si non, pourquoi?

**Réponse :**

**L’évaluation de l’équilibre énergétique annuelle se fait sur une base quotidienne. Elle intègre notamment la mise à jour quotidienne des données historiques (besoins et approvisionnements), de l’impact des conditions climatiques prévues à un horizon de 10 jours et des plus récentes prévisions de la demande pour le reste de l’année. Ces évaluations permettent au Distributeur d’estimer, sur une base quotidienne, le recours à de nouveaux approvisionnements de même que les quantités en excédents (surplus).**

**En plus d’assurer l’équilibre offre-demande en tout temps, la stratégie d’approvisionnement du Distributeur a pour objectif de minimiser le coût total. Pour ce faire, le Distributeur tente de maximiser l’utilisation de l’électricité patrimoniale et de minimiser les dépassements du profil d’électricité patrimoniale, assurés par l’entente cadre. Le Distributeur effectue donc des transactions sur des approvisionnements postpatrimoniaux pour parvenir à cette fin.**

- 4.3 Veuillez quantifier le niveau de risque d’approvisionnement auquel HQD s’expose, en ventilant vos réponses selon les éléments suivants : risques à court terme et à long terme; approvisionnements patrimonial et post-patrimonial.

**Réponse :**

L'équilibre énergétique du Distributeur est soumis à deux types de risque : l'aléa sur l'offre et l'aléa sur la demande. L'aléa de la demande peut provenir de l'aléa climatique de même que de l'aléa sur la prévision de la demande qui provient de l'impossibilité de prévoir parfaitement l'évolution 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'aléa climatique en énergie présente un écart type de 1,9 TWh. En puissance, l'impact des conditions climatiques sur les besoins à la pointe donne un écart type d'environ 1 550 MW. L'aléa sur la demande prévue en énergie présente un écart type de près de 3 TWh à un horizon de planification d'un an. Sur les besoins en puissance, l'aléa sur la demande prévue est environ 650 MW à moins d'un an d'avis.

L'aléa sur l'offre se manifeste à plus court terme, tels les pannes ou les défauts de livraison.

- 4.4 Est-ce que HQD réalise ses propres activités de courtage afin de se prémunir contre ces risques en question? Si oui, quelle est la taille de l'équipe affectée à ces activités au sein de HQD? Si non, comment procède HQD pour effectuer ces opérations de couverture et/ou de minimisation de ces risques? À qui HQD délègue ces opérations de courtage sur le marché de l'électricité?

**Réponse :**

Le Distributeur a mis sur pied une équipe chargée de programmer et d'optimiser son portefeuille d'approvisionnements. Cette équipe est constituée de sept (7) personnes. Leurs responsabilités comprennent la négociation, au besoin, d'achats et de ventes d'énergie par l'entremise d'ententes bilatérales, pour équilibrer le bilan. Lorsque des transactions DAM et « Real-Time » (RT) doivent être réalisées, les membres de l'équipe communiquent avec une contrepartie pour lui demander d'inscrire une transaction sur un marché donné. Actuellement, le Distributeur peut avoir recours au service de deux courtiers pour réaliser ce type de transaction. Hydro-Québec Production n'offre pas ce service au Distributeur. Ces

**activités s'inscrivent dans des perspectives d'équilibre du bilan énergétique horaire du Distributeur.**

- 4.5 Est-ce que HQD dispose des licences, autorisations et permis nécessaires pour effectuer lui-même des opérations de courtage sur les marchés? Si non, qu'est-ce qui explique qu'HQD fait faire ses transactions par d'autres entités, notamment HQP, plutôt que de les faire lui-même?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 4 de l'AQCIE (HQD-3, Document 3) ainsi que la réponse à la question 28.4 de la Régie (HQD-3, Document 1).**

- 4.6 Veuillez donner des statistiques sur les activités de couverture effectuées pour se prémunir contre les risques d'approvisionnement, qu'elles soient réalisées par HQD ou par d'autres entités externes (autres entités d'Hydro-Québec et/ou courtiers externes). Spécifiquement, veuillez donner le nombre de contrats utilisés par type d'instrument; les montants engagés, à la fois notionnels et directement payés; la fréquence de ces opérations dans une année-type; le taux de pertes annuelles; la valeur à risque (VaR); toute autre statistique pertinente.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 6.3.**

- 4.7 Comment HQD fait la différence entre spéculation et couverture de risque en ce qui a trait à ses transactions réalisées directement ou indirectement sur les marchés de l'électricité?

**Réponse :**

**Le Distributeur n'effectue aucune activité de spéculation. Sa mission est plutôt d'assurer l'équilibre offre-demande tout en minimisant le coût des approvisionnements.**

**Voir aussi la réponse à la question 6.3.**

- 4.8 Quelles sont les normes et mesures employées par HQD afin d'encadrer et de contrôler les transactions de courtage en énergie, effectuées directement ou indirectement?

**Réponse :**

**Le Distributeur a mis en place un cadre de gestion des transactions de court terme qui précise les conditions d'intervention des différents acteurs en matière d'approvisionnement réalisés en vertu de la dispense.**

**Compte tenu de l'importance des montants impliqués, des contrôles financiers ont été identifiés et mis en place.**

- 4.9 Quelles transactions et produits financiers cités dans l'annexe 5B HQD autorise à ses gestionnaires de risques ou courtiers? Cette liste est-elle exhaustive? À quels autres produits financiers HQD se donne-t-il le droit de recourir?

**Réponse :**

**Voir les réponses aux questions 8.1, 10.2 et 14.2.**

**5. Référence : Gestion des risques – Quantités requises et livrées**

- a) HQD-1, Document 1, page 56, lignes 10-18
- b) HQD-1, Document 1, pages 36-48

**Préambule :**

- a) HQD discute des risques reliés à l'incertitude quant aux quantités requises et livrées en décrivant comment il entend disposer des surplus prévus dans les prochaines années. Ces observations ont peu à voir avec la gestion de risque mais concernent plutôt la gestion de surplus anticipés.

**Demande :**

- 5.1 Quels sont les mécanismes ou procédures appliqués par HQD en vue de gérer les conséquences financières découlant de surplus ou de déficits imprévus pour les années à venir?

**Réponse :**

**Les aléas auxquels le Distributeur doit faire face, créent inévitablement des situations où, soit de nouveaux approvisionnements sont requis, soit des excédents apparaissent pendant un certain temps. La stratégie**

d'approvisionnement du Distributeur, approuvée par la Régie, permet de faire face à ces situations. L'objectif de la stratégie est double : assurer l'équilibre offre-demande en tout temps et minimiser le coût total d'approvisionnement.

Par ailleurs, les mécanismes réglementaires mis en place et approuvés par la Régie, tel le compte de « *pass-on* », permettent d'absorber les fluctuations du coût d'approvisionnement au cours des années.

**6. Référence : Gestion des risques – Fluctuation des prix**

a) HQD-1, Document 1, Page 57 ; lignes 9-13

**Demande :**

6.1 Si l'exposition au risque de ces contrats de court terme aux variations de prix est plus petite que celle des contrats à long terme, elle demeure bien réelle. Par rapport au nombre de contrats de court terme qu'a dû utiliser HQD par le passé, combien de fois le prix de l'électricité fixé d'avance par le contrat a été supérieur au prix de marché à la livraison?

**Réponse :**

**Le Distributeur ne compile pas ce genre de statistiques. Par contre, dans les dossiers tarifaires précédents, le Distributeur a présenté un indicateur de suivi du coût des approvisionnements. L'intervenant peut se référer aux documents suivants :**

R-3610-2006, HQD-2, Document 2, page 11

<http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3610-06/Requete3610/HQD-02-02.pdf>

R-3644-2007, HQD-2, Document 2, pages 9 et 10

[http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3644-07/Requete3644/B-1\\_HQD-2Doc2\\_3644\\_3aout07.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3644-07/Requete3644/B-1_HQD-2Doc2_3644_3aout07.pdf)

6.2 Veuillez quantifier le niveau de risque lié à ces contrats de court terme auquel HQD s'expose.

**Réponse :**

**L'indicateur de suivi du coût des approvisionnements mesure l'écart entre les coûts encourus et les prix de marchés.**

**Aussi, voir la réponse à la question 6.1.**

6.3 Veuillez quantifier les activités de couverture réalisées directement ou indirectement par HQD pour se prémunir contre ces risques.

**Réponse :**

**Tel qu'approuvé par la Régie dans sa décision D-2005-34, le Distributeur réalise des opérations de couverture de taux de change pour des transactions impliquant des flux financiers certains libellés en dollars US. Depuis 2005, le Distributeur gère son risque de change de cette façon. Des couvertures sur le taux de change ont été prises en 2005, 2006 et 2007.**

**L'information relative aux activités de couverture de 2005 et 2006 est présentée dans les rapports annuels d'Hydro-Québec Distribution<sup>1</sup>. Pour l'année 2007, l'information sera disponible dans le prochain rapport annuel du Distributeur.**

**7. Référence : Gestion des risques – Fluctuation des prix**

a) HQD-1, Document 1, Page 57 ; lignes 14-20

**Préambule :**

a) « Une partie importante du contrat de long terme est ainsi indexée ».

**Demande :**

7.1 Quelle proportion de ces contrats de long terme est indexée? Avec quelle fréquence et pour quel volume (historique)? Y avait-il alors des procédures de couverture mises en place? Si oui, veuillez quantifier (a) le niveau de risque lié à ces contrats de long terme auquel HQD s'expose et

---

<sup>1</sup> Pour 2005, voir [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/RappHQD2005/HQD-3doc1\\_RA-05\\_2juin06.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/RappHQD2005/HQD-3doc1_RA-05_2juin06.pdf). Pour 2006, voir [http://www.regieenergie.qc.ca/audiences/RappHQD2006/HQD\\_3doc1-4\\_RA06\\_couvertApprov\\_8juin07.pdf](http://www.regieenergie.qc.ca/audiences/RappHQD2006/HQD_3doc1-4_RA06_couvertApprov_8juin07.pdf).

(b) les activités de couverture réalisées directement ou indirectement par HQD pour se prémunir contre ces risques.

**Réponse :**

**Actuellement, le Distributeur dispose de deux contrats d'approvisionnement de long terme comportant des clauses d'indexation au prix du gaz naturel, soit les contrats signés avec TransCanada Energy (TCE) et Tembec. En énergie, ces deux contrats représentent moins de 40 % de l'ensemble des contrats d'approvisionnement postpatrimoniaux du Distributeur en 2009 et environ 2 % de l'ensemble des approvisionnements du Distributeur.**

**Quant aux contrat éoliens, selon les formules de prix et à compter de la date garantie de début des livraisons, une part d'environ 50 % du prix de départ est indexée à l'Indice des prix à la consommation du Canada.**

**Ces contrats ont été approuvés par la Régie et aucune procédure de couverture n'est prévue.**

**8. Référence : Gestion des risques – Fluctuation des prix**

a) HQD-1, Document 1, Page 57 ; lignes 21-26

**Préambule :**

a) *« qu'une approche possible en matière de gestion active des risques ... consisterait à utiliser des dérivés financiers »*

**Demande :**

8.1 Veuillez préciser les limites et la source de ce qui est permis concernant l'utilisation de produits dérivés par HQD ou par l'entremise des courtiers avec qui il fait affaire et les données concernant l'utilisation de tels produits financiers.

**Réponse :**

**Le programme de gestion des risques du Distributeur, en cours d'élaboration, couvrira les cas pour lesquels il pourra utiliser des produits dérivés. Il convient de noter que ses approvisionnements sont majoritairement à prix fixe et en dollars**

canadiens. Pour cette raison, l'utilisation de produits dérivés est peu courante.

Par ailleurs, dans certains cas particuliers, le Distributeur peut recourir à des produits dérivés. Par exemple, dans le cadre du *Protocole d'entente visant la suspension temporaire des activités de production d'électricité à la centrale de Bécancour et de l'entente finale entre Hydro-Québec Distribution et TransCanada Energy Ltd (R-3649-2007)*, un swap financier a été négocié entre TCE et HQD afin de fixer le prix du gaz naturel servant à produire la vapeur livrée aux clients de TCE en 2008.

**9. Référence : Gestion des risques – Fluctuation des prix**

- a) HQD-1, Document 1, Page 58 ; lignes 3-5

**Préambule :**

- a) « *En pratique, la réduction des délais constitue la seule couverture efficace* ».

**Demande :**

- 9.1 Pouvez-vous expliquer davantage cette affirmation?

**Réponse :**

Dans la mesure où les contrats d'approvisionnement du Distributeur sont indexés à différents indices de prix (IPC, prix de l'acier) ou à des paramètres économiques et énergétiques (taux d'intérêt, taux de change, prix du gaz naturel), le risque associé à la prévision de ces indices est d'autant plus grand lorsque la période applicable entre le moment du lancement d'un appel d'offres et le début des livraisons est longue. C'est pourquoi le Distributeur indique que la réduction de ce délai constitue la seule couverture efficace.

**10. Référence : Gestion des risques - Défaut d'une contrepartie**

- a) HQD-1, Document 1, Page 58 ; lignes 6-9

**Demande :**

- 10.1 Ce paragraphe sous-entend que le risque de crédit n'implique qu'un risque financier, et non un risque de livraison. On peut en déduire que HQD trouvera toujours de quoi s'approvisionner physiquement en cas de défaut d'une contrepartie. Est-ce vrai? Veuillez élaborer.

**Réponse :**

**Le Distributeur confirme qu'en cas de défaut de livraisons d'une de ces contreparties, il lui incombe de trouver les ressources nécessaires afin d'équilibrer son bilan. Ces ressources existent sur les marchés de court terme avoisinants.**

- 10.2 Si les marchés d'électricité voisins ont la capacité d'approvisionner HQD en cas de besoin, pourquoi ne pas supprimer le risque de défaut en n'utilisant que des produits financiers (de l'ICE et du NYMEX par exemple)? La chambre de compensation pourrait alors prendre en charge le risque de crédit ? Veuillez commenter.

**Réponse :**

**Le mandat du Distributeur consiste à assurer, au meilleur coût, des approvisionnements physiques pour satisfaire la demande en électricité des clients québécois. À cet effet, il conclut des ententes auprès de négociants d'électricité afin de sécuriser ses approvisionnements. Dans le cas des approvisionnements sur les marchés voisins, ils doivent être livrés aux frontières du Québec.**

**Les achats d'électricité auprès des marchés voisins (bourses telles le NYISO) se font à des prix qui varient sur une base horaire, contrairement aux ententes à prix fixe que le Distributeur peut conclure auprès de négociants. Il faut aussi noter que la négociation sur les bourses de l'électricité américaines et ontarienne nécessite l'obtention de plusieurs permis que le Distributeur ne détient pas.**

**Par ailleurs, les produits financiers négociés sur ICE et NYMEX offrent peu de flexibilité. D'une part, ils se limitent à des blocs d'heures standard pointe / hors pointe. D'autre part, ils sont négociés dans des zones géographiques à forte liquidité. Les produits financiers sur ICE et NYMEX ne répondent donc pas aux besoins du Distributeur (pas de transactions financières aux frontières avec le Québec car absence de liquidité). De plus, à cause de la volatilité des écarts de prix entre ces zones à forte**

liquidité et les frontières avec le Québec (points de livraison de l'électricité à Hydro-Québec Distribution pour satisfaire les besoins de la consommation au Québec), l'utilisation de produits financiers ferait encourir au Distributeur un risque de marché.

Le recours aux produits financiers disponibles sur ICE et NYMEX peut atténuer le risque de défaut mais donne lieu à d'autres types de risques tel que mentionné précédemment.

**11. Référence : Gestion des risques – Risque de contrepartie**

- a) HQD-1, Document 1, Page 58 ; ligne 14

**Préambule :**

- a) « ...des clauses permettant à Hydro-Québec Distribution de se protéger... »

**Demande :**

- 11.1 Pouvez-vous indiquer précisément les clauses qui permettent de se protéger en cas de défaut?

**Réponse :**

Il s'agit en particulier des articles 4 et 5 de la convention de transaction de Edison Electric Institute (EEI). Ces articles traitent des différents cas de défaut des parties et des mesures pour y remédier. De plus, l'article 8 traite des mécanismes de protection de crédit. La convention de EEI peut être consultée à l'adresse suivante :

[http://www.eei.org/industry\\_issues/legal\\_and\\_business\\_practices/master\\_contract/contract0004.pdf](http://www.eei.org/industry_issues/legal_and_business_practices/master_contract/contract0004.pdf)

**12. Référence : Gestion des risques – Risque de contrepartie**

- a) HQD-1, Document 1, Page 58 ; lignes 20-22  
b) HQD-1, Document 2, Annexe 7A, pages 291

**Préambule :**

- a) « *Le niveau de risque, la capacité financière et les cotes de crédit d'une contrepartie déterminent une limite maximale du risque de crédit que le Distributeur pourrait supporter... »*

**Demande :**

- 12.1 Veuillez décrire les grandes lignes du ou des modèles utilisés par HQD afin d'évaluer ce risque de contrepartie et calculer ces limites d'exposition?

**Réponse :**

**L'évaluation du risque de crédit est basée en grande partie sur le calcul de l'exposition au crédit. L'exposition au crédit de chacune des contreparties énergétiques constituant le portefeuille d'Hydro-Québec Distribution est calculée périodiquement. Les expositions au crédit obtenues sont comparées aux limites de crédit respectives de ces contreparties.**

**L'attribution des limites de crédit repose principalement sur les notations de crédit attribuées par les agences de notation reconnues telles Standard & Poor's et Moody's, lesquelles prennent en compte les perspectives de l'industrie et la situation financière de l'entité (son actif net, ses flux monétaires, etc.).**

**Les limites de crédit attribuées doivent être inférieures ou égales aux limites maximales présentées au Tableau 7A-1. Ces dernières sont déterminées selon différents niveaux de risque et sont similaires à celles du plan d'approvisionnement 2005-2014 approuvé par la Régie de l'énergie en octobre 2005.**

**13. Référence : Gestion des risques – Risques opérationnels**

- a) HQD-1, Document 1, page 59, lignes 3-9

**Demande :**

- 13.1 Veuillez définir précisément la notion de risque opérationnel pour HQD.

**Réponse :**

**Les risques opérationnels sont ceux qui affectent les opérations courantes associées aux approvisionnements, telles que la conduite d'appels d'offres, la négociation de contrats, la**

**programmation des approvisionnements, la facturation et le développement de système d'information.**

**Ces activités d'approvisionnements reposent sur l'assurance que tous les fournisseurs d'électricité sont traités de façon équitable et impartiale en évitant les conflits d'intérêts et en préservant la confidentialité des informations.**

- 13.2 Existe-t-il une ou plusieurs personnes dédiées à la gestion du risque opérationnel chez HQD, qui soient responsables de mettre en place et d'assurer la surveillance de procédures visant à diminuer le risque opérationnel? Si oui, veuillez préciser la composition de cette équipe?

**Réponse :**

**Il n'existe pas d'équipe affectée spécifiquement à la gestion du risque opérationnel chez le Distributeur. De façon générale, il est du ressort des gestionnaires concernés de mettre en place les contrôles ou procédures visant à minimiser les risques opérationnels liés aux activités d'approvisionnement, d'en assurer le suivi auprès du personnel, et d'implanter les mesures correctives lorsque requis. Plus particulièrement, en ce qui a trait au respect du code d'éthique, l'article 7 du Code décrit les rôles et les responsabilités des divers intervenants à l'égard de son application. Une personne a toutefois la responsabilité d'assurer une formation continue sur l'application du code d'éthique.**

- 13.3 Est-ce que HQD dispose d'une méthodologie de calcul de perte inattendue dû au risque opérationnel? Si oui, pouvez-vous en exposer les grandes lignes?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 13.1.**

**14. Référence : Gestion des risques de devise**

- a) HQD-1, Document 1, page 59, lignes 10-21

**Demande :**

14.1 À combien HQD évalue son exposition au risque de devise? Quelles ont été les méthodes utilisées pour évaluer ce risque? Quels produits financiers ont été utilisés pour se couvrir contre ce risque : nombre de contrats utilisés par type d'instrument; montants engagés, à la fois notionnels et directement payés; fréquence des opérations dans une année-type; taux de pertes annuelles; valeur à risque (VaR); toute autre statistique pertinente?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 6.3.**

14.2 Quelles sont les limites imposées par HQD aux courtiers en matière de couverture du risque sur le marché des changes?

**Réponse :**

**L'imposition de limites aux courtiers responsables des transactions de couverture des risques de change, de même que l'exécution de ces transactions, ne relèvent pas de Hydro-Québec Distribution. Les transactions de couverture sont réalisées par le personnel spécialisé de la Trésorerie d'Hydro-Québec, en vertu d'une entente avec le Distributeur, selon les montants et les dates spécifiés par lui. Les transactions effectuées font l'objet de rapports périodiques de suivi au Distributeur, portant sur le montant des transactions, les taux de marché fixés ainsi que sur les gains et les pertes.**

**Les transactions de couverture sur le marché des changes effectuées par la Trésorerie d'Hydro-Québec sont assujetties à des encadrements approuvés par le Conseil d'Administration d'Hydro-Québec et par le vice-président exécutif Finances et chef des Services financiers. Ces encadrements spécifient notamment les instruments dérivés admissibles, le niveau minimum des notations de crédit des contreparties avec lesquelles les transactions sont négociées, la liste des contreparties autorisées et les limites de crédit autorisées pour chaque contrepartie et par produit.**

**Des activités de contrôle sont assurées par des unités distinctes de celle qui réalise les transactions. Ces contrôles assurent que les transactions de couverture du risque sur le marché des changes sont réalisées conformément aux encadrements et à l'entente en vigueur avec le Distributeur.**