

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^o 3
DE LA RÉGIE**

I – CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

- 1. Références :**
- (i) Pièce HQD-5 document 10, page 28
 - (ii) Pièce HQD-5, document 1.1, page 47
 - (iii) Pièce HQD-3, document 1, page 9
 - (iv) *Québec Control Area 2004 Interim Review of Resource Adequacy*, décembre 2004, page 8
 - (v) Exposé du Distributeur en réponses aux moyens préliminaires et demandes de l'AQCIE/CIFQ, S.É./AQLPA, RNCREQ, ROEEÉ et UC, 15 mars 2005, annexe

Préambule :

À la référence (i), il est mentionné que les taux de pannes utilisés pour l'évaluation de la réserve requise n'ont pas été modifiés depuis novembre 2002. À la référence (ii), il est mentionné que la diminution de la réserve requise pour l'électricité patrimoniale est entièrement attribuable à la révision à la baisse des aléas et de l'horizon d'atteinte de l'électricité patrimoniale. Il est aussi indiqué que la révision des aléas a été présentée au NPCC dans le document *Québec Control Area 2004 Interim Review of Resource Adequacy*.

Le Plan d'approvisionnement 2005-2014 (le Plan) a été produit le 1^{er} novembre 2004 et il indique que, selon les dernières études réalisées dans le cadre de la revue triennale sur la suffisance des ressources soumise au NPCC, le taux de réserve requise en puissance est de 8,8 % pour l'hiver 2004-2005 (référence iii). Or, la révision intérimaire de la revue triennale sur la suffisance des ressources soumise en décembre 2004 au *Northeast Power Coordinating Council* (NPCC), soit *Québec Control Area 2004 Interim Review of Resource Adequacy*, indique un taux de réserve requise pour 2004-2005 de 9,6 % (référence iv).

Par ailleurs, la référence (v) indique que la réserve requise, en date du 21 octobre 2004, est de 3 258 MW alors que les besoins totaux sont de 35 317 MW, soit un taux de 9,2 %.

Demande :

- 1.1** Veuillez identifier et expliquer les paramètres qui justifient les différences entre les taux de réserve requise de 8,8 %, 9,2 % et 9,6 %. Veuillez distinguer, s'il y a lieu, les différences dues aux taux de panne de celles dues aux aléas.

Réponse:

	A	B	C
Date de l'exercice	octobre 2004	novembre 2004	décembre 2004
Demande en MW ⁽¹⁾	35 317	34 184	35 151
Réserve requise en MW	3 249	3 008	3 374
Taux de réserve requise	9,20%	8,80%	9,60%
Aléas sur la demande	4,50%	4,32%	4,32%
Interruptible HQD	0 MW	0 MW	800 MW
Réserve sur interruptible HQD	0 MW	0 MW	260 MW

(1) : les colonnes A et C représentent les besoins de HQD plus les obligations contractuelles de HQP, et la colonne B, les besoins du Distributeur pour la pointe 2004/05.

Il s'agit de trois exercices réalisés à des moments différents avec des paramètres et des hypothèses légèrement différents.

L'exercice (A) a été réalisé avant la révision des aléas effectuée dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2005-2014. On considérait un aléa de la demande pour la 1^{ière} année de 4,5 %, alors que l'aléa révisé pour la 1^{ière} année se situe maintenant à 4,32 %.

De plus, l'exercice était réalisé pour l'ensemble des besoins d'Hydro-Québec (HQD et HQP) étant donné qu'il visait à démontrer que le Producteur avait les ressources nécessaires pour assurer la livraison de l'électricité patrimoniale et ses autres engagements à l'intérieur d'une espérance de délestage de 2,4 heures par année.

L'exercice (B) a été réalisé après la révision de l'aléa de la demande de 4,5 % à 4,32 % pour la première année. Le taux de réserve requise passe alors de 9,2 % à 8,8 %.

Finalement, l'exercice (C) effectué en décembre 2004 correspond au rendre compte au NPCC où le Distributeur et le Producteur doivent démontrer qu'ils ont les ressources nécessaires pour respecter le critère de fiabilité en puissance. À ce moment, la révision de l'aléa de la demande de 4,5 % à 4,32 % avait déjà été effectuée. De plus l'exercice intègre comme ressource

disponible, l'électricité interruptible du Distributeur. Une réserve déterministe de 260 MW, soit 30 % est appliquée spécifiquement sur cette ressource ce qui fait augmenter la réserve requise donc le taux de réserve requise exprimée en pourcentage de la demande.

2. **Référence :** Pièce HQD-3, document 1, page 10

Préambule :

Le pourcentage d'accroissement de la réserve requise par rapport à l'accroissement des besoins de pointe a été calculé, sur l'horizon du Plan, à partir des valeurs du tableau 2.3 de la référence ci-dessus. On obtient le taux de réserve requise pour les nouveaux approvisionnements.

	200 4- 200 5	200 5- 200 6	200 6- 200 7	200 7- 200 8	200 8- 200 9	200 9- 201 0	201 0- 201 1	201 1- 201 2	201 2- 201 3	201 3- 201 4
Besoins à la pointe (MW)	341 84	354 12	356 74	360 11	362 82	365 32	366 99	369 09	371 44	373 85
Accroissement (MW)		122 8	262	337	271	250	167	210	235	241
Réserve requise (MW)	300 8	325 8	338 9	363 7	366 4	369 0	370 7	372 8	375 2	377 4
Accroissement (MW)		250	131	248	27	26	17	21	24	22
Accroissement réserve/ accroissement pointe		20%	50%	74%	10%	10%	10%	10%	10%	9%

Demande :

2.1 Veuillez expliquer et justifier les taux de réserve requise pour les nouveaux approvisionnements de 20 %, 50 % et 74 % pour les années 2005-2006, 2006-2007 et 2007-2008.

Réponse:

L'accroissement de la réserve requise au fil des années s'explique par deux phénomènes, soit l'accroissement de l'aléa de la demande dans le temps et l'augmentation de la demande.

Le tableau suivant indique les taux d'aléas de la demande retenus à chaque année et les taux de réserve requise correspondants.

	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5 *
Aléas de la demande	4,32%	4,59%	4,80%	5,20%	5,20%
Taux de réserve requise correspondant	8,80%	9,20%	9,50%	10,10%	10,10%

(*) : à plus long terme, le taux est maintenu constant.

Le tableau suivant montre en appliquant ces taux la composition de l'accroissement de la réserve requise.

En MW	04/05	05/06	06/07	07/08
(A) Besoins	34 184	35 412	35 674	36 011
(B) Accroissement des besoins p/r à 34 184 MW		1 228	1 490	1 827
(C) Besoins de 2004/05	34 184	34 184	34 184	34 184
(D) Taux de réserve requise	8,8%	9,2%	9,5%	10,1%
(E) Réserve requise pour 34 184 MW	3 008	3 145	3 247	3 453
(F) Réserve requise associée à l'aléa de la demande		137	239	444
(G) Réserve requise pour accroissement des besoins p/r à 34 184 MW (B * D)		113	142	185
(H) Réserves requises additionnelles (F + G)		250	381	629
(I) Réserves requises totales (E + H)	3 008	3 258	3 389	3 637

- 3. Références :** (i) Pièce HQD-3, document 1, pages 8 et 9
(ii) Pièce HQD-5, document 1.1, page 47

Préambule :

Le tableau 2.1 de la référence (i) montre que, lors de l'état d'avancement 2003 du Plan d'approvisionnement 2002-2011, la réserve requise pour l'électricité patrimoniale est de 3 600 MW pour toute la période de ce plan (2002-2011) et qu'elle est de 3 100 MW pour toute la période du Plan (2005-2014).

À la référence (ii), il est mentionné que la diminution de la réserve requise est entièrement attribuable à la révision à la baisse des aléas et de l'horizon d'atteinte de l'électricité patrimoniale.

Demandes :

- 3.1** Veuillez expliquer le fait que la diminution de 500 MW de réserve s'applique à toute la période couverte par le Plan, soit même lorsque les besoins dépassent la quantité d'électricité patrimoniale.

Réponse:

La réserve qui doit être assurée par HQP pour l'électricité patrimoniale a été établi en considérant un aléa de la demande d'environ 4,5 % soit un taux légèrement supérieur à l'aléa de la première année établit maintenant à 4,32 %. Cet aléa se traduit par un taux de réserve requise de l'ordre de 9 %. Appliqué à la consommation maximale (34 432 MW) du volume de consommation patrimoniale ce taux se traduit par une réserve requise associée à l'électricité patrimoniale de 3100 MW. Pour les autres années cette réserve requise est maintenue constante, le Distributeur ayant la responsabilité d'acquérir les ressources requises en excédant du volume de la consommation patrimoniale et d'assurer les approvisionnements pour faire face aux aléas de la demande, lesquels croissent avec l'horizon de planification.

Dans son dernier État d'avancement, le Distributeur retenait le chiffre de 11 % pour établir les besoins de réserve en puissance à long terme. Pour les deux premières années, ce taux était établi à environ 10,5 %. Il retenait conséquemment une réserve en puissance associée à l'électricité patrimoniale de 3600 MW (soit 10.5 % de 34 342 MW). Pour les autres années, cette réserve était maintenu constante selon le même principe qu'énoncé précédemment.

Bien que la réserve associée à l'électricité patrimoniale puisse sembler plus faible maintenant, elle traduit des besoins de réserve également plus faible. En effet, la révision des aléas de la demande effectué dans le cadre du Plan a entraîné une baisse

des taux de réserve requise pour l'ensemble de l'horizon de planification. Le taux de long terme de 11 % utilisé dans l'état d'avancement se chiffre maintenant à 10,1 %. Cette baisse se traduit par une réserve requise inférieure d'environ 300 MW.

Le tableau 2,1 HQD-3 doc 1 page 8 de 14 illustre l'impact de ces changements sur les besoins de réserve en puissance. Pour les trois premières années de planification, ces changements se traduisent par une baisse de la réserve requise en puissance. Pour les autres années, la hausse est de l'ordre de 170 MW.

- 3.2** Veuillez expliquer le fait que la réserve requise pour l'électricité patrimoniale est fixe à 3100 MW alors que le taux de réserve requise augmente jusqu'en 2007-2008 (tableau 2.2 de la référence i).

Réponse:

La quantité de réserve associée au volume d'électricité patrimoniale a été établie en fonction de l'aléa climatique et du taux de panne des moyens de production. L'aléa climatique est constant d'une année à l'autre et le taux de panne des équipements de production est considéré constant pour les prochaines années, c'est pourquoi la réserve requise est fixée à 3100 MW.

Le Distributeur a la responsabilité d'acquérir les ressources requises en excédent du volume de consommation patrimoniale et d'assurer les approvisionnements pour faire face aux aléas de la demande lesquels croissent avec l'horizon du Plan.

II – CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE

- 4. Références :** (i) Décision D-2005-76, 28 avril 2005, pages 11 et 12
(ii) Pièce HQD-5, document 7, page 6
(iii) Pièce HQD-3, document 3, pages 43 et 44
(iv) Avis A-2004-01, 29 juin 2004, page 84

Préambule :

Dans sa décision D-2005-76 (référence i), la Régie indique que :

« Pour être en mesure d'évaluer à la fois la contribution des contrats d'approvisionnement existants, les objectifs visés par le Distributeur ainsi que la stratégie qu'il prévoit mettre en œuvre concernant les approvisionnements additionnels requis, la Régie doit être en mesure de s'assurer non seulement du respect des critères de fiabilité en puissance et en énergie, mais également de leur validité. [...] Dans ce contexte, le Distributeur doit prendre les mesures nécessaires pour fournir à la Régie tous les renseignements et toutes les données qu'elle juge nécessaires à l'examen du Plan. »

À la référence (ii), le Distributeur mentionne qu'il « s'en remet au critère de fiabilité en énergie accepté par la Régie, lequel consiste à maintenir une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives afin d'assurer la sécurité de l'approvisionnement patrimonial ». Toutefois, il soumet dans son Plan, à la référence (iii), l'état des réserves et de la fiabilité énergétique d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) selon les deux critères suivants :

- 4 ans à 2 % de probabilité (-98 TWh);
- 2 ans à 2 % de probabilité (-64 TWh).

Dans son avis sur la sécurité énergétique des Québécois (référence iv), la Régie constate que « *Hydro-Québec a connu, dans le passé, des déficits de 65 TWh et de 67,5 TWh sur deux ans et de 99,5 TWh sur trois ans* ».

Demandes :

4.1 Veuillez fournir la démonstration que les critères de fiabilité en énergie applicables aux approvisionnements hydroélectriques fournis par le Producteur, à savoir le maintien par ce dernier d'une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre années consécutives, sont adéquats pour assurer la sécurité des approvisionnements patrimoniaux et postpatrimoniaux.

Réponse:

Au cours des années 1990, Hydro-Québec a adopté le critère de sécurité énergétique prévoyant l'utilisation d'une série de

moyens disponibles pour faire face à une faible hydraulité de – 64 TWh sur deux (2) années consécutives et de – 98 TWh sur quatre (4) années consécutives, scénario dont la probabilité de dépassement était de moins de 2% sur la base des données disponibles. En tenant compte des données de 1943 jusqu'à la fin de 2003 et de la productivité annuelle moyenne du parc de production, soit 189,6 TWh, la probabilité que les apports énergétiques soient inférieurs à la moyenne historique 1943 2003 d'un total de 64 TWh sur deux (2) années consécutives est de 2 % et d'un total de 98 TWh sur quatre (4) années consécutives est de 2 % et ce, en tenant compte de la faible autocorrélation des données historiques 1943-2003 dont la valeur est estimée à 0,2. Hydro-Québec réitère que les critères de fiabilité en énergie applicables aux approvisionnements hydroélectriques fournis par le Producteur, à savoir le maintien par ce dernier d'une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre années consécutives, sont adéquats pour assurer la sécurité des approvisionnements patrimoniaux et postpatrimoniaux.

Au cours de ses activités, Hydro-Québec Production fait un suivi régulier de ses historiques d'apports énergétiques. En 1988 et en 2001, le comité d'experts mandaté par Hydro-Québec Production pour revoir les données historiques d'apports énergétiques a conclu à la validité des caractéristiques statistiques de la série chronologique des apports naturels 1943-2000 et qu'il n'y avait pas de preuve de changement de la moyenne historique des apports. Compte tenu de l'ajout des années 2001 à 2004 à la série de données disponibles et que les méthodes d'analyse statistique ont continué à progresser, HQP consulte des experts pour savoir s'ils maintiennent ou modifient les conclusions formulées en 2001, tel qu'établi dans la lettre de HQP du 14 mars adressée à Hydro-Québec Distribution.

Par ailleurs, le Producteur démontre périodiquement au Distributeur qu'il dispose des moyens pour faire face à un déficit d'apports énergétiques. Dans sa démonstration, le Producteur inclut la production disponible non engagée, laquelle tient compte de tous les engagements garantis du Producteur dont les

engagements patrimoniaux et postpatrimoniaux et de l'utilisation anticipée des interconnexions par le Distributeur.

- 4.2** Veuillez expliquer la validité des critères de 64 TWh sur deux ans et 98 TWh sur quatre ans, compte tenu des déficits observés dans le passé (67,5 TWh sur deux ans et de 99,5 TWh sur trois ans) supérieurs à ces critères .

Réponse:

Le volume du déficit d'apports énergétiques associé à un scénario dont la probabilité de dépassement est de moins de 2 % sur la base des données historiques 1943-2003 est de 64 TWh pour deux (2) années consécutives et de 98 TWh pour quatre (4) consécutives. Cette constatation indique qu'une observation parmi un échantillon de 50 ans dépassera le volume de 64 TWh sur (2) ans et de 98 TWh sur quatre (4) ans. Ainsi, sur la base des données historiques de 1943-2003, soit une période de 60 ans, l'observation d'une occurrence (au début des années 1960) d'un déficit dépassant le volume de 64 TWh sur deux (2) ans et de 98 TWh sur quatre (4) ans indique la validité du critère retenu par Hydro-Québec.

- 4.3** Veuillez indiquer si le Distributeur s'en remet, tel que mentionné à la référence (ii), uniquement au critère de fiabilité en énergie qui consiste à maintenir une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives, ou bien également au critère de 98 TWh sur quatre ans. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse:

Comme le mentionnait la Régie à la référence (iv), Hydro-Québec a adopté au début des années 1990 un critère de sécurité énergétique prévoyant l'utilisation d'une série de moyens pour faire face à des fluctuations de l'offre et de la demande dont la probabilité de dépassement serait de moins de 2%. Selon cette probabilité, les écarts cumulatifs par rapport à la moyenne pouvaient atteindre 64 TWh sur deux années cumulatives et 107 TWh sur quatre années cumulatives (soient 98TWh au niveau de l'offre et environ 9TWh au niveau de la demande), tout en soulignant que la variation des apports hydrauliques représente 90% de ces variations.

Comme mentionné à la question 4.1, les démonstrations de fiabilité du Producteur prévoient l'utilisation de moyens disponibles pour faire face à un déficit éventuel d'apports énergétiques de 64 TWh sur deux années consécutives, et de 98 TWh sur quatre ans et permettent ainsi au Distributeur de s'assurer que le Producteur dispose des moyens pour répondre à ses engagements patrimoniaux et postpatrimoniaux.

Par ailleurs, afin de se prémunir contre les aléas de la demande, le Distributeur s'est également doté d'un critère de fiabilité en énergie qui consiste à répondre, à quatre ans d'avis, à un scénario des besoins se situant à un écart-type au-delà du scénario moyen.

Ces deux critères combinés assurent la couverture adéquate des aléas auxquels le Distributeur doit faire face.

- 4.4** Veuillez exposer votre opinion sur l'ajout d'un critère de fiabilité en énergie pour combler un déficit d'apport d'eau sur une année. Veuillez préciser le critère qu'il serait adéquat d'utiliser.

Réponse:

Le scénario de déficit d'apports énergétiques pour un an est déjà pris en compte dans la démonstration de l'adéquation des moyens disponibles pour faire face à un déficit d'apports énergétiques de 64 TWh sur deux (2) années consécutives et de 98 TWh sur quatre (4) années consécutives. En conséquence, la

démonstration de l'adéquation des moyens pour faire face à un déficit d'apports énergétiques sur deux (2) années ou sur quatre (4) années consécutives est plus contraignante qu'un critère basé sur une année de faible hydraulicité suivie d'apports énergétiques à hydraulicité moyenne, car elle prend en compte l'effet cumulatif d'un déficit d'apports énergétiques associé à une probabilité de dépassement de 2%.

5. **Référence :** Avis A-2004-01, 29 juin 2004, page 83

Préambule :

« Le Producteur, en début d'année 2004, montrait le résultat de ce test en supposant un déficit de 64 TWh, non plus lors des deux premières années, mais lors des deuxième et troisième années soit 2005 et 2006, ce qui est différent de la méthode utilisée historiquement par Hydro-Québec.

Par ailleurs, le Producteur utilise maintenant un critère additionnel de gestion, soit un ratio de couverture des ventes fermes engagées, qui consiste à s'assurer que le niveau des stocks demeure supérieur à 60 % de couverture de ses ventes fermes engagées en début d'année. »

Demande :

5.1 Veuillez indiquer si les critères de 64 TWh sur deux ans et 98 TWh sur quatre ans sont toujours suivis et appliqués par le Producteur, malgré l'utilisation du critère de gestion qui consiste à s'assurer que le niveau des stocks demeure supérieur à 60 % de couverture de ses ventes fermes engagées en début d'année. Veuillez également fournir, à titre d'exemple, les niveaux minimums des stocks à maintenir, en date du 1^{er} janvier 2005, selon ces trois critères.

Réponse:

Oui, le Producteur applique toujours le critère de 64 TWh sur deux (2) ans consécutifs et de 98 TWh sur quatre (4) ans consécutifs. Par ailleurs, le ratio entre le stock énergétique au 1er janvier et le volume des ventes fermes engagées est un indicateur de la marge de manœuvre du Producteur, mais il ne

s'agit pas d'un critère de fiabilité énergétique, le critère existant demeurant adéquat¹.

III – GESTION DES APPROVISIONNEMENTS

6. **Références :** (i) Pièce HQD-5, document 1.1, annexe 2, pages 5 et 16
(ii) Décision D-2005-34, 24 février 2005, page 50

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur mentionne que l'allocation finale des 8 760 quantités horaires d'énergie (les bâtonnets) du profil de l'électricité patrimoniale se fait à la fin d'une année civile. Il estime à environ 500 GWh l'espérance des besoins additionnels associés à l'électricité patrimoniale non utilisée. À plus long terme, celle-ci est estimée à 300 GWh.

Dans sa décision D-2005-34 (référence ii), la Régie aborde la question du maintien d'un incitatif visant à minimiser les coûts d'approvisionnement du Distributeur.

Demande :

- 6.1 Veuillez indiquer les méthodes d'évaluation de la performance avec lesquelles le Distributeur entend rendre compte de sa gestion des approvisionnements, notamment la méthode utilisée lorsque le profil des puissances classées excède en tout temps le profil des puissances classées de l'électricité patrimoniale.

Réponse:

Dans la décision D-2005-34 mentionnée plus haut, la Régie dit « [manquer] d'information sur les incitatifs qui favorisent une meilleure gestion des approvisionnements » et demande au Distributeur « d'inclure [au] prochain dossier tarifaire un examen complet du compte de pass-on pour la fourniture [...]. Cet examen devra également mettre en lumière comment un compte de pass-on pour la fourniture permet de maintenir, pour le Distributeur, un incitatif à minimiser ses coûts d'approvisionnement » (nous soulignons). Le Distributeur partage la préoccupation de la Régie de minimiser les coûts d'approvisionnements et il entend donner

¹ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3550-04/HQD3550/HQD_3550_AnnexExposeRepMoyensPrelim_30mar05.pdf

suite à sa demande de traiter de cette question dans la prochaine cause tarifaire.

Toute évaluation de la performance du Distributeur, quant à la minimisation des coûts d'approvisionnements, doit nécessairement prendre en compte le fait qu'il n'a aucun contrôle sur des éléments importants :

- les quantités d'électricité consommée par ses clients ;
- l'impact des aléas à moyen et long termes ;
- l'importance des blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement ;
- les formules de prix proposées par les fournisseurs.

Cette évaluation de la performance du Distributeur doit porter sur deux aspects :

1. le caractère optimale de la stratégie d'approvisionnement et
2. le caractère optimal de la gestion des approvisionnements.

Stratégie d'approvisionnement

Comme il l'a expliqué depuis son premier Plan, la stratégie d'approvisionnement du Distributeur repose sur trois principes fondamentaux :

- satisfaire les besoins à long terme d'un scénario moyen par des contrats de long terme ;
- limiter à des fins de planification la dépendance envers les marchés de court terme à 5 TWh par année ;
- conserver la flexibilité nécessaire pour faire face à des scénarios plus forts ou plus faibles.

Cette stratégie vise à réaliser l'arbitrage requis entre les impératifs de sécurité d'approvisionnement et la nécessité de maintenir une flexibilité pour faire face à des situations différentes de celles prévues, de façon à minimiser les coûts pour

la clientèle. À la lumière de l'expérience du Distributeur, cette stratégie pourrait être revue, au besoin.

Gestion des approvisionnements

Les bâtonnets d'électricité patrimoniale et les autres moyens à la disposition du Distributeur font l'objet d'une gestion dynamique. En temps réel, les besoins du Distributeur sont comblés par :

- l'électricité patrimoniale (fournie par Hydro-Québec Production) ;
- les divers autres moyens d'approvisionnement à sa disposition ;
- en dernier recours, de l'énergie involontaire (fournie par Hydro-Québec Production).

La courbe des puissance classées de la demande réelle reflète la consommation réelle des clients du Distributeur, laquelle est totalement indépendante de la volonté de ce dernier. La courbe des puissance classées de l'électricité patrimoniale est fixée au *Décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale* ; les données de cette courbe sont, elles aussi, totalement indépendantes de la volonté du Distributeur. Il est improbable qu'il y ait coïncidence parfaite entre les besoins horaires du Distributeur (nets des contrats d'approvisionnement) et la courbe des puissances classées de l'électricité patrimoniale. Il y aura donc inévitablement de l'électricité patrimoniale inutilisée. Vu le coût très faible de cet approvisionnement, le Distributeur visera toujours à minimiser la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée en fin d'année.

En conclusion, le Distributeur a à cœur l'optimisation des coûts de ses approvisionnements. Il n'a cependant pas encore établi de façon formelle la liste d'indicateurs de performance pour la gestion de ses approvisionnements. La première année servira à l'établissement d'une première liste d'indicateurs. Cependant, il est déjà acquis que le taux d'utilisation de l'électricité patrimoniale, le coût unitaire des approvisionnements globaux et les prix de référence sur les marchés de court terme seront du nombre.

IV – ÉQUILIBRAGE ASSOCIÉ À LA PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE

7. **Références :** (i) Demande de renseignements n° 2 du ROÉÉ, 6 mai 2005,
question 8
(ii) Pièce HQD-5, document 1.1, page 65 et page 14 de l'annexe 2
(iii) Dossier R-3526-2004, pièce HQP-5, document 1, étude de l'Association canadienne de l'électricité, *Évaluation de la valeur en puissance d'un parc d'éoliennes incluant l'effet de corrélation entre le vent et la demande*, page titre et page 12

Préambule :

La présente est un complément à la question 8 du ROÉÉ (référence i).

À la référence (ii), le Distributeur illustre la variabilité de la demande et celle due à la température selon des horizons de très court terme au Québec :

- Une variation de 1 °C représente en hiver un écart de 400 MW;
- Sur un horizon de 24 heures, l'erreur de prévision est d'environ 900 MW;
- À 1 heure d'avis, l'erreur de prévision est d'environ 250 MW.

L'étude de la référence (iii) conclut que la corrélation entre la demande hivernale et les aléas du vent est réelle dans un réseau tel que celui d'Hydro-Québec. Par ailleurs, la production d'énergie éolienne augmente par temps froid, alors que l'air est plus dense. La Régie dépose cette étude au dossier.

Demandes :

- 7.1 Veuillez exposer votre position sur la corrélation entre la demande hivernale de pointe au Québec et la présence de vent. Veuillez supporter votre réponse par des études récentes ou en fonction de l'expérience ou des informations relatives à la puissance disponible des parcs éoliens en Gaspésie.

Réponse:

Le Distributeur a déposé une étude réalisée par la firme *Hélimax Énergie inc.* concernant la variabilité en puissance de la production attendue des parcs éoliens découlant de l'A/O 2003-02 (voir HQD-5, doc. 8.1). De façon générale, cette étude confirme

que la production énergétique attendue en hiver est plus grande qu'en été. Le Distributeur est d'avis qu'il faut chercher à tirer profit de cette présence accrue en hiver afin de réduire au minimum les coûts associés à l'équilibrage, tout en retirant le maximum d'avantages qu'un service d'équilibrage permet d'obtenir.

Le Distributeur retient actuellement comme hypothèse une certaine contribution ferme de l'ensemble des parcs éoliens en tout temps lors des périodes de pointe hivernales du réseau. Le Distributeur ne dispose pas, pour le moment, d'études autres que celles mentionnée précédemment mais des travaux additionnels ont été entrepris à cet égard afin de mieux cerner le niveau de puissance ferme qui peut être associée à ces parcs éoliens lors de la pointe. Le Distributeur déposera ces résultats dès que cette étude sera complétée.

Par ailleurs, les premières livraisons d'énergie éolienne prévues à compter de décembre 2006 permettront de compléter les connaissances à ce chapitre.

- 7.2** Veuillez indiquer comment le Distributeur estime la prévisibilité du vent sur des horizons de 24 heures, 6 heures et de 1 heure.

Réponse:

Le Distributeur a entrepris des démarches auprès de firmes spécialisées dans le domaine des prévisions de production éolienne afin d'obtenir un tel service à compter des premières livraisons d'énergie éolienne vers la fin de l'année 2006. À défaut d'avoir expérimenté un tel service prévisionnel, le Distributeur n'est pas en mesure en ce moment de qualifier précisément le degré de précision attendu par ce type de prévisions.

- 7.3** Veuillez élaborer sur les besoins et la nature de l'équilibrage dont le Distributeur aura besoin en tenant compte de la prévisibilité du vent et de sa corrélation avec la demande.

Réponse:

L'énergie de source éolienne est tributaire des conditions climatiques qui règnent dans les régions où elle est produite. En

nivelant dans le temps l'apport de l'énergie éolienne, le service d'équilibrage permet:

- De tenir compte d'une contribution de l'énergie éolienne dans le bilan de puissance du Distributeur;
- De prévoir la contribution horaire de l'énergie éolienne aux approvisionnements du Distributeur;
- D'éviter des variations d'approvisionnement importantes qui pourraient difficilement être gérées par le contrat patrimonial.

Par ailleurs, bien qu'il soit possible de prévoir la production éolienne à quelques heures d'avis, la capacité d'effectuer de telles prévisions ne permet pas de garantir 6 mois à l'avance la contribution réelle en puissance des parcs éoliens au moment de la pointe du réseau. Conséquemment, en matière de planification de l'équilibre offre – demande en puissance, seule une portion de la puissance éolienne installée peut objectivement être garantie au sein du bilan en puissance.

Quant à la corrélation entre la production éolienne et la demande du réseau, le Distributeur retient actuellement comme hypothèse une certaine contribution ferme de l'ensemble des parcs éoliens.

7.4 Veuillez préciser si la production d'énergie éolienne pourrait réduire la variabilité de la charge du Distributeur (charge nette des approvisionnements éoliens).

Réponse:

Outre les travaux additionnels en cours mentionnés en réponse à la demande 7.1, le Distributeur ne dispose pas pour le moment d'études plus détaillées à ce sujet. Cependant, si une telle situation se produisait, le coût du service d'équilibrage s'en trouverait réduit.