

**RÉPONSES À LA DEMANDE DE  
RENSEIGNEMENTS DE LA RÉGIE  
PHASE II**



- 1. Références :** i) HQD-4, document 1, pages 4 et 5  
ii) Rencontre technique du 14 novembre 2001

**Préambule :**

En réponse à la demande de renseignements 1.2 de la Régie (référence i), il est mentionné que les révisions conjoncturelles de la prévision de la demande ne remettent généralement pas en cause le positionnement de la prévision structurelle à moyen et long terme. On y mentionne de plus que la révision conjoncturelle d'octobre 2001 aurait, à première vue, peu ou pas d'impact sur les besoins requis en 2006-2007. En rencontre technique (référence ii), le distributeur a mentionné qu'une révision de la prévision de la demande de court terme était réalisée trois fois l'an.

**Demandes :**

- 1.1. Veuillez expliquer dans quels cas une révision conjoncturelle remettrait en cause le positionnement de la prévision structurelle à moyen et long terme.

**Réponse :**

**Selon la théorie économique, les révisions conjoncturelles de la prévision ne remettent généralement pas en cause le positionnement de la prévision structurelle à moyen et long terme. Ce positionnement découle de l'évolution attendue des éléments structuraux qui sont habituellement peu sensibles à la conjoncture économique. La croissance démographique, la formation de ménages, les investissements, la productivité des facteurs, la répartition sectorielle de l'activité économique sont autant d'exemples d'éléments structuraux dont l'évolution détermine le positionnement à long terme de la prévision.**

**Toutefois, dans la pratique, le positionnement de la prévision structurelle à moyen terme peut être affecté par une révision conjoncturelle. Ainsi, par exemple, cette situation se produit lorsque dans la nouvelle prévision conjoncturelle, la récession est plus profonde que dans la prévision précédente et que la phase d'expansion consécutive, plus forte que dans la prévision précédente, ne comble tout de même pas entièrement l'écart creusé entre les deux prévisions conjoncturelles. Alors, la période subséquente (moyen terme) devra être ajustée à la hausse avant que la croissance économique ne revienne sur son sentier de long terme.**

**Enfin, lorsque les changements conjoncturels sont très importants et qu'ils entraînent sur l'ensemble des secteurs de**

**l'économie des changements structuraux, le positionnement de la prévision structurelle à long terme devra être modifié. À titre d'exemple, les chocs pétroliers de la fin des années soixante-dix ont plongé l'économie mondiale dans une récession majeure. Par ailleurs, ils ont entraîné de profonds changements dans la structure de production des économies occidentales. Des investissements importants ont alors été réalisés afin de réduire à la fois leur intensité énergétique et leur dépendance face aux combustibles importés avec comme résultat, que la croissance à long terme de ces économies a ralenti.**

- 1.2. Veuillez déposer, dès qu'elle sera prête, la nouvelle révision de la prévision de la demande de court terme en énergie et en puissance. Veuillez expliquer, le cas échéant, la différence entre la nouvelle révision et celle d'octobre 2001.

**Réponse :**

**La prochaine révision de la prévision de la demande d'électricité, à court et à long terme, en énergie et en puissance sera disponible à la fin mai 2002.**

- 1.3. Veuillez préciser si, à première vue, cette révision aurait un impact sur les besoins requis pour les années 2006 à 2011. Veuillez expliquer votre réponse.

**Réponse :**

**Tant que la révision de la prévision ne sera pas terminée, Hydro-Québec Distribution ne sera pas en mesure de répondre à cette question. Par ailleurs, Hydro-Québec Distribution déposera à la Régie, sous peu, un amendement à sa demande concernant le projet d'agrandissement de l'aluminerie Alouette récemment autorisé par le gouvernement du Québec.**

2. **Référence :** HQD-2, document 1, page 11

**Préambule :**

Le tableau 2.1 présente la prévision des ventes régulières au Québec par secteur de consommation pour le scénario moyen. Les ventes régulières au Québec augmentent de 1,6 TWh en 2007, de 2 TWh en 2008, de 0,9 TWh en 2009 et de 1,5 TWh en 2010.

**Demande :**

- 2.1. Veuillez expliquer pourquoi l'accroissement des ventes en 2009 est inférieur à ceux des autres années mentionnées dans le préambule.

**Réponse :**

**L'accroissement des ventes en 2009 est inférieur à ceux des autres années mentionnées parce que l'année 2008 est bissextile. En effet, la consommation du 29<sup>e</sup> jour de février gonfle les ventes de l'année 2008 d'un peu plus de 0,5 TWh. Par conséquent, la croissance de 2009 en est amputée d'autant.**

- 3. Références :**
- i) HQD-5, document 1, page 32
  - ii) HQD-4, document 1, page 12
  - iii) HQT-4, document 2.5.1, page 2

**Préambule :**

Dans son argumentation (référence i), le distributeur affirme :

*« D'une part, le Distributeur conteste toute affirmation que ses modèles ou ses méthodologies de prévision conduisent à un biais systématique. La réalité, telle que décrite à HQD-4, document 1, R. 5.3 et à HQD-4, document 3, R. 11.2, atteste du contraire. »*

**Demandes :**

- 3.1. Veuillez expliquer l'affirmation rapportée dans le préambule compte tenu que les graphiques de la référence ii et de la référence iii semblent démontrer que les prévisions en énergie et en puissance ont presque toujours été inférieures aux besoins normalisés durant les années 80 et supérieures durant les années 90. Veuillez également préciser si des changements dans le modèle prévisionnel peuvent expliquer cette observation.

**Réponse :**

**La méthodologie utilisée pour la prévision de la demande d'électricité d'Hydro-Québec Distribution se veut à l'abri de tout biais systématique. Ainsi, pour chacun des modèles prévisionnels développés, des vérifications statistiques sont effectuées et si un biais systématique est détecté, le modèle est corrigé avant d'être utilisé pour la prévision. De plus, dans le scénario moyen, le positionnement de l'ensemble des hypothèses (variables intrants) est centré. Au départ, aucune orientation optimiste ou pessimiste n'est encouragée.**

Les graphiques des références ii) et iii) indiquent qu'il n'y a pas de biais systématique dans la prévision puisque durant les années 80, les prévisions ont sous-estimé les besoins normalisés alors que durant les années 90, elles les ont plutôt surestimés. Si les modèles avaient un biais systématique ou si le positionnement des hypothèses n'était pas centré, l'écart entre la prévision et les besoins normalisés serait toujours de même signe.

Enfin, l'analyse de la performance de la prévision de la demande d'électricité d'Hydro-Québec Distribution démontre que celle-ci tend à s'améliorer, c'est-à-dire que lorsque la performance des prévisions récentes est comparée à celle d'anciennes prévisions, l'écart moyen ou absolu tend à diminuer. L'amélioration continue de la méthodologie de la prévision de la demande d'électricité et le développement de nouveaux modèles prévisionnels de court terme ne sont sûrement pas étrangers à cette situation.

- 3.2. La référence ii ne contient que l'écart entre les prévisions des besoins prioritaires en puissance et les besoins normalisés. Veuillez également déposer l'écart entre les prévisions des besoins prioritaires en énergie et les besoins normalisés.

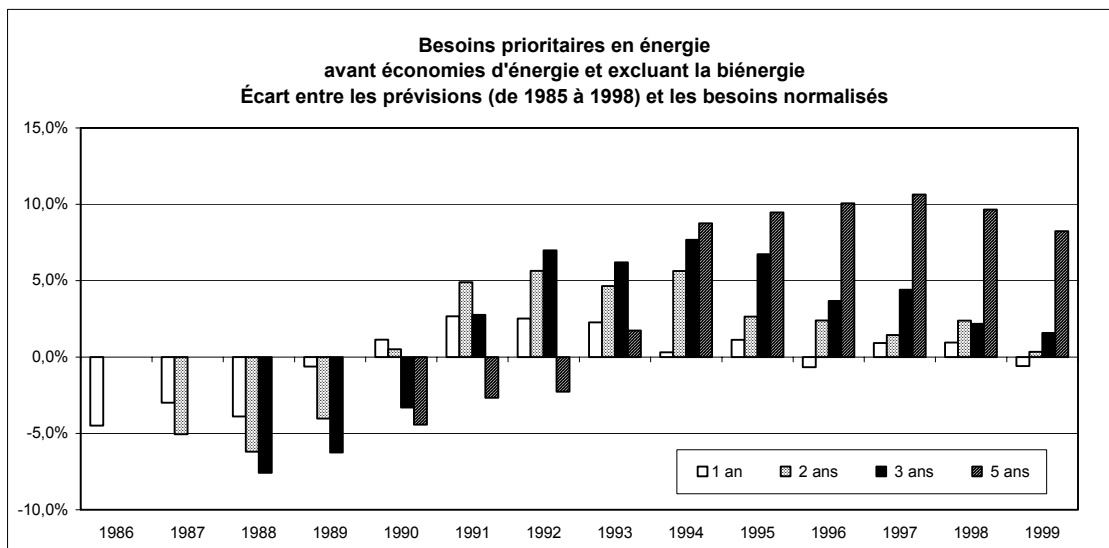
**Réponse :**

**Écart entre les prévisions des besoins prioritaires en énergie et les besoins normalisés**

Le tableau qui suit présente l'écart moyen et l'écart absolu de la prévision à divers horizons. L'écart moyen est la moyenne de la différence entre les prévisions et les observations. L'écart absolu est la moyenne de la valeur absolue de la différence entre les prévisions et les observations.

<b>Écart des prévisions (de 1985 à 1998) des besoins prioritaires en énergie avant économies d'énergie et excluant la biénergie</b>			
<b>%</b>			
	<i>nombre de prévisions</i>	Écart moyen	Écart absolu
1 an	14	-0,1	1,8
2 ans	13	1,2	3,5
3 ans	12	2,1	4,9
4 ans	11	3,5	5,8
5 ans	10	4,9	6,8

Le graphique qui suit présente, pour les prévisions réalisées entre 1985 et 1998 et portant sur différents horizons de prévision, l'écart entre la prévision et les besoins normalisés de l'année indiquée. Les écarts négatifs signifient que les prévisions sont inférieures aux besoins observés.



- 4. Références :**
- i) HQD-2, document 1, page 24
  - ii) HQD-2, document 1, annexe 1B, page 1
  - iii) HQD-4, document 1, pages 20 et 21

**Préambule :**

*« L'aléa sur la demande prévue est encadré par les scénarios fort et faible de croissance de la demande tels que décrits à l'Annexe 1B. Ces scénarios correspondent approximativement au scénario moyen plus ou moins un écart-type. » (référence i)*

*« Des scénarios d'encadrement sont d'abord effectués pour la démographie et les prix des combustibles. Ceux-ci servent d'intrants pour l'élaboration des scénarios économiques fort et faible. Ces données démographiques et économiques et ces prix des combustibles sont utilisés dans les modèles technico-économiques pour les clients du secteur Domestique et Agricole, ceux du secteur Industriel PME et la majeure partie des clients du secteur Général et Institutionnel. » (référence ii)*

*« Sur la base des simulations réalisées en 1999, le Distributeur peut donner une indication de l'incertitude sur la prévision des besoins en énergie, excluant l'aléa climatique. En effet, ces analyses ont permis d'estimer une distribution de probabilité reliée à différentes évolutions possibles des besoins en énergie. Une telle distribution permet de quantifier, non pas la probabilité de réalisation d'un scénario Hydro-Québec précis parmi la multitude des cas possibles, mais plutôt la probabilité associée à des fourchettes de prévisions.*

*À partir de ces analyses, il a été possible de faire un certain rapprochement entre le scénario moyen plus ou moins un écart type et les scénarios d'encadrement fort et faible alors disponibles. » (référence iii)*

**Demandes :**

- 4.1. Par rapport à la référence ii, veuillez expliquer comment sont effectués les scénarios d'encadrement des prévisions démographiques, économiques et des prix des combustibles.

**Réponse :**

**Les scénarios d'encadrement des prévisions démographiques, économiques et des prix des combustibles sont réalisés de la même façon que le scénario moyen, soit avec la même méthodologie et les mêmes modèles de long terme, mais en utilisant des hypothèses différentes pour les variables intrants ou exogènes.**

**Dans chacun des domaines, le positionnement des hypothèses des variables intrants est effectué en analysant leur évolution**

passée en longue période et en essayant d'identifier les éléments structuraux qui ont influencé cette évolution. Le scénario fort tient compte d'une suite d'éléments favorables (c'est le scénario le plus optimiste) alors que le scénario faible présente les conséquences d'un ensemble d'événements défavorables au contexte socio-économique. Pour établir les bornes des hypothèses de ces deux scénarios, des comparaisons avec d'autres pays ou régions similaires sont utilisées, de même que des références à des périodes historiques plus fortes ou plus faibles que la moyenne.

À titre d'exemple, des intrants tels que le taux de natalité, le taux de mortalité et l'immigration nette sont utilisés pour établir la prévision démographique. Un scénario fort suppose une situation où chacune de ces variables atteindrait des niveaux historiquement élevés (ou faible dans le cas du taux de mortalité).

- 4.2. Par rapport à la référence iii, veuillez fournir plus de détails sur les analyses qui ont permis d'estimer une distribution de probabilité reliée à différentes évolution possibles des besoins en énergie. Pour ce faire, veuillez les déposer si elles ne sont pas trop volumineuses ou encore veuillez résumer, en quelques pages, de quelles analyses il s'agit et fournir les hypothèses sous-jacentes.

**Réponse :**

L'approche suivie pour estimer une distribution de probabilité reliée à différentes évolutions possibles des besoins en énergie (autour du scénario moyen) est présentée dans les paragraphes qui suivent.

Cette approche consiste à exprimer l'évolution des besoins annuels en énergie par une équation estimée sur l'historique ne faisant appel qu'à un nombre restreint de variables explicatives. Cette équation est simulée un grand nombre de fois sur l'horizon de prévision en tenant compte à la fois de l'incertitude sur les coefficients estimés et de l'incertitude sur les prévisions des variables explicatives. La méthode de simulation stochastique de Monte Carlo est utilisée pour ce faire. Le résultat de ces simulations est une distribution de probabilité pour la variable dépendante de l'équation (les besoins réguliers au Québec) pour chaque année de la prévision. On peut alors tirer de cette distribution les statistiques d'aléa pertinentes, tel l'écart type des besoins en énergie selon l'horizon de prévision.

De façon à avoir un historique homogène des besoins réguliers au Québec, pour fins d'estimation de l'équation sur l'historique, on soustrait de ceux-ci les éléments suivants :

- les ventes bi-énergie CII (Commerciale, Institutionnelle et Industrielle);
- les ventes aux forts consommateurs industriels (alumineries, usines de magnésium et QIT - Fer et Titane Inc.) additionnelles à celles de 1984.

L'évolution future des différents éléments soustraits des besoins réguliers au Québec est exprimée directement par leur prévision. On ne fait donc pas appel pour ces éléments à des équations explicatives.

Les «besoins réguliers au Québec corrigés» sont expliqués par une équation linéaire (après transformation logarithmique). Les variables explicatives retenues dans le modèle sont :

- PIB : produit intérieur brut du Québec, en dollars constants de 1992;
- nombre de logements chauffés à l'électricité au secteur résidentiel;
- degrés-jours de chauffage (base 15°C) à Dorval;
- surface des bâtiments chauffés à l'électricité au secteur commercial et institutionnel.

La période retenue pour estimer les paramètres de cette équation est de 1973 à 2000.

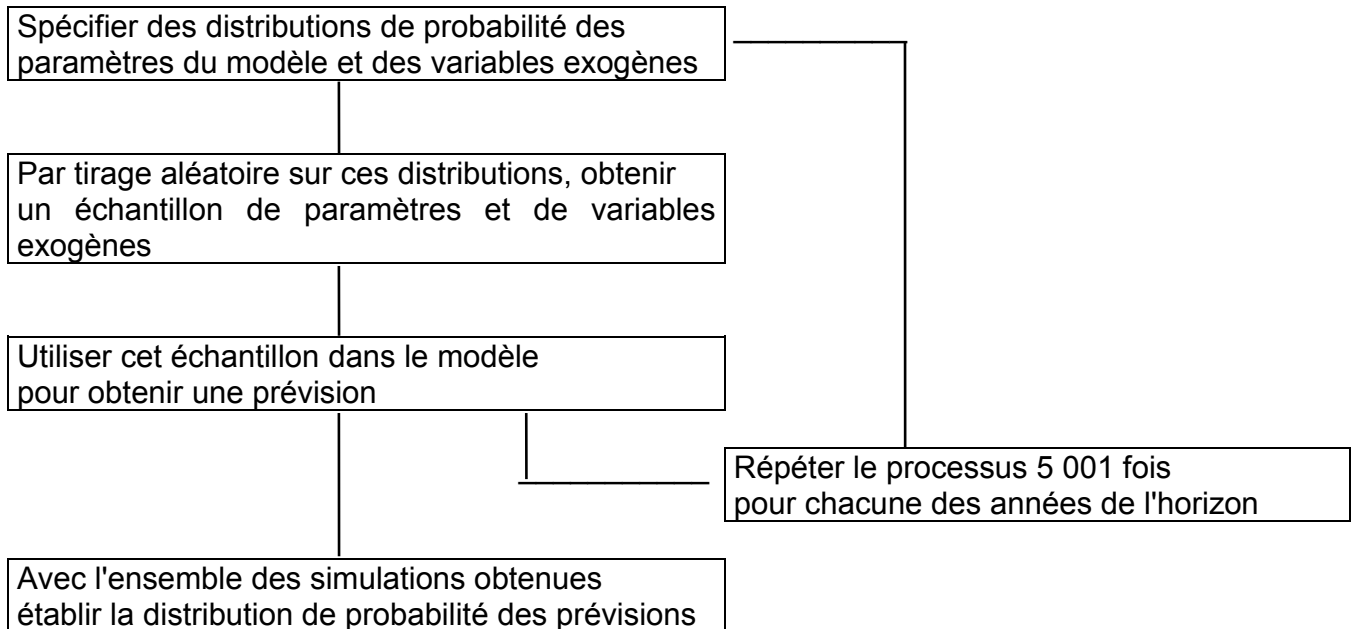
Pour évaluer dans un premier temps les aléas de la prévision des besoins réguliers au Québec (excluant l'aléa climatique), jusqu'à l'année 2011, on établit la distribution de probabilité au moyen de simulations de ces besoins.

Pour calculer des intervalles de confiance autour de la prévision moyenne, on veut tenir compte de deux sources d'incertitude :

- incertitude sur le modèle estimé (coefficients et résidus);
- incertitude autour du scénario moyen des variables exogènes.

Afin de calculer des intervalles de confiance, on procède par simulation selon la méthodologie suivante :

### Méthodologie de la simulation



En ce qui concerne l'incertitude du modèle, la méthode d'estimation du modèle sur l'historique fournit les paramètres de la distribution conjointe des coefficients de l'équation, soit la moyenne (valeur des coefficients) et la matrice de variance-covariance; on suppose cette distribution normale.

Pour ce qui est de l'incertitude sur les variables exogènes, on fait les hypothèses suivantes :

- les variables exogènes sont distribuées conjointement selon une loi TPN (Two-piece-Normal);
- la matrice de corrélation est la même pour chacune des années de prévision et égale à la matrice historique 1988-2000;
- on calcule les écarts types des variables exogènes en supposant que les écarts entre les scénarios faible et fort recouvrent 70 % des probabilités d'occurrence.

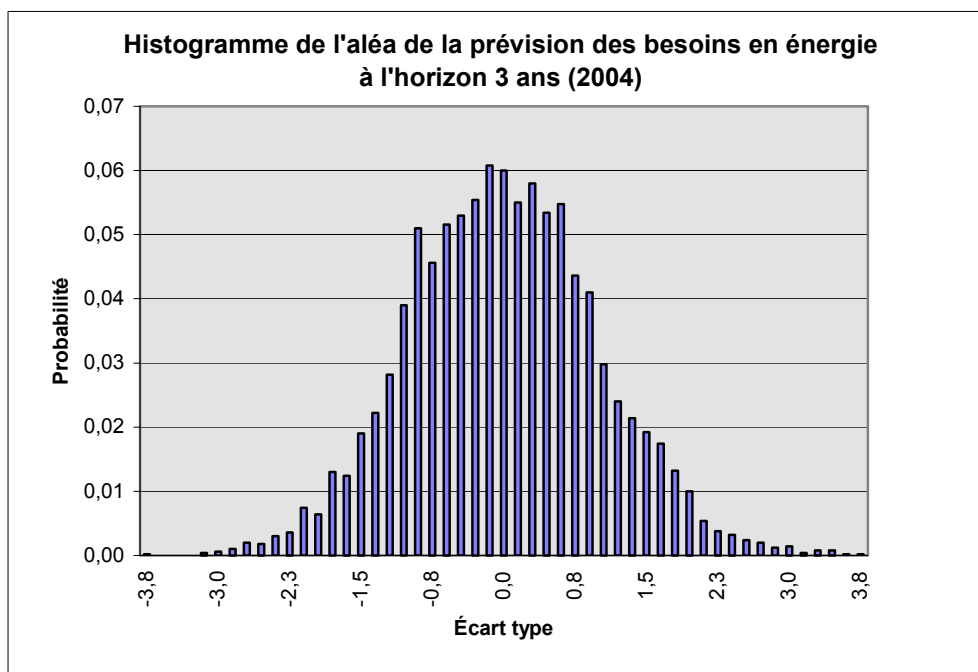
Cette distribution est centrée sur la valeur des variables correspondant au scénario moyen de l'année considérée.

Par ailleurs, les résidus (erreurs d'ajustement du modèle) sont distribués indépendamment selon une normale avec moyenne 0 et un écart type qui découle également des résultats de l'estimation.

Quant aux éléments non inclus dans les «besoins réguliers au Québec corrigés», ils font l'objet de simulations avant d'être combinés aux «besoins réguliers au Québec corrigés» pour reconstituer les besoins réguliers au Québec.

Ainsi, les ventes bi-énergie CII de même que les ventes aux forts consommateurs industriels sont simulées, et ce, de façon indépendante des «besoins réguliers au Québec corrigés» et indépendante entre elles. Les ventes bi-énergie CII sont simulées selon une loi normale en prenant le coefficient de variation résultant des simulations des «besoins réguliers au Québec corrigés». Les ventes aux forts consommateurs sont simulées de la même manière que les variables explicatives des «besoins réguliers au Québec corrigés». Ces simulations font donc intervenir des hypothèses tirées des scénarios faible et fort des ventes aux forts consommateurs.

La combinaison des différentes simulations donne la distribution de probabilité des besoins réguliers au Québec, excluant l'aléa climatique. Le graphique suivant illustre sous forme d'histogramme l'ensemble des valeurs possibles de besoins annuels en énergie résultant des simulations sur un horizon de 3 ans, soit pour l'année 2004.



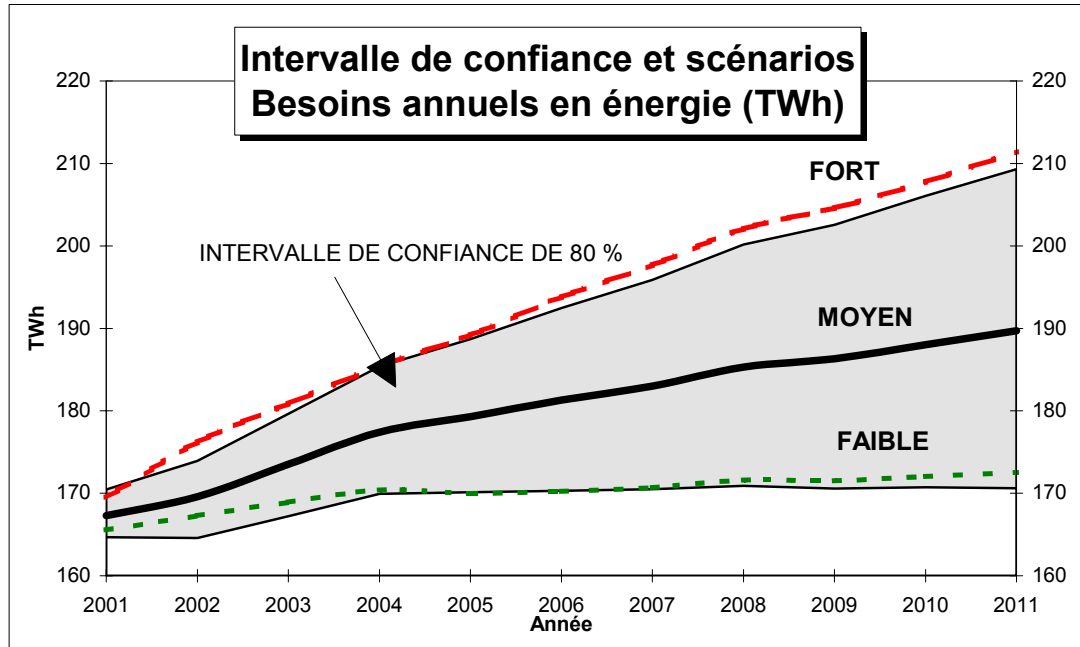
Le tableau qui suit présente l'estimation de l'écart type (en TWh) et du coefficient de variation (en %) de la prévision des besoins annuels en énergie, excluant l'aléa climatique, pour les années 2004 à 2011.

**Aléas de la prévision des besoins annuels en énergie (TWh)**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Besoins incluant pertes de transport et distribution	177,5	179,3	181,3	183,0	185,3	186,3	188,0	189,7
Écart type	6,1	7,4	8,8	10,0	11,4	12,6	13,9	15,3
Coefficient de variation*	3,4%	4,1%	4,9%	5,5%	6,1%	6,8%	7,4%	8,1%

\* Ratio de l'écart type sur la valeur moyenne des besoins prévus

Le graphique suivant présente les scénarios moyen, fort et faible des besoins annuels en énergie comparativement à la fourchette de besoins associée à un intervalle de confiance de 80 %.



- 4.3. Par rapport aux références i et iii, veuillez expliquer comment les scénarios d'encadrement de la prévision de la demande peuvent correspondre au scénario moyen avec plus ou moins un écart-type, étant donné que ces scénarios sont estimés à partir de nouveaux intrants qui leur sont propres.

**Réponse :**

**Ce que le Distributeur dit à la référence iii, c'est qu'ayant estimé la distribution de probabilité reliée à différentes évolutions possibles des besoins en énergie (histogramme de la réponse à la demande 4.2 de la Régie) ainsi que l'écart-type qui en découle, il est en mesure d'établir, année par année, une correspondance entre les scénarios d'encadrement fort et faible et le scénario moyen plus ou moins un nombre donné d'écarts types. Ainsi, l'estimation de l'écart-type présentée au tableau de la réponse à la demande 4.2 de la Régie permet au Distributeur d'établir que les scénarios d'encadrement fort et faible montrés à la pièce HQD-2, Document 1, graphique 2.2 correspondent, en moyenne, au scénario moyen plus ou moins 1,3 écart-type. Ceci confirme, de façon plus précise, l'affirmation faite par le Distributeur à la référence i.**

- 5. Références :** i) HQD-2, document 1, page 8  
ii) HQD-2, document 1, page 12  
iii) HQD-4, document 1, page 8

**Préambule :**

*« En 2011, les ventes d'électricité devraient s'élever à 174,6 TWh. Cela représente une augmentation de 20,0 TWh sur la période 2001-2011 ou un taux annuel moyen de croissance de 1,2 % ou environ 2 TWh par an. Comparé à la croissance observée sur la période 1991-2001, cela représente un net ralentissement. En effet, au cours de ces dix années, la croissance totale des ventes au Québec s'est établie à 25,8 TWh, soit en moyenne 2,6 TWh par an ou un taux annuel moyen de 1,8 %. » (référence i)*

*« Les besoins réguliers en puissance au Québec passeront de 32 150 MW [31 860 MW avec la mise à jour d'octobre 2001] pour la pointe de l'hiver 2001-2002 à 35 750 MW pour la pointe de l'hiver 2010-2011, soit une croissance de 3 600 MW [3 890 MW, octobre 2001] représentant une croissance annuelle moyenne de 400 MW (1,2 %) [1,3 %, octobre 2001]. » (référence ii)*

**Demandes :**

- 5.1. Pour les besoins en énergie, veuillez expliquer si la baisse du taux de croissance annuel moyen de 1,8 % observé au cours des 10 dernières années à 1,2 % (inchangé par rapport à la mise à jour d'octobre 2001), prévu pour le scénario moyen sur un horizon de 10 ans, est due à certains facteurs socio-économiques ou technico-économiques, ou encore si elle est due à des changements méthodologiques.

**Réponse :**

**La baisse du taux de croissance annuel moyen est due à des facteurs socio-économiques et technico-économiques.**

- 5.2. Pour les besoins en puissance, veuillez expliquer si la baisse du taux de croissance annuel moyen de 1,5 % observé au cours des 10 dernières années (que l'on peut calculer à partir de l'historique des besoins en puissance normalisés au Québec pour la période 1991-92/2000-01 fourni à la référence iii) à 1,3 % (en tenant compte de la mise à jour d'octobre 2001), prévu pour le scénario moyen sur un horizon de 10 ans, est due à certains facteurs socio-économiques ou technico-économiques, ou encore si elle est due à des changements méthodologiques.

**Réponse :**

**La baisse du taux de croissance annuel moyen est également due à des facteurs socio-économiques et technico-économiques.**

- 6. Références :** i) HQD-2, document 1, pages 24 et 25  
ii) HQT-4, document 2.5.1, pages 2 et 3  
iii) HQD-2, document 1, annexe 1B, page 3  
iv) HQD-2, document 1, annexe 1B, page 4

**Préambule :**

À la référence i, Hydro-Québec affirme que : « *Les études sur la performance de la prévision de la demande réalisées dans le passé et déposées à la Régie dans le cadre des audiences sur les tarifs de Hydro-Québec transport montrent bien d'ailleurs la vraisemblance de ces scénarios d'encadrement.* »

À la référence ii, elle fournit deux tableaux des écarts moyens et absolus entre les prévisions des besoins prioritaires en énergie et en puissance et les besoins normalisés.

**Demandes :**

- 6.1. En observant la colonne des écarts absolus pour les prévisions de la demande sur 10 ans, on constate qu'historiquement cet écart est en moyenne de 4,8 % (référence ii). Veuillez expliquer pourquoi, pour l'année 2011, la différence de 20,1 TWh (référence iii) prévue entre le scénario fort et le scénario moyen et celle de 15,6 TWh (référence iii) prévue entre le scénario faible et le scénario moyen peuvent être aussi élevées par rapport à l'écart de 8,4 TWh ( $174,6 \text{ TWh} \pm 4,8 \%$ ) entre la prévision et les besoins normalisés.

**Réponse :**

**Hydro-Québec Distribution doit tout d'abord souligner que l'écart absolu pour les prévisions de la demande sur 10 ans, montré au tableau des écarts moyens et absolus entre les prévisions des besoins prioritaires en énergie et les besoins normalisés (référence ii), doit être utilisé avec prudence puisque cet écart est basé sur l'évaluation de seulement 5 prévisions comme l'indique le tableau concerné.**

**Par ailleurs, l'écart type, dans le cas de données distribuées approximativement selon une loi normale, tend par définition mathématique à être plus élevé que l'écart absolu.**

**Ce facteur et le constat, exprimé par Hydro-Québec Distribution à la Régie en réponse à sa demande 4.3, que les scénarios fort et faible correspondent, en moyenne, au scénario moyen plus ou moins 1,3 écart type, expliquent en grande partie que la différence prévue entre le scénario fort et le scénario moyen et celle prévue entre le scénario faible et le scénario moyen puissent être plus élevées que l'écart absolu normalement associé à la prévision sur 10 ans.**

- 6.2. En observant la colonne des écarts absolus pour les prévisions de la puissance sur 10 ans, on constate qu'historiquement cet écart est en moyenne de 6,4 % (référence ii). Veuillez expliquer pourquoi, pour l'année 2010-11, la différence de 4 110 MW (référence iv) prévue entre le scénario fort et le scénario moyen et celle de 3 130 MW (référence iv) prévue entre le scénario faible et le scénario moyen peuvent être aussi élevées par rapport à l'écart de 2 244 MW ( $35\,750 \text{ MW} \pm 6,4 \%$ ) entre la prévision et les besoins normalisés.

**Réponse :**

**Hydro-Québec Distribution doit tout d'abord souligner que l'écart absolu pour les prévisions de la demande sur 10 ans, montré au tableau des écarts moyens et absolus entre les prévisions des besoins prioritaires en puissance et les besoins normalisés (référence ii), doit être utilisé avec prudence puisque**

cet écart est basé sur l'évaluation de seulement 6 prévisions comme l'indique le tableau concerné.

Par ailleurs, l'écart type, dans le cas de données distribuées approximativement selon une loi normale, tend par définition mathématique à être plus élevé que l'écart absolu.

Ce facteur explique en grande partie que la différence prévue entre le scénario fort et le scénario moyen et celle prévue entre le scénario faible et le scénario moyen puissent être plus élevées que l'écart absolu normalement associé à la prévision sur 10 ans.

- 6.3. Veuillez expliquer pourquoi la variabilité moyenne par rapport à la moyenne (l'écart-type) peut être si différente relativement à l'écart absolu.

**Réponse :**

Voir la réponse aux questions 6.1 et 6.2 de la Régie (pièce HQD-6, Document 1).

7. **Référence :** HQD-4, document 1, pages 13 à 15

**Préambule :**

Hydro-Québec fournit les coûts évités par composante et par usage présentant un potentiel technique intéressant pour le distributeur. Ces coûts évités représentent « *la somme du coût de la fourniture patrimoniale et du coût moyen de transport* » qui « *constitue, de l'avis du Distributeur, une estimation raisonnable du coût évité post patrimoine* ». Ils conduisent à une estimation du potentiel technico-économique de 6 TWh/an et à l'établissement d'une provision de 0,4 TWh/an de nouvelles économies d'énergie à l'horizon 2006.

**Demandes :**

- 7.1. Veuillez présenter l'estimation des coûts évités par composante et par usage, basée sur le coût de l'électricité prévu en dépassement de l'énergie patrimoniale et le coût moyen de transport.

**Réponse :**

À la réponse à la question 6.1 de la Régie de la phase I (pièce HQD-4, Document 1), Hydro-Québec Distribution a fourni des tableaux présentant les coûts évités sur la période 2001-2011. Il y apparaît clairement que ces derniers connaissent une hausse importante à compter de 2005, lors du dépassement de l'électricité patrimoniale.

En effet, avant l'atteinte du volume d'électricité patrimoniale de 165 TWh, le coût évité de fourniture est égal à celui de l'électricité patrimoniale, soit 2,79 ¢/kWh modulé en fonction des facteurs d'utilisation et des taux de pertes des catégories tarifaires et des usages, conformément à la Loi. Le coût évité de transport est considéré nul jusqu'à l'atteinte du volume patrimonial, puisque Hydro-Québec Distribution considère que le réseau de transport a été conçu pour acheminer la totalité de la capacité de production disponible sans que de nouveaux investissements importants ne soient requis.

Au-delà de l'atteinte du volume d'électricité patrimoniale, les coûts évités reposent sur un coût global fourniture et transport estimé par la somme du coût de fourniture et de transport actuel. Ce coût est également comparable au coût générique d'une turbine à gaz à cycle combiné, équipement souvent utilisé comme référence dans l'établissement d'un prix de marché et qui est généralement installé près de la charge, donc sans coût de transport important (R-3466-2001, pièce HQD-4, Document 3, réponse 9.1; R-3453-2000, pièce HQD-3, Document 1, réponse 7.1). Globalement, ce coût est de l'ordre de 5,5 ¢/kWh. Cela constitue donc une hypothèse raisonnable sur les coûts évités en fourniture et en transport pour la période post-patrimoniale.

Toutefois, le Distributeur réitère qu'il pourra procéder à la révision du calcul des coûts évités de fourniture et de transport, au-delà du volume de consommation patrimoniale, dès que seront connus les résultats des différents appels d'offres.

Par ailleurs, les coûts évités en distribution reflètent les coûts d'investissement et d'exploitation requis pour satisfaire une variation de la demande sur le réseau de distribution. Les hypothèses de coûts évités retenues au niveau du réseau de distribution sont conformes à celles déjà énoncées dans la cause R-3453-2000.

Le Distributeur rappelle enfin que toute la question de l'efficacité énergétique incluant notamment les coûts évités pourra être débattue lors de la cause R-3473-2001.

- 7.2. Veuillez fournir, à partir de l'estimation des coûts évités présentée à la demande précédente, les nouvelles estimations du potentiel technico-économique et de la provision de nouvelles économies d'énergie à l'horizon 2006.

**Réponse :**

Le potentiel technico-économique est celui qui est présenté au Plan, soit 6 TWh/an à l'horizon de cinq ans (pièce HQD-2, Document 1, Annexe 1A).

La sensibilité du potentiel technico-économique à d'éventuelles variations dans les coûts évités sera discutée à la table d'information et d'échanges qui débutera sous peu dans le cadre de la cause R-3473-2001 portant sur les mesures d'économies d'énergie.

Voir également la réponse à la question 7.1.

### **APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS ET ADDITIONNELS ET STRATÉGIE PROPOSÉE**

- 8. Références :** i) HQD-2, document 2, annexe 2A  
ii) HQD-4, document 1, page 27

**Préambule :**

À la référence i, l'article 9 du décret concernant les caractéristique de l'électricité patrimoniale mentionne que « *Le volume d'électricité patrimoniale est mesuré à chaque heure aux points de livraison sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité et est totalisé mensuellement* ».

La Régie demandait au distributeur, dans le cadre de la phase 1 de l'étude du présent dossier, d'identifier les points de livraison mentionnés au décret. Le distributeur répond que « *La question des points de livraison sera traitée lors de la phase 2 de la présente cause* ». (référence ii)

**Demandes :**

- 8.1. Étant donné que l'étude du dossier en est à la phase 2, veuillez identifier les points de livraisons, mentionnés au décret, où sera mesuré le volume d'électricité patrimoniale.

**Réponse :**

Le Distributeur comprend que le volume annuel d'électricité patrimoniale de 165 TWh correspond à de l'électricité livrée chez les clients du Distributeur (article 3 de la référence i). Les points de livraison chez les clients sont donc les points de mesurage de l'électricité patrimoniale. Certains clients (en général des

**grandes entreprises) sont raccordés directement au réseau de transport. Ces derniers peuvent faire l'objet d'un mesurage horaire. La majorité des clients sont toutefois raccordés au réseau de distribution.**

- 8.2. Selon l'article 3 de la référence i, « *Le volume annuel d'électricité patrimoniale [correspond] aux volumes de consommation des marchés québécois jusqu'à concurrence de 165 TWh* », donc à l'énergie consommée par les clients. Selon l'article 5 de la même référence, « *Le fournisseur d'électricité doit rendre disponible le volume annuel d'électricité [...] jusqu'à concurrence de 178,86 TWh* ». Compte tenu que les pertes en transport et en distribution varient en temps réel, veuillez indiquer comment le distributeur entend s'assurer, à partir des mesures horaires réalisées aux points de livraison, qu'un volume de 165 TWh sera livré aux consommateurs.

**Réponse :**

**Selon l'interprétation du Distributeur, il n'est pas nécessaire d'avoir recours aux lectures horaires pour vérifier si les volumes de consommation des marchés québécois ont dépassé 165 TWh ou si le volume d'électricité fourni, incluant les pertes, a atteint 178,86 TWh.**

**Par contre, il est nécessaire d'avoir recours aux données horaires, à la sortie des centrales du fournisseur patrimonial ou aux points de réception de ses achats pour comparer les volumes fournis à la courbe annuelle des puissances classées à conditions climatiques normales, annexée au Décret.**

- 9. Références :** i) *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi), articles 52.2, 74.1 et 74.2  
ii) HQD-4, document 2, page 50

**Préambule :**

Selon la Loi, les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours ne sont pas inclus dans le volume d'électricité patrimoniale. Le distributeur précise, à la référence ii, qu'il existe quatre tarifs à l'heure actuelle dont les volumes de consommation ne sont pas inclus dans le volume de consommation patrimoniale, soit les tarifs LD, BT, MR et LR. À leur égard, il indique que : « *Dans tous les cas, l'approvisionnement de l'électricité est fait en vertu d'un engagement d'Hydro-Québec Production envers le Distributeur. Le Distributeur ne prévoit pas, à court terme, lancer d'appels d'offres pour ces approvisionnements.* » Il ajoute qu'il n'envisage pas conclure un contrat

d'approvisionnement avec Hydro-Québec Production pour ces approvisionnements : « *Le seul contrat de ce type que le Distributeur envisage de conclure est l'entente-cadre décrite aux lignes 12 à 24 de la page 33 de la pièce HQD-2, Document 3* » qui permettra de couvrir les impacts climatiques excédant un écart-type et les dépassements par inadvertance.

Par ailleurs, la Loi précise que « *Le distributeur d'électricité ne peut conclure un contrat d'approvisionnement sans obtenir l'approbation de la Régie* » et que « *La Régie peut dispenser le distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour des contrats de court terme ou en cas d'urgence des besoins à satisfaire* ».

**Demandes :**

- 9.1. Veuillez expliquer pourquoi le distributeur ne prévoit pas lancer à court terme d'appels d'offres pour l'alimentation des clients aux tarifs LD, BT, MR et LR, alors que la Régie ne peut autoriser une dispense d'appel d'offres que pour des contrats de court terme ou en cas d'urgence des besoins à satisfaire.

**Réponse :**

**Dans le cas du tarif BT, le Distributeur en demande l'abrogation, il n'y a donc aucune utilité à lancer un appel d'offres pour la fourniture s'y rapportant.**

**Le tarif LD ferme constitue la continuité du tarif H pour la partie énergie de secours et le tarif LD non ferme en découle. Le Distributeur est d'avis que la fourniture de l'énergie de secours, de nature ponctuelle et imprévisible, devrait être faite en vertu de l'entente qu'il propose de conclure avec Hydro-Québec Production pour l'énergie involontaire et les aléas climatiques ; il entend soumettre une demande en ce sens à la Régie.**

**Les tarifs MR et LR sont des tarifs expérimentaux, s'appliquant à des clients ayant accepté de participer à un projet pilote. Dans ce contexte, le Distributeur ne croit pas opportun de lancer des appels d'offres pour l'énergie fournie en vertu de ces tarifs, tant que ceux-ci demeureront au stade expérimental.**

- 9.2. Veuillez expliquer pourquoi le distributeur n'envisage pas conclure un contrat d'approvisionnement avec Hydro-Québec Production pour ces approvisionnements.

**Réponse :**

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

- 9.3. Veuillez produire l'engagement d'Hydro-Québec Production envers le distributeur concernant ces approvisionnements. Veuillez notamment préciser les quantités, les coûts et les conditions de l'entente.

**Réponse :**

**Pour le tarif LD, l'engagement d'Hydro-Québec Production est de fournir l'énergie au prix de 3,87 ¢/kWh, pour un ordre de grandeur de 75 MW et 24 GWh (R-3466-2001 : HQD-1, Document 1, page 39 ; HQD-4, Document 1, page 9 ; Notes sténographiques, volume 1, 7 novembre 2001, pages 119 et suivantes).**

**Pour le tarif BT, l'engagement d'Hydro-Québec Production est de fournir l'énergie nécessaire au prix de 3,32 ¢/kWh jusqu'au 30 novembre 2003 (R-3471-2001 : HQD-1, Document 1, pages 11-12).**

**Pour les tarifs MR et LR, Hydro-Québec Production est liée par les obligations d'Hydro-Québec découlant des dispositions du *Règlement n° 663 d'Hydro-Québec établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application* (le règlement tarifaire), tant qu'elles seront en vigueur.**

- 10. Référence :** HQD-4, document 1, pages 28 à 30

**Préambule :**

Hydro-Québec mentionne plusieurs contraintes qui limitent la capacité de transit sur les interconnexions. Elle indique, entre autres, que le « *contrat de 200 MW qui lie Énergie Nouveau Brunswick et Hydro-Québec Production [...] réduit la disponibilité de l'interconnexion de 200 MW sur l'horizon du plan* ».

**Demandes :**

- 10.1. Veuillez indiquer la date de fin du contrat de 200 MW avec le Nouveau-Brunswick.

**Réponse :**

**Selon les informations que détient le Distributeur, le contrat entre Énergie Nouveau Brunswick et Hydro-Québec Production se termine le 31 octobre 2011. Il s'agit d'un contrat de puissance qui peut être appelé en tout temps, à la discrétion d'Hydro-Québec Production. Il ne s'agit donc d'un contrat portant ni sur**

de la puissance de pointe ni sur de la base. C'est une option d'achat d'énergie en vertu de laquelle la puissance ferme est déjà payée. Vu les caractéristiques de ce contrat, TransÉnergie réduit la capacité disponible affichée (ATC) des interconnexions avec le Nouveau Brunswick d'une valeur correspondant à la capacité du contrat.

10.2. Est-ce que ce contrat est conclu pour de la puissance de pointe ou pour de la production de base? Ferme ou non ferme?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 10.1.**

10.3. Veuillez indiquer si les capacités de ce contrat doivent être disponibles toute l'année.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 10.1.**

**11. Référence :** HQD-4, document 1, page 28

**Préambule :**

Hydro-Québec explique comment le volume d'importation théorique de 43 TWh a été ramené à 20 TWh :

*« L'année a été répartie en deux saisons :*

*Été : mai à septembre (5 mois)*

*Hiver : octobre à avril (7 mois)*

*Chaque saison a été répartie en deux périodes :*

*Pointe : journée de semaine (5 jours) 7h à 22h (16 heures)*

*Hors pointe : nuit de 23h à 6h (8 heures) (7 jours)*

*fin de semaine (2 jours) de 7h à 22h (16 heures)*

*On retient donc 4 périodes dans l'année :*

*Pointe hiver (PH): 2432 heures*

*Hors pointe hiver (HPH): 2656 heures*

*Pointe été (PE): 1744 heures*

*Hors pointe été (HPE): 1928 heures »*

**Demandes :**

11.1. La répartition de l'année présentée en préambule se rapporte à une répartition pointe, hors-pointe basée sur un parc de production hydraulique. Veuillez indiquer le nombre d'heures de la période de pointe du réseau d'Hydro-Québec.

**Réponse :**

**La répartition de l'année qui a été présentée n'est nullement basée sur un parc de production hydraulique mais sur une répartition utilisée par le marché.**

**La période de pointe du réseau d'Hydro-Québec pourrait être définie comme étant de décembre à février : soit 2160 heures. La fine pointe est habituellement définie comme étant d'environ 300 heures.**

**Cependant ces notions de pointes ne correspondent pas aux besoins du Distributeur, identifiés à la marge de l'électricité patrimoniale.**

11.2. Veuillez indiquer les mois où la pointe du réseau d'Hydro-Québec a été enregistrée dans les 15 dernières années.

**Réponse :**

<b>1986-87 : Janvier</b>	<b>1991-92 : Janvier</b>	<b>1996-97 : Janvier</b>
<b>1987-88 : Janvier</b>	<b>1992-93 : Février</b>	<b>1997-98 : Déc.</b>
<b>1988-89 : Janvier</b>	<b>1993-94 : Janvier</b>	<b>1998-99 : Janvier</b>
<b>1989-90 : Déc.</b>	<b>1994-95 : Février</b>	<b>1999-00 : Janvier</b>
<b>1990-91 : Janvier</b>	<b>1995-96 : Janvier</b>	<b>2000-01 : Déc.</b>

11.3. Veuillez indiquer si les mois d'octobre, de novembre, de mars et d'avril sont considérés comme des mois de pointe du réseau d'Hydro-Québec. Si oui, veuillez expliquer pourquoi.

**Réponse :**

**Les mois d'octobre, novembre, mars et avril ne sont pas des mois de pointe du réseau d'Hydro-Québec. Cependant, ces mois sont des mois de pointe des besoins du Distributeur à la marge de l'électricité patrimoniale tel qu'indiqué au graphique 1.2, page 5 de 37, de la pièce HQD-2, Document 3.**

11.4. Veuillez indiquer si les mois de mai et de septembre sont considérés comme des mois de pointe d'été sur les réseaux voisins. Si oui, veuillez expliquer pourquoi.

**Réponse :**

Les mois de mai et septembre peuvent être des mois où les disponibilités dans les réseaux voisins américains sont très réduites. En effet, les entretiens et une vague de chaleur peuvent rendre très précaire l'équilibre offre-demande dans les réseaux de la Nouvelle-Angleterre et de New York durant ces mois.

À titre d'exemple le 8 mai 2000, le réseau de NEPOOL s'est retrouvé en situation d'urgence.

11.5. Quelles seraient les limitations des interconnexions si l'année était répartie en trois saisons soit :

- hiver : décembre, janvier et février
- été : juin, juillet et août
- printemps/automne : mars, avril, mai, septembre, octobre et novembre?

**Réponse :**

Les limitations à l'importation seraient peu différentes si on avait choisi de répartir l'année en trois saisons.

- 1- Les facteurs d'utilisation données à la pièce HQD-4, Document 1, page 30 de 65 reflètent déjà en large partie la disponibilité moyenne de puissance durant les différents mois.
- 2- Les disponibilités dans les réseaux voisins durant les mois de mars à mai et de septembre à novembre sont quand même limitées à cause de l'entretien des équipements de transport et de production qui se concentre durant ces mois.

Le Distributeur est d'avis qu'une telle répartition ne modifierait pas significativement la valeur de 20 TWh.

**12. Référence :** HQD-4, document 1, pages 29 et 30

**Préambule :**

Au sujet des contraintes reliées aux marchés, le distributeur indique qu'il « doit pouvoir importer sur une base continue ou au moment opportun pour les aléas climatiques. Ceci restreint les possibilités réelles à certaines périodes. Un facteur d'utilisation a donc été appliqué en fonction de chaque marché et de chaque

période ». Il ajoute que « *La situation sera différente après 2006 seulement si de nouvelles interconnexions sont réalisées par TransÉnergie* ».

**Demandes :**

12.1. Étant donné que le marché est ouvert, comment expliquer que l'importation pour les aléas climatiques « *restreint les possibilités réelles à certaines périodes* »? Si le prix de l'énergie est une cause restreignant les possibilités d'importation, veuillez indiquer le prix maximum qui a été utilisé pour établir ces contraintes de marché.

**Réponse :**

**Le marché est ouvert mais n'est pas illimité pour autant. Les aléas climatiques existent en toute saison. En général lorsqu'il y a une vague de froid ou une vague de chaleur au Québec, les États ou provinces limitrophes connaissent une même situation. Donc, si on veut importer pour gérer un aléa climatique, il y a de fortes chances que la disponibilité de puissance soit réduite dans les réseaux voisins. En conséquence, les prix seront élevés. L'énergie peut atteindre 1000 \$/MWh et plus dans ces circonstances. Bien que le prix de l'énergie reste une préoccupation, aucun prix maximum n'a été utilisé pour établir les contraintes de marché.**

12.2. Dans le contexte d'ouverture des marchés, veuillez justifier les divers facteurs d'utilisation que le distributeur a employé.

**Réponse :**

**L'ouverture des marchés n'enlève pas l'obligation pour chacun des ISO (Independent System Operator) de s'assurer de satisfaire leur charge locale mais introduit une nouvelle dynamique. En fait la production additionnelle ne se construit que si les prix sont élevés et les prix élevés résultent généralement d'une situation serrée en production ou d'une pénurie. Les facteurs d'utilisation utilisés reflètent un jugement du Distributeur quant à la disponibilité de puissance et d'énergie sur le marché en fonction de ses besoins.**

12.3. Veuillez fournir un historique hebdomadaire du prix spot sur les marchés du nord-est en pointe et hors-pointe pour les deux dernières années en indiquant les volumes correspondant à ces prix.

**Réponse :**

Il y a lieu de noter qu'à New York, il y a plusieurs zones avec des prix différents selon la congestion et qu'il y a des prix différents pour le temps réel et le Day Ahead Market (DAM). Les prix en temps réel ne reflètent pas nécessairement un prix de marché mais plutôt les erreurs de prévision de la charge dans le DAM et les événements fortuits. Les volumes ne sont pas connus du Distributeur. Considérant l'ampleur de la question et les nombreux prix disponibles, le Distributeur réfère à l'information accessible sur les sites Internet suivants :

- **Marché de New-York :** [www.nyiso.com](http://www.nyiso.com)
- **Marché de Nepoch :** [www.iso-ne.com](http://www.iso-ne.com)

12.4. Est-ce que la situation serait différente si le distributeur pouvait compter sur une capacité de stockage? Veuillez expliquer votre réponse.

**Réponse :**

**Une capacité de stockage avec une capacité ferme d'injection et de retrait de l'énergie stockée changerait peu la capacité effective de 20 TWh puisque l'intérêt serait surtout d'importer de la production au charbon hors pointe. Or, le facteur d'utilisation hors pointe des interconnexions, sur lequel est basée l'évaluation du Distributeur, est déjà établi à 80 %.**

12.5. Étant donné qu'avec le temps les marchés évoluent et s'accroissent, comment expliquer que les contraintes de marché ne changeront pas et que les limites d'importation resteront inchangées après 2006?

**Réponse :**

**Il est vrai que les marchés évoluent, mais la dynamique fondamentale du marché continuera de produire des cycles de surplus et de déficit consécutifs.**

**13. Référence :** HQD-2, document 3, page 16

**Préambule :**

*« La capacité annuelle effective des interconnexions [en mode import] est évaluée à environ 20 TWh, dont 5 TWh en pointe et 15 TWh hors pointe (voir Annexe 3C). Pour tenir compte de la coïncidence nécessaire entre le profil des besoins du Distributeur et les disponibilités sur les marchés limitrophes via les interconnexions, la*

*capacité utile doit être ramenée à environ 10 TWh, soit 5 en pointe et 5 hors pointe. »*

**Demandes :**

- 13.1. Veuillez expliquer, chiffres à l'appui, comment « *la coïncidence nécessaire entre le profil des besoins du Distributeur et les disponibilités sur les marchés limitrophes via les interconnexions* » ramènent une capacité effective de 20 TWh à une capacité utile de 10 TWh.

**Réponse :**

**Dans des scénarios plus fort de la demande, les besoins du Distributeur seront à peu près égaux en pointe et hors pointe. Donc, il y a 10 TWh des 15 TWh hors pointe qui n'auront pas d'utilité au Distributeur sinon que de réduire les quantités d'électricité patrimoniale dont il pourrait prendre livraison. D'où la capacité utile de 10 TWh, soit 5 en pointe et 5 hors pointe.**

- 13.2. Veuillez expliquer en quoi cette réduction de capacité ne fait pas double emploi avec les contraintes de marché mentionnées plus haut, à la demande numéro 12.

**Réponse :**

**Ce n'est pas une contrainte de marché mais une contrainte des besoins du Distributeur prise sur une base annuelle et non séparément en pointe et hors pointe tel qu'évalué à la page 30 de la pièce HQD-4, Document 1.**

- 13.3. Veuillez expliquer pourquoi la réduction est en période hors pointe seulement.

**Réponse :**

**Voir les réponses aux questions 13.1 et 13.2.**

- 14. Références :** i) HQD-2, document 3, pages 16 et 17  
ii) HQD-4, document 1, page 30  
iii) HQD-4, document 3, page 33  
iv) HQD-4, document 7, page 40

**Préambule :**

*« Ces considérations ainsi que l'impact potentiel d'achats importants sur les prix des marchés limitrophes amènent le Distributeur à proposer de limiter, pour des fins de planification, la dépendance*

envers les marchés de court terme à environ 5 TWh par année, soit 50 % de la capacité utile. » (référence i)

« La situation sera différente après 2006 seulement si de nouvelles interconnexions sont réalisées par TransÉnergie. » (référence ii)

« En limitant, dans sa planification, la dépendance des marchés de court terme à 5 TWh (en pratique, 8 à 9 TWh en 2007), le Distributeur [...] » (référence iii)

« Outre celui de répondre aux besoins correspondant au scénario moyen de la demande, les critères qu'Hydro-Québec Distribution a considérés dans son plan d'approvisionnement sont :

- 1- le critère de fiabilité en puissance du NPCC, et
- 2- la limite de 5 TWh/an de dépendance envers les marchés de court terme. » (référence iv)

#### **Demande :**

14.1. À la référence i, Hydro-Québec mentionne que la dépendance à l'égard du marché de court terme est limitée à 5 TWh. À la référence ii, Hydro-Québec mentionne que la situation ne sera pas différente après 2006, à moins qu'il y ait de nouvelles interconnexions. À la référence iii, Hydro-Québec mentionne qu'en pratique la dépendance sera de 8 à 9 TWh en 2007. À la référence iv, Hydro-Québec mentionne que, dans son plan d'approvisionnement, elle a considéré une limite de dépendance de 5 TWh. Veuillez concilier ces quatre affirmations.

#### **Réponse :**

**Aux références i et iv Hydro-Québec Distribution mentionne que son objectif consiste à limiter la dépendance potentielle envers les marchés de court terme à 5 TWh par année. Les arguments conduisant à la détermination de cette valeur se retrouvent dans la pièce HQD-2, Document 3, pages 16 et 17 ainsi qu'à l'Annexe 3C du même document. Tel qu'expliqué au document en référence, le niveau de dépendance suggéré par le Distributeur de 5 TWh est relié à la capacité effective des interconnexions, conjuguée à d'autres considérations telles la coïncidence entre les besoins du Distributeur et la disponibilité d'électricité sur les marchés.**

**Si la capacité des interconnexions devait être augmentée, par l'ajout de nouvelles lignes, le niveau de dépendance de 5 TWh ne serait pas nécessairement significativement modifié. La capacité effective des interconnexions serait augmentée, mais les autres facteurs continueront de jouer leur rôle limitatif. En**

pratique, il est impossible de prévoir sur un horizon trop lointain la sensibilité du 5 TWh à l'ajout d'une nouvelle interconnexion.

Par ailleurs, le passage cité par la Régie, dans son préambule et tiré de la référence ii, doit être mis en contexte. Il constituait une partie de la réponse du Distributeur à la question 17 posée par la Régie dans le cadre de la Phase I (pièce HQD-4, Document 1). Or, la question 17 portait sur l'évaluation de la capacité effective des interconnexions, avec contrainte de marché, que le Distributeur a estimé à 20 TWh. Le passage cité ne pouvait donc pas être mis en relation avec le niveau de dépendance de 5 TWh proposé par le Distributeur.

Finalement, à la référence iii, le Distributeur indiquait que l'objectif de limiter la dépendance potentielle envers les marchés de court terme à 5 TWh par année n'était pas atteint en 2007 et cela malgré l'introduction du 400 MW de production modulable. En pratique, les moyens proposés conduisent à une dépendance potentielle envers les marchés de court terme de 8 à 9 TWh, dans un scénario fort jumelé à un aléa climatique d'un écart type.

**15. Référence :** HQD-2, document 3, page 18

**Préambule :**

Hydro-Québec mentionne qu'il est impérieux de réduire la dépendance à l'égard des marchés de court terme. Elle qualifie cette dépendance d'importante.

**Demande :**

15.1. Veuillez quantifier ce que vous entendez par une dépendance importante.

**Réponse :**

Il est d'abord important de mettre en contexte le passage cité dans le préambule de la question. À ce titre, le paragraphe, d'où le passage cité est tiré, est intégralement reproduit ci-dessous :

« Que l'appel d'offres prévu pour janvier 2002 couvrant les besoins de 2007 soit étendu pour viser les besoins de 2006. Même si les délais sont courts pour accommoder toutes les sources d'approvisionnement, le Distributeur considère que le

principe de la sécurité d'approvisionnement doit prévaloir et qu'il est impérieux de réduire le plus rapidement possible la dépendance à l'égard des marchés de court terme. » (Référence: pièce HQD-2, Document 3, page 18, lignes 12 à 17).

À cet effet, il faut mentionner que, si aucun approvisionnement additionnel de long terme n'est contracté pour 2006, un scénario fort jumelé à un aléa climatique positif d'un écart type pourrait amener le Distributeur à dépendre du marché de court terme pour un volume de 16,9 TWh. (Voir la pièce HQD-2, Document 3, page 8, tableau 1.3).

**16. Référence :** HQD-4, document 1, page 32

**Préambule :**

*« Or, au même titre que les autres approvisionnements du Distributeur, l'électricité patrimoniale sert exclusivement aux besoins des marchés québécois, donc pour l'alimentation de la charge locale. Le Distributeur et Hydro-Québec Production ne sont donc pas en concurrence pour l'utilisation des interconnexions à l'importation. En effet, qu'il s'agisse d'importations par Hydro-Québec Production pour garantir son obligation envers le Distributeur à l'égard de l'électricité patrimoniale ou d'importations par le Distributeur, l'objectif est le même, l'alimentation des besoins du Québec. »*

**Demandes :**

16.1. Est-ce que le distributeur compte être actif sur les marchés de court terme à l'extérieur du Québec pour concurrencer l'achat d'énergie provenant de la capacité modulable installée, par exemple?

**Réponse :**

**Le Distributeur entend saisir les occasions et utiliser tous les moyens à sa disposition afin de minimiser les coûts de la fourniture à sa clientèle.**

16.2. Il est possible que le distributeur veuille acheter de l'énergie sur le marché de court terme (par exemple pour une demande qui serait supérieure au scénario moyen), en même temps que le producteur veuille emmagasiner de l'eau dans ses réservoirs sans que ce soit requis pour garantir

l'électricité patrimoniale. Dans un tel cas, est-ce qu'il est établi qui aurait la priorité?

**Réponse :**

**Comme il a été amplement démontré dans la cause R-3401-98, toute électricité importée est immédiatement consommée par la charge locale. Il s'agit là d'un principe physique incontournable. Par ailleurs, le transporteur ne sait pas et ne peut pas savoir si Hydro-Québec Production fait des importations pour garantir l'électricité patrimoniale ou pour profiter de prix avantageux sur les marchés voisins. En vertu du principe physique mentionné ci-dessus, toute importation d'électricité est réputée, à juste titre, servir à l'alimentation de la charge locale. La priorité, en terme de service de transport, serait donc la même, que l'énergie soit importée par le Distributeur ou par Hydro-Québec Production.**

16.3. Il est possible que le distributeur veuille acheter de l'énergie sur le marché de court terme (par exemple pour une demande qui serait supérieure au scénario moyen), en même temps que le producteur veuille emmagasiner de l'eau dans ses réservoirs pour garantir l'électricité patrimoniale. Dans un tel cas, est-ce qu'il est établi qui aurait la priorité?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 16.2.**

**17. Références :** i) R-3401-98, notes sténographiques, volume 24, page 204  
ii) HQD-4, document 6, pages 15 et 16

**Préambule :**

À la référence i, l'ACEF de Québec demande à Hydro-Québec qui fait le contrôle et les demandes des importations pour répondre aux besoins de la charge locale. Elle répond : « *Jusqu'à aujourd'hui, c'est hydro-Québec Production. Et demain, ce sera fort probablement Hydro-Québec Distribution.* »

Par ailleurs, à la référence ii en réponse à une question d'Option Consommateurs, Hydro-Québec mentionne :

*« Hydro-Québec Distribution fera chaque jour un programme pour le lendemain dans lequel elle spécifiera la quantité d'électricité à être livrée à partir du portefeuille de contrats qu'elle aura.*

*Les installations requises pour respecter le programme de livraison fixé par le Distributeur pour l'électricité patrimoniale seront déterminées par Hydro-Québec Production en tenant compte des exigences en vigueur émises par TransÉnergie.*

*[...]*

*Hydro-Québec Distribution sera responsable d'établir la programmation de ses contrats. En temps réel, comme dans tous les réseaux, TransÉnergie sera responsable d'assurer la sécurité du réseau et aura toute latitude de changer la programmation pour cette raison. Dans un tel cas, le changement de programmation se fera à l'intérieur des balises données par le Distributeur. »*

**Demande :**

17.1. Veuillez préciser si le « *portefeuille de contrats* » inclut tous les contrats y compris les contrats de court terme faisant appel aux liens d'interconnexion.

**Réponse :**

**Oui.**

**18. Référence :** HQD-2, document 3, page 12

**Préambule :**

*« De plus, il y a peu de ressources électriques disponibles au Québec à l'horizon 2004-2005 qui ne sont pas déjà engagées par contrat et le nombre de producteurs est limité. »*

**Demandes :**

18.1. Veuillez fournir une estimation du marché québécois en volume de puissance et d'énergie venant de producteurs indépendants et d'Hydro-Québec Production, à l'horizon 2006.

**Réponse :**

**Pour répondre à cette question, il faut prendre en considération qu'il y a présentement un appel d'offres en cours et que les producteurs privés, québécois ou de l'extérieur y sont invités à soumissionner. Puisqu'il est impossible d'en prévoir le**

dénouement, on ne peut tirer aucune conclusion quant aux volumes qui demeureront disponibles sur les marchés de court terme, tant que les contrats de long terme n'auront pas été adjugés.

- 18.2. Veuillez présenter les autres options de production qui rendraient un service équivalent au produit de 400 MW entièrement modulable. Veuillez indiquer les avantages et les inconvénients de chacune, dont la rentabilité économique, par rapport au produit de 400 MW entièrement modulable.

**Réponse :**

Une première option consisterait à remplacer le service modulable proposé par des contrats pour un service en base et écouler les surplus sur le marché. Cette option est d'ailleurs discutée et argumentée dans le Plan (pièce HQD-2, Document 3, page 26, lignes 11 à 28) et dans les réponses fournies aux questions de la Régie au cours de la phase 1 (voir la réponse à la question 33.2 de la Régie, pièce HQD-4, Document 1). Le Distributeur y argumente entre autres que l'option dont il est question représente pour lui et pour ses clients un plus grand risque. En plus, rien n'interdit à un promoteur quel qu'il soit de fournir le service modulable dont le Distributeur a besoin en ayant recours à un équipement de production fonctionnant en base et en revendant lui-même l'électricité que le Distributeur n'aura pas programmée.

Un appel d'offres pour un service modulable conduira nécessairement les promoteurs à choisir eux-mêmes l'option la plus économique.

Une seconde option consisterait à accepter une dépendance plus forte envers les achats sur les marchés de court terme. Toutefois, cette stratégie ne permet pas de respecter les objectifs que le Distributeur s'est donnés (dépendance maximale de 5 TWh) pour éviter de mettre à risque la sécurité des approvisionnements.

19. Référence : HQD-2, document 3, pages 9, 28 et 37

**Préambule :**

À partir du bilan de puissance présenté au tableau ci-dessous, on note qu'à compter de 2010 le bilan chute de 400 MW à 170 MW pour enfin devenir négatif en 2011.

Année	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Puissance additionnelle requise (MW)</b>	210	420	600	880	1030	1260	1480
<b>Appel (MW)</b>							
Court Terme	210						
1 <sup>er</sup> appel d'offres							
Base		220	300	300	300	300	300
Intermédiaire			100	100	100	100	100
Modulable		600	600	600	600	600	600
2 <sup>ème</sup> appel d'offres							
Base				230	230	230	230
Modulable				50	50	50	50
3 <sup>ème</sup> appel d'offres							
Base					150	150	150
Modulable							
<b>Total</b>	210	820	1000	1280	1430	1430	1430
<b>Bilan</b>	<b>0</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>170</b>	<b>-50</b>

**Demandes :**

19.1. Veuillez expliquer pourquoi, à compter de 2010, le bilan de puissance chute de 400 MW à 170 MW pour enfin devenir négatif en 2011.

**Réponse :**

Le tableau en préambule ne reflète que les appels d'offres prévus pour les trois prochaines années puisque le plan d'approvisionnement est triennal. Des appels d'offres pour les besoins des années 2010 et 2011 seront proposés dans un prochain plan d'approvisionnement. Le Distributeur réitère le besoin d'une marge de 400 MW modulables pour l'ensemble de la période, y compris 2010 et 2011.

19.2. Veuillez préciser la stratégie envisagée.

**Réponse :**

Voir à la réponse de la question 19.1.

- 20. Références :**
- i) HQD-2, document 3, pages 20 et 21
  - ii) HQD-2, document 3, annexe 3D, page 2
  - iii) HQD-4, document 1, page 26

**Préambule :**

*« Ce premier bloc de 400 MW couvre les situations les plus probables de gestion des aléas. En plus, cette capacité additionnelle permet, lorsqu'elle n'est pas requise pour faire face aux aléas conjoncturels de la demande, de parer à d'autres besoins tels :*

*- jouer un rôle de soutien de production lors des mises hors service des équipements de production reliés aux autres contrats d'approvisionnement ;*

*- jouer un rôle de soutien de production en cas de défaut d'un fournisseur d'énergie*

*de rencontrer le critère de fiabilité en puissance (voir section 2.4 ci-dessous). » (référence i)*

*« La puissance installée requise associée à l'électricité patrimoniale est fournie par Hydro-Québec Production. La puissance installée requise associée aux besoins du Distributeur en excédent du volume de consommation patrimoniale (incluant les pertes associées), devra être fournie par ce dernier. Cette puissance devra tenir compte des probabilités d'indisponibilité des nouveaux approvisionnements et des aléas de la demande. Étant donné l'incertitude sur les caractéristiques des sources d'alimentation des futurs contrats d'approvisionnement, le Distributeur propose d'appliquer pour l'instant un taux de réserve de 15% sur ses besoins additionnels à l'électricité patrimoniale à la pointe du réseau. Cette valeur correspond au taux de réserve traditionnel d'Hydro-Québec, qui se situe entre 11 et 13%, corrigé pour un taux d'indisponibilité des nouveaux approvisionnements qui pourrait être supérieur au taux de panne des équipements existants d'Hydro-Québec Production. Suite aux résultats de l'appel d'offres, cette valeur pourrait être modifiée s'il y a lieu.*

*Selon le scénario moyen, la nouvelle puissance installée requise pour satisfaire le critère de fiabilité est telle qu'établie au tableau qui suit. » (référence ii)*

*« Les volumes d'énergie ferme offerts à l'appel d'offres devront être garantis à 100 % par les soumissionnaires. Des pénalités permettront de compenser le Distributeur pour tout défaut de livraison. En puissance, les soumissionnaires devront garantir une performance tenant compte de l'entretien requis et des pannes potentielles. Le*

*Distributeur s'assurera d'avoir contracté la réserve nécessaire pour respecter le critère d'espérance de délestage de 2,4 heures par année. » (référence iii)*

**Demande :**

20.1. Veuillez expliquer l'apport supplémentaire du produit de 400 MW entièrement modulable en ce qui a trait à l'atteinte du critère de fiabilité en puissance et au soutient de la production.

**Réponse :**

**La quantité de puissance sous contrat doit permettre d'atteindre deux objectifs :**

- 1- répondre au profil horaire des besoins du Distributeur (la portion des besoins ne pouvant être satisfaite par les approvisionnements actuels du Distributeur), tant dans un scénario moyen que dans les situations où un scénario plus élevé survenait ;**
- 2- satisfaire les besoins en électricité des Québécois avec une espérance de défaillance n'excédant pas 2,4 heures par année.**

**Voici un tableau récapitulatif des besoins en puissance découlant de chacun des deux objectifs mentionnés ci-dessus.**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011				
<b>Ligne 1 :</b> Approvisionnement requis pour répondre au profil horaire des besoins (page 7, tableau 1.2)	420	600	880	1030	1260	1480				
<b>Ligne 2 :</b> Approvisionnement requis pour couvrir les aléas des scénarios plus forts et les indisponibilités	400	400	400	400	400	400				
<b>Ligne 3 :</b> Somme des approvisionnements requis pour répondre au profil de charge et les aléas	820	1000	1280	1430	1660	1880				
<b>Ligne 4 :</b> Puissance installée additionnelle requise pour satisfaire au critère de 2,4 hres/an (Annexe 3D)	<u>2006-07</u> 180		<u>2007-08</u> 520		<u>2008-09</u> 850		<u>2009-10</u> 1200		<u>2010-11</u> 1540	
<b>Ligne 5 :</b> Puissance requise selon au critère le plus contraignant	820	1000	1000	1280	1280	1430	1430	1660	1660	1880
<b>Ligne 6 :</b> Portion du 400 MW requis pour satisfaire au critère de 2,4 hres/an	-	-	-	-	-	-	170	-	280	60

Référence : pièce HQD-2, Document 3

Les données du tableau ci-dessus permettent de constater que, lors des premières années suivant le dépassement du volume maximal de consommation patrimoniale, le premier des deux objectifs (ligne 3) est plus contraignant que le second (ligne 4).

La comparaison oblige la superposition de découpages annuels différents. Le premier réfère aux années civiles puisque les paramètres de l'approvisionnement patrimonial s'y réfèrent. Le second se réfère à des années débutant en novembre et se terminant en octobre de l'année civile suivante. Cette référence découle de la méthodologie suivie pour établir la puissance installée nécessaire pour satisfaire au critère de fiabilité de 2,4 heures par année. La comparaison des deux objectifs doit être

effectuée sur des périodes communes. À cette fin, les années civiles sont donc séparées en deux parties (ligne 5). Les résultats de cette ligne sont simplement constitués de la plus élevée des deux quantités de puissance entre celle qui figure à la ligne 3 et celle qui figure à la ligne 4.

À la ligne 6 du tableau, figure la portion du 400 MW (dont la justification repose principalement sur l'obtention de moyens pour répondre à des scénarios plus forts) qui est nécessaire pour satisfaire au critère de fiabilité de 2,4 heures par année. Ce résultat est obtenu par différence entre la ligne 1 et la ligne 4. Les résultats négatifs ne sont pas représentés.

Les résultats de la ligne 6 montrent, qu'à la fin de 2009, une puissance installée de 170 MW, en sus de la puissance requise pour répondre au profil horaire des besoins du Distributeur, serait nécessaire pour satisfaire au critère de fiabilité de 2,4 heures par année. En 2010, c'est 280 MW sur le 400 MW de service modulable qu'entend se procurer le Distributeur qui est requis pour rencontrer le critère de fiabilité en puissance. Toutefois, tel que mentionné à la pièce HQD-2, Document 3, Annexe 3D, page 2, les évaluations de puissance installée requise devront être révisées à la suite de l'obtention d'information sur les caractéristiques des groupes qui seront mis en service pour répondre aux besoins du Distributeur. Il faudrait donc considérer que l'information contenue à la ligne 4 est préliminaire et que les conclusions tirées à la ligne 6 ne peuvent être considérées définitives.

Il faut également rappeler que le 400 MW de service modulable peut jouer un rôle de soutien lorsque les autres approvisionnements du Distributeur ne sont pas disponibles. Les approvisionnements visés par le présent paragraphe ne sont pas les approvisionnements patrimoniaux, mais plutôt les approvisionnements additionnels qui seront sous contrat aux termes des appels d'offres qui seront lancés (voir à cet égard : HQD-2, Document 3, pages 19 et 20). Par exemple, le 600 MW visé par l'appel d'offres de février 2002, est soumis à des aléas de production. Bien que les fournisseurs garantissent des performances minimales, leurs unités de production doivent faire l'objet d'entretien et sont sujettes à un taux de panne, si minime soit-il.

En supposant que le 600 MW soit composé de trois unités de 200 MW, il sera nécessaire de retirer, pour des fins d'entretien,

chacune des trois unités, l'une après l'autre, pour une durée de quelques semaines à chaque année. Compte tenu du profil horaire des besoins, il n'est pas certain qu'il soit toujours possible de programmer ces entretiens à des périodes où la charge excédentaire au patrimonial n'excède pas 400 MW. En plus, il peut toujours exister des cas où une panne survient simultanément à un entretien.

Finalement, il existe des aléas dans la mise en service d'une unité de production d'électricité. À cet égard, tout abandon de projet ou tout retard, par rapport aux mises en service prévues, fera l'objet de pénalités de la part des fournisseurs. Toutefois, ces pénalités ne peuvent remplacer l'énergie non disponible. Pour cette raison, le 400 MW de service modulable pourra jouer un rôle de relève lorsque ce type d'événement se produira.

**21. Référence :** HQD-2, document 3, page 33

**Préambule :**

Le Distributeur mentionne qu'il entend conclure une entente-cadre avec Hydro-Québec Production pour couvrir les impacts climatiques excédant un écart-type et les dépassement par inadvertance et que cette entente sera soumise à la Régie.

**Demande :**

21.1. Veuillez indiquer à quel moment le distributeur compte soumettre cette entente à la Régie.

**Réponse :**

**Une telle entente serait soumise à l'approbation de la Régie avant que les besoins à satisfaire en vertu de celle-ci ne se manifestent, tout en laissant à la Régie un délai raisonnable pour en faire une étude adéquate.**

**22. Références :** i) HQD-4, document 2, page 56  
ii) HQD-4, document 3, pages 12 et 13  
iii) HQD-4, document 1, page 38

**Préambule :**

Plusieurs intervenants ont soulevé la question du stockage de l'énergie dans les réservoirs hydroélectriques au Québec. La Régie souhaite approfondir les réponses aux questions suivantes :

*« Question ACÉE-SÉ-GS 87:*

*Existe-t-il au cours des dernières années un marché au Québec pour l'achat de produits de stockage d'électricité (dans des réservoirs hydroélectriques), par exemple entre Alcan, MacLaren et Hydro-Québec Production?*

**Réponse :**

***Il s'agit d'ententes bilatérales. Par conséquent, le distributeur ne détient pas d'information relative aux activités de stockage.*** » (référence i)

*« Question ARC-FACEF-CERQ 8.2 :*

*Veillez confirmer qu'en ce qui a trait aux activités de stockage, le distributeur bénéficie toujours du mode de gestion intégré pour les 165 TWh d'électricité patrimoniale et que ces activités font partie des services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité tel que mentionné au point 6 du Décret 1277-2001.*

**Réponse :**

***Les activités de stockage ne font pas partie des « services nécessaires et généralement reconnus pour [...] assurer la sécurité et la fiabilité » de l'approvisionnement électrique.***

*Question ARC-FACEF-CERQ 8.5 :*

*Précisez en vertu de quelle disposition législative ou autre entente écrite les consommateurs ne peuvent plus disposer de moyens de stockage. Indiquez si Hydro-Québec Production refuse de fournir sans frais au distributeur des moyens de stockage et, si oui, s'il accepte de les fournir et à quel prix.*

**Réponse :**

***Voir les réponses aux questions 8.2 et 8.3, ci-avant.***

***Par ailleurs, si le distributeur souhaitait acquérir un service de stockage, il devrait obligatoirement lancer un appel d'offres à cet effet. Peu de fournisseurs seraient en mesure de répondre à un tel appel d'offres et un seul — Hydro-Québec Production — dispose de moyens de stockage significatifs en regard des quantités qui seraient requises.*** » (nous soulignons) (référence ii)

Par ailleurs, à la référence iii, Hydro-Québec conclut que « *Le nombre de fournisseurs potentiels de service de stockage [...] est trop limité pour prétendre qu'il y aurait concurrence* ».

**Demandes :**

22.1. Veuillez fournir une estimation des quantités de stockage qui seraient requises.

**Réponse :**

Le Distributeur présume, dans sa réponse, que la Régie de l'énergie envisage remplacer le 400 MW de service modulable par de la capacité de stockage.

Pour définir la quantité de stockage nécessaire, il faut s'appuyer sur certains paramètres.

Trois principaux paramètres sont définis.

**1- La capacité de retrait (déstockage)**

Pour disposer d'un service équivalent à celui du modulable, le Distributeur devrait exiger que cette capacité soit également établie à 400 MW.

**2- La capacité d'injection**

Partant d'une hypothèse où ce type de système devrait fonctionner à mi-temps en injection et à mi-temps en retrait, il serait nécessaire que le Distributeur puisse injecter à un débit minimum de 400 MW. Toutefois, puisque l'injection se fait par des achats sur le marché de court terme, il n'est pas certain de pouvoir effectuer 400 MW d'achats à coût raisonnable à chaque fois que les besoins l'exigent. La capacité d'injection devrait alors être supérieure. Il est difficile d'évaluer exactement la quantité requise, par contre, il faut prévoir qu'une situation de marché de surplus de production requerrait moins de capacité d'injection qu'une situation de pénurie. Vraisemblablement, la conjoncture du marché de l'électricité est appelée à changer pendant la durée des contrats.

**3- L'emmagasinement maximal**

Si, à l'intérieur d'un an ce type de service devait fonctionner la moitié de l'année en injection et la moitié de l'année en retrait, c'est la moitié de la production annuelle de 400 MW de service modulable qu'il faudrait être en mesure d'entreposer. Il s'agit d'un volume maximal de 1,5 TWh que le Distributeur pourrait détenir en stock.

Ces trois paramètres sont des conditions essentielles pour qu'une capacité de stockage trouve une certaine utilité pour le

**Distributeur. Par contre, cela ne fait pas du stockage un substitut au service modulable que le Distributeur entend acquérir.**

**Contrairement à un contrat de service modulable, le stockage ne produit aucune énergie nette au Québec. Il assujettit le Distributeur à une dépendance additionnelle envers les marchés de court terme, pour une quantité d'environ 3 TWh par année. En plus, puisque la production modulable est requise dans un scénario fort, les achats additionnels sur les marchés de court terme risquent d'être effectués dans des conditions de marché où peu de surplus sont disponibles.**

**En plus, le modulable possède diverses caractéristiques de flexibilité que le stockage ne peut parfaitement remplacer, comme par exemple la possibilité en tout temps d'utiliser ce type d'équipement en base pour le reste de la durée du contrat (référence à la réversibilité de la stratégie faisant appel au service modulable, voir la pièce HQD-2, Document 3, page 20, lignes 3 à 11).**

22.2. Veuillez fournir une estimation de l'offre pour ce produit en termes de TWh, de conditions et de périodes de disponibilité par fournisseur potentiel.

**Réponse :**

**L'information nécessaire pour établir ces paramètres n'est pas disponible au Distributeur. Par ailleurs, le Distributeur réitère que seule Hydro-Québec Production possède les installations requises pour offrir des quantités de service de stockage significatives.**

22.3. Veuillez préciser à quel moment, pour quelle quantité et selon quelles modalités un appel d'offres pour du stockage pourrait être lancé.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 22.2.**

**Le Distributeur considère également que le stockage n'est qu'un moyen de combler un besoin d'électricité. Le produit modulable tel que défini par le Distributeur à son plan d'approvisionnement constitue la description exacte du besoin du Distributeur. Un appel d'offres portant sur le produit**

modulable est la seule voie qui s'offre pour favoriser la concurrence et respecter la Loi qui exige un traitement égal des sources d'approvisionnement. Ce produit est susceptible d'être offert par les promoteurs de projets de turbines à gaz à cycle combiné ou de projets hydroélectriques.

L'appel d'offres pour un produit modulable pourrait être lancé en 2002 pour combler des besoins débutant en 2008, suite à l'approbation du Plan par la Régie.

22.4. Si les quantités ou les modalités sont telles qu'un seul fournisseur puisse soumissionner pour ce type d'appel d'offres, quelles seraient les autres alternatives à l'appel d'offres?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 22.3.**

**23. Références :** i) HQD-2, document 3, page 21  
ii) HQD-4, document 3, page 26

**Préambule :**

À la référence i, le distributeur affirme :

*« Par ailleurs, pour combler les besoins de puissance additionnelle que requerraient des scénarios plus forts que le scénario moyen, le distributeur aurait recours principalement à la puissance interruptible. Ce moyen a un potentiel important au Québec étant donné le volume du secteur industriel dans les ventes d'électricité. De plus, il a l'avantage de pouvoir être mis en place dans de courts délais. »*

Par la suite, en réponse à une demande de renseignements de ARC-FACEF-CERQ (référence ii), il mentionne que *« La puissance interruptible constitue un outil de court terme pour combler des besoins de puissance que requerraient des scénarios plus forts que le scénario moyen »*.

**Demande :**

23.1. Étant donné que, selon le distributeur, le recours à la puissance interruptible a un potentiel important au Québec, veuillez indiquer les avantages et les désavantages d'inclure la puissance interruptible dans la liste des produits à rechercher pour de la puissance pure à long terme.

**Réponse :**

La puissance interruptible a l'avantage de pouvoir être mise sous contrat dans un court délai, cela en fait donc un produit idéal pour des appels d'offres de court terme. Par ses caractéristiques, on peut assimiler la puissance interruptible à de la puissance pure, mais pour des durées limitées et elle doit être programmée à l'avance. C'est donc un outil intéressant pour gérer une fine pointe. Cependant sur l'horizon du Plan, aucun besoin pour ce type de produit n'est identifié par le Distributeur dans le scénario moyen.

- 24. Références :** i) HQD-2, document 3, page 18  
ii) HQD-2, document 3, annexe 3B

**Préambule :**

Le premier des constats cité en référence i est le suivant :

*« De lancer, dès janvier 2002, un appel d'offres pour octroyer des contrats à long terme. Compte tenu des délais typiques de réalisation d'unités de production d'électricité, cette date laisse un délai suffisant pour permettre le dépôt d'offres visant des livraisons débutant en 2007.*

*Cette approche permet également d'amorcer un processus qui impliquera, à partir de 2003, le lancement d'un appel d'offres à chaque année visant des besoins à combler dans un horizon de 66 mois. »*

La référence ii présente le détail du délai qui court à compter de l'appel d'offres.

**Demandes :**

- 24.1. Veuillez indiquer quels seraient les avantages et les inconvénients d'allonger le délai de 66 mois.

**Réponse :**

L'allongement du délai de 66 mois n'apporterait pas d'avantage évident, mais apporterait des inconvénients.

Les centrales hydroélectriques de petite et moyenne envergure, les éoliennes ainsi que les centrales thermiques ayant recours à des turbines à gaz (cycle combiné, cogénération) peuvent, selon les hypothèses actuelles, se réaliser à l'intérieur d'un délai

d'environ 66 mois. La réalisation de centrales hydroélectriques de grande envergure peut prendre plus de 66 mois de sorte que le promoteur doit commencer certaines étapes, telle la demande d'autorisations environnementales, avant le lancement de l'appel d'offres. L'allongement du délai lui éviterait en théorie de commencer certaines étapes avant le lancement de l'appel d'offres. Cependant, les centrales hydroélectriques de grande envergure ont généralement une capacité supérieure ou largement supérieure aux besoins annuels du Distributeur mis en appel d'offres. C'est pourquoi Hydro-Québec Distribution est d'avis que la décision de développer l'hydroélectricité de grande envergure n'est pas liée à ses seuls appels d'offres ou à un échéancier précis de ses appels d'offres. Il n'y aurait pas d'avantage réel à allonger le délai.

Avec un délai significativement allongé, on risquerait plutôt de désintéresser des promoteurs de type thermique qui jugeraient les délais trop longs pour assurer une réalisation harmonieuse du projet. Ces promoteurs devraient également augmenter les prix soumis, car les projets étalés sur un horizon plus long que requis coûtent effectivement plus chers à réaliser.

D'autre part, l'allongement créerait également des coûts plus élevés pour le Distributeur et en fin de compte pour les consommateurs d'électricité. Tout d'abord, le fait d'avoir à attribuer les contrats d'approvisionnement 12 mois plus tôt entraîne une plus grande incertitude sur la réalisation effective des prévisions de besoin et se traduit par des risques supplémentaires. Par ailleurs, si le délai requis pour les approvisionnements de long terme était plus long de 12 mois, la quantité de puissance modulable nécessaire pour respecter un certain seuil de dépendance des marchés de court terme augmenterait d'environ 250 MW.

24.2. Veuillez indiquer le délai maximal qui serait acceptable et expliquer pourquoi.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 24.1.

## RÉSEAUX AUTONOMES

**25. Référence :** HQD-3, document 1

**Préambule :**

Ce document présente la prévision des besoins ainsi que les moyens prévus pour l'alimentation des réseaux autonomes. Les informations sont regroupées par exploitation et par zone géographique, mais il n'y a pas de tableau résumant l'ensemble des additions pour chacune des installations.

**Demande :**

25.1. Veuillez fournir un tableau montrant pour chacune des installations de production, les besoins en énergie et en puissance pour 2002, le facteur de charge, la puissance installée actuelle et les additions en kW prévues en 2002 et après 2002.

**Réponse :**

Centrale	Besoins en énergie en 2002 (MWh)	Besoins en puissance en 2002 (kW)	Facteur d'utilisation en 2002	Puissance installée en 2001 (kW)	Additions de capacité prévues en 2002 (kW)	Additions de capacité prévues 2003-2011 (kW)
Cap-aux-Meules	170 200	35 700	54%	67 200	0	0
Île-d'Entrée	1 062	284	43%	1 190	0	-290
Kuujuarapik	8 577	1 594	61%	3 405	0	1 935
Umiujaq	1 767	390	52%	1 050	0	350
Inukjuak	6 176	1 194	59%	2 990	0	715
Puvirnituq	6 535	1 248	60%	2 870	0	650
Akulivik	2 168	456	54%	850	50	430
Ivujivik	1 359	301	52%	1 050	70	45
Salluit	4 752	923	59%	2 000	0	1 050
Kangiġsujuaq	2 518	533	54%	1 520	0	640
Quaġtaq	1 557	325	55%	1 090	0	40
Kangirsuk	2 526	527	55%	1 050	600	115
Aupaluk	1 097	234	54%	550	160	140
Tasiujaq	1 606	308	60%	850	0	90
Kuujuaq	12 875	2 323	63%	3 935	600	0
Kangiġsualujuaq	3 650	780	53%	1 760	200	440
Lac Robertson	63 638	14 248	51%	32 740	0	0
La Romaine	11 780	2 917	46%	4 935	0	600
Port-Menier	4 327	1 034	48%	2 790	0	395
Clova	733	155	54%	530	0	0
Wemotaci	5 323	2 068	29%	2 220	1 900	0
Obedjwan	9 535	2 415	45%	4 800	0	650

**26. Référence :** HQD-3, document 1, pages 2 et 3

**Préambule :**

Le distributeur présente les critères de planification pour les réseaux autonomes.

**Demande :**

26.1. Veuillez indiquer s'il y a un critère de planification spécifique pour la région couverte par la centrale hydroélectrique du Lac Robertson.

**Réponse :**

**Non, les même critères s'appliquent.**

**27. Référence :** HQD-3, document 1, page 4

**Préambule :**

*« Les moyens envisagés à court terme (2002-2004) pour répondre aux besoins sont le maintien des programmes d'efficacité énergétique et, éventuellement, l'ajout de production thermique aux installations existantes. »*

**Demande :**

27.1. Veuillez fournir un tableau montrant pour chacune des installations de production, le nombre de groupes, leur taille en kW et leur âge, leur consommation spécifique ou la consommation moyenne de l'installation en gramme/kWh ou encore en kWh/litre, le type de combustible et le prix livré prévu pour 2002.

**Réponse :**

Centrale	Nombre de groupes	Capacité (kW)	Âge moyen (heures)	Rendement (kWh/litre)	Type de combustible diesel	Prix 2002** (\$/litre)
Cap-aux-Meules	6	6x11 200	37 066	4,46	97% lourd	
Île-d'Entrée	4	3x290, 1x320	23 613	3,19	léger #2	
Kuujuarapik	3	3x1135	41 814	3,70	léger #2	
Umiujaq	3	2x400, 1x250	38 398	3,42	léger #2	
Inukjuak	4	1x400, 1x600, 1x855, 1x1135	42 479	3,83	léger #2	
Puvirnituq	3	1x600, 2x1135	39 063	3,76	léger #2	
Akulivik	3	1x250, 2x300	28 792	3,44	léger #2	
Ivujivik	3	1x250, 2x400	43 506	3,26	léger #2	
Salluit	3	2x800, 1x400	38 972	3,73	léger #2	
Kangiqtujuaq	3	2x560, 1x400	39 182	3,55	léger #2	
Quaqtaq	3	1x320, 1x325, 1x400	18 729	3,46	léger #2	
Kangirsuk	3	1x250, 2x400	32 545	3,22	léger #2	
Aupaluk	3	2x150, 1x250	56 279	3,17	léger #2	
Tasiujaq	3	1x210, 2x320	13 683	3,58	léger #2	
Kuujuuaq	5	1x1135, 3x800, 1x400	37 243	3,79	léger #2	
Kangiqtualujuaq	3	1x800, 1x560, 1x400	38 499	3,56	léger #2	
Lac Robertson	2	2x10 800	Mise en service en 1995			
La Romaine	6	1x600, 4x800, 1x1135	44 389	3,82	léger #2	
Port-Menier	3	1x800, 1x855, 1x1135	31 863	3,37	léger #2	
Clova	2	2x265	19 114	2,91	léger #2	
Wemotaci	3	1x600, 1x820, 1x800	38 737	3,60	léger #2	
Obedjwan	4	2x1600, 1x600, 1x1000	19 167	3,50	léger #2	

\*\* Hydro-Québec est présentement en négociation

**28. Référence :** HQD-3, document 1, page 4

**Préambule :**

*« À long terme, afin de pouvoir répondre aux besoins des clients à moindre coût, plusieurs alternatives à la production thermique sont envisagées, étant donné l'augmentation prévisible des coûts du pétrole. Les principaux moyens envisagés sont le raccordement au réseau principal, le développement de projets d'énergie renouvelable ainsi que des moyens alternatifs ou complémentaires à la production thermique. »*

**Demandes :**

28.1. Veuillez indiquer quelles sont les énergies renouvelables envisagées.

**Réponse :**

**L'éolien et l'hydraulique.**

28.2. Si l'utilisation d'éoliennes est envisagée, quel est le mode d'utilisation privilégié : « fuel saver » ou un parc à haute pénétration pouvant, à la limite, permettre pour une longue période le fonctionnement sans diesel?

**Réponse :**

**Les deux, selon le cas.**

28.3. Veuillez fournir un tableau montrant pour chacune des installations de production, les moyens alternatifs envisageables : raccordement, énergie renouvelable en substitution ou en « fuel saver ».

**Réponse :**

**Centrale**

Cap-aux-Meules	éolien	
Île-d'Entrée	éolien	
Kuujjuarapik	éolien	
Umiujaq	éolien	
Inukjuak	éolien	
Puvimituq	éolien	
Akulivik	éolien	
Ivujivik	éolien	
Salluit	éolien	
Kangijsujuaq	éolien	
Quaqtaq	éolien	
Kangirsuk	éolien	
Aupaluk	éolien	
Tasiujaq	éolien	
Kuujjuaq	éolien	Raccordement
Kangijsualujuaq	éolien	
Lac Robertson	éolien	
La Romaine	éolien	Hydraulique Raccordement
Port-Menier	éolien	
Clova		Raccordement
Wemotaci	Hydraulique	Raccordement
Obedjiwan		Raccordement

Tous ces moyens sont envisageables mais non-économique pour le moment

28.4. Veuillez présenter une analyse sommaire des avantages et des inconvénients, dont la rentabilité économique, de l'option thermique par rapport à toute autre option.

**Réponse :**

La production d'électricité par l'énergie thermique, dans les réseaux autonomes, fait appel à une technologie simple, éprouvée, fiable et facile d'entretien : les groupes électrogènes avec moteur diesel. Cette source de production présente également l'avantage d'être relativement économique à installer et à exploiter, de fournir de l'énergie et de la puissance de façon permanente, et de n'être pas sujette aux aléas du vent, de l'ensoleillement ou des apports hydriques. Enfin, le Distributeur possède une grande expérience en matière de construction et d'exploitation de ces installations, ce qui lui permet de fournir une alimentation électrique de qualité à ses clients des réseaux autonomes, malgré les conditions difficiles des milieux.

Du point de vue environnemental, cette source de production comporte cependant certains désavantages : émission de gaz polluants et de gaz à effet de serre, risques de déversements d'hydrocarbures, bruit.

**29. Référence :** HQD-3, document 1, page 4

**Préambule :**

*« Des programmes d'efficacité énergétique sont mis en œuvre en réseaux autonomes depuis plus de vingt ans, d'abord aux Îles-de-la-Madeleine, puis dans les autres réseaux où l'alimentation électrique a été prise en charge plus récemment. »*

**Demandes :**

29.1. Veuillez définir les programmes d'efficacité énergétique en vigueur pour chacun des réseaux autonomes.

**Réponse :**

Le tableau de l'Annexe C (pièce HQD-3, Document 1) présente les diverses modalités des programmes d'efficacité énergétique pour chacun des territoires des réseaux autonomes. Il faut se reporter au tableau pour voir quelles modalités s'appliquent à un territoire donné. Voici la définition de chacune des modalités

qu'on retrouve dans ce tableau et les différences selon le territoire, s'il y a lieu.

**Compensation pour le prix du mazout avec avantage économique de 30%**

Ce volet garantit au client qui chauffe au mazout que sa facture énergétique pour le chauffage sera 30% inférieure à celle d'un client qui utilise l'électricité pour cet usage. Lorsque le coût du mazout fait en sorte que la facture pour le combustible est supérieure à cette limite, le Distributeur paie l'excédent.

**Compensation pour le prix du mazout avec avantage économique à parité**

Ce volet garantit au client qui chauffe au mazout que sa facture énergétique pour le chauffage sera égale à celle d'un client qui utilise l'électricité pour cet usage. Lorsque le coût du mazout fait en sorte que la facture pour le combustible est supérieure à cette limite, le Distributeur paie l'excédent.

**Entretien annuel des systèmes de chauffage**

Le Distributeur mandate un entrepreneur spécialisé qui effectue un entretien préventif du système de chauffage au mazout chez ses clients inscrits au programme et, ce, sans frais pour le client. Les clients des communautés de Obedjiwan et de Wemotaci chauffent également leurs locaux au bois. Pour tenir compte de cette particularité, ces clients profitent en plus d'un service de ramonage de leur cheminée et, ce, autant de fois que le besoin s'en fait sentir. Pour les clients de l'île d'Anticosti, il n'y a pas d'entrepreneur mandaté, le Distributeur rembourse l'entretien annuel du système de chauffage, sur présentation de facture.

**Réparation/dépannage des systèmes de chauffage**

Le client a accès en tout temps, sur appel, à un service de réparation de panne fourni par l'entrepreneur spécialisé mandaté par le Distributeur (le même que pour le volet entretien annuel) et, ce, sans frais pour le client.

**Remplacement des systèmes de chauffage**

Ce volet consiste à remplacer, après expertise, la chaudière, le chauffe-eau ou toute autre composante du système de chauffage à la fin de sa vie utile et, ce, sans frais pour le client.

**Aide financière à la nouvelle construction**

Lors de la construction d'une nouvelle résidence privée, le propriétaire est admissible à une aide financière qu'il doit affecter entièrement au coût d'un système de chauffage des locaux et de l'eau au mazout. Pour les clients de Obedjiwan et de Wemotaci, l'aide financière permet l'installation d'équipement bi-énergie bois/mazout.

**Aide financière à la conversion**

Tout client d'une résidence privée qui désire convertir au mazout son système de chauffage des locaux et de l'eau peut se prévaloir d'une aide financière.

**Compensation pour le prix du propane**

La compensation prend la forme d'un remboursement d'une partie de la facture de propane. Elle est toutefois assujettie à une subvention maximale. La notion de subvention maximale est introduite, au lieu d'un avantage de 30% comme pour le mazout, en raison de la faible valeur calorifique du propane.

- 29.2. Veuillez présenter un tableau montrant pour chaque réseau autonome le coûts des programmes d'efficacité énergétique, les coûts évités pour chaque année pour la période 2002-2011 ainsi que les économies d'énergie et de puissance.

**Réponse :****Coût des programmes**

Le coût des programmes d'efficacité énergétique pour l'année 2000 est présenté au tableau 29.2.1. La prévision 2002-2011 des coûts du programme pour les Îles-de-la-Madeleine est présentée au tableau 29.2.2. La prévision correspondante pour les autres réseaux autonomes n'est pas encore disponible.

**Coûts évités**

La dernière estimation des coûts évités pour les Îles-de-la-Madeleine a été terminée en décembre 2001 (voir tableau 29.2.2). Les autres réseaux autonomes n'ont pas encore fait l'objet d'études spécifiques. Il n'est d'ailleurs pas prévu en faire au cours des prochains mois. Ces autres réseaux autonomes se distinguent par leurs centrales au diesel — plutôt qu'au mazout lourd comme c'est le cas aux Îles-de-la-Madeleine —, des coûts de carburant plus élevé et des rendements moindres. Les coûts évités y sont donc vraisemblablement plus élevés.

**Économies de puissance et d'énergie**

Les économies en production d'énergie et en besoin de puissance pour la demande de pointe sont présentées au tableau 29.2.3.

**Tableau 29.2.1 :**

<b>Coûts du programme - 2000</b> en milliers de dollars	
<b>Îles de la Madeleine</b>	<b>2 569</b>
<b>Nord du 53e parallèle</b>	<b>934</b>
Kuujuarapik	216
Umiujaq	22
Inukjuak	60
Puvirnitug	55
Akulivik	22
Ivujivik	15
Salluit	61
Kangiqsujuaq	33
Quaqtaq	25
Kangirsuk	29
Aupaluk	10
Tasiujaq	10
Kuujuaq	347
Kangiqsualujuaq	29
<b>Basse Côte-Nord</b>	<b>77</b>
Lac Robertson	0
La Romaine	2
Port-Menier	75
<b>Haute-Mauricie</b>	<b>287</b>
Clova	0
Wemotaci et Obedjiwan	287

**Tableau 29.2.2 :**  
en milliers de \$ courants

**Coût évité aux Îles-de-la-Madeleine**

	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
Coût évité	6 297	7 294	7 229	7 138	7 010	6 959	6 858	6 778	6 707	6 603	4 319
Coût de programmes	2 938	2 491	2 660	2 749	2 722	2 640	2 594	2 603	2 575	2 430	2 309
Perte de revenu	2 522	2 492	2 458	2 421	2 421	2 429	2 434	2 439	2 443	2 445	2 445
Coût évité net	837	2 311	2 112	1 967	1 867	1 890	1 830	1 735	1 689	1 729	-436

Tableau 29.2.3 : Économies d'énergie et de puissance : 2002-2011

Demande en kW	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Iles de la Madeleine</b>	6 354	12 531	18 536	18 345	18 051	17 859	17 666	17 469	17 177	17 083
Cap-aux-Meules	6 100	12 100	18 000	17 800	17 500	17 300	17 100	16 900	16 600	16 500
Île d'Entrée	254	431	536	545	551	559	566	569	577	583
<b>Nord du 53e parallèle</b>	14 136	28 956	44 673	46 322	48 038	49 576	51 159	52 800	54 486	56 231
Kuujuarapik	2 121	4 345	6 703	6 950	7 207	7 438	7 676	7 922	8 175	8 437
Umiujaq	437	895	1 381	1 432	1 485	1 533	1 581	1 632	1 684	1 738
Inukjuak	1 527	3 129	4 827	5 005	5 191	5 357	5 528	5 705	5 887	6 076
Puvirnituq	1 616	3 311	5 107	5 296	5 492	5 668	5 850	6 036	6 230	6 429
Akulivik	536	1 098	1 694	1 757	1 822	1 879	1 940	2 002	2 066	2 133
Ivujivik	336	688	1 062	1 102	1 142	1 179	1 216	1 256	1 296	1 337
Salluit	1 175	2 407	3 713	3 851	3 993	4 121	4 253	4 389	4 529	4 674
Kangiqsujuaq	623	1 275	1 968	2 040	2 116	2 184	2 253	2 325	2 400	2 477
Quaqtaq	385	789	1 217	1 261	1 309	1 351	1 393	1 438	1 484	1 531
Kangirsuk	625	1 279	1 975	2 047	2 123	2 191	2 261	2 334	2 408	2 485
Aupaluk	271	556	857	888	921	951	981	1 013	1 045	1 078
Tasiujaq	397	813	1 255	1 301	1 350	1 393	1 437	1 483	1 530	1 580
Kuujuaq	3 184	6 522	10 062	10 434	10 820	11 166	11 523	11 893	12 273	12 665
Kangiqsualujuaq	903	1 849	2 852	2 958	3 067	3 165	3 267	3 372	3 479	3 591
<b>Basse Côte-Nord</b>	1 005	1 705	2 143	2 156	2 213	2 258	2 304	2 349	2 393	2 443
Lac Robertson	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
La Romaine	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Port-Menier	1 005	1 705	2 143	2 156	2 213	2 258	2 304	2 349	2 393	2 443
<b>Haute-Mauricie</b>	3 698	7 675	11 938	12 267	12 619	12 980	13 353	13 738	14 133	14 540
Clova	154	322	496	482	480	478	475	473	470	468
Wemotaci	1 395	2 894	4 503	4 638	4 778	4 920	5 068	5 221	5 377	5 538
Obedjiwan	2 149	4 459	6 939	7 147	7 361	7 582	7 810	8 044	8 286	8 534

Énergie (MWh)	2 002	2 003	2 004	2 005	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011
<b>Iles de la Madeleine</b>	15 846	31 196	45 862	45 286	44 699	43 920	43 136	42 546	41 666	40 983
Cap-aux-Meules	15 200	30 100	44 500	43 900	43 300	42 500	41 700	41 100	40 200	39 500
Île d'Entrée	646	1 096	1 362	1 386	1 399	1 420	1 436	1 446	1 466	1 483
<b>Nord du 53e parallèle</b>	43 344	88 783	136 958	142 029	147 281	151 994	156 858	161 877	167 057	172 402
Kuujuarapik	6 503	13 321	20 550	21 309	22 099	22 805	23 536	24 289	25 066	25 868
Umiujaq	1 340	2 745	4 234	4 390	4 553	4 698	4 849	5 004	5 164	5 329
Inukjuak	4 684	9 593	14 798	15 346	15 913	16 423	16 949	17 491	18 050	18 628
Puvirnituq	4 956	10 151	15 658	16 238	16 838	17 378	17 933	18 507	19 100	19 710
Akulivik	1 643	3 366	5 193	5 386	5 584	5 763	5 947	6 138	6 335	6 537
Ivujuvik	1 031	2 111	3 256	3 377	3 502	3 614	3 730	3 849	3 972	4 099
Salluit	3 603	7 380	11 385	11 806	12 243	12 634	13 039	13 456	13 887	14 331
Kangihsuuaq	1 909	3 911	6 033	6 257	6 488	6 696	6 910	7 131	7 359	7 594
Quaqtaq	1 181	2 418	3 731	3 869	4 012	4 140	4 272	4 409	4 550	4 695
Kangirsuk	1 916	3 924	6 053	6 278	6 509	6 718	6 932	7 155	7 383	7 620
Aupaluk	831	1 703	2 628	2 725	2 826	2 916	3 009	3 105	3 205	3 308
Tasiujaq	1 217	2 494	3 846	3 989	4 136	4 269	4 406	4 546	4 692	4 843
Kuujuaq	9 763	19 997	30 848	31 990	33 174	34 235	35 330	36 461	37 628	38 832
Kangihsualujuaq	2 767	5 669	8 745	9 069	9 404	9 705	10 016	10 336	10 666	11 008
<b>Basse Côte-Nord</b>	2 553	4 333	5 445	5 477	5 621	5 736	5 853	5 968	6 079	6 207
Lac Robertson	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
La Romaine	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Port-Menier	2 553	4 333	5 445	5 477	5 621	5 736	5 853	5 968	6 079	6 207
<b>Haute-Mauricie</b>	9 394	19 498	30 327	31 165	32 057	32 976	33 922	34 898	35 903	36 939
Clova	391	818	1 259	1 226	1 220	1 214	1 207	1 202	1 195	1 190
Wemotaci	3 543	7 352	11 440	11 783	12 136	12 500	12 875	13 261	13 659	14 069
Obedjiwan	5 460	11 328	17 628	18 156	18 701	19 262	19 840	20 435	21 049	21 680

**30. Référence :** HQD-3, document 1, page 5

**Préambule :**

*« Le facteur d'utilisation retenu pour estimer les besoins de pointe au nord du 53<sup>e</sup> parallèle pour ces usages (35 %) est légèrement plus élevé qu'ailleurs au Québec (29 %). »*

**Demande :**

30.1. À quoi peut-on attribuer ce facteur d'utilisation plus élevé?

**Réponse :**

**Le passage en question porte sur « l'estimation des besoins sans les programmes d'efficacité énergétique ». Le facteur d'utilisation légèrement plus élevé au nord du 53<sup>e</sup> parallèle s'explique par la saison de chauffage plus longue à cet endroit**

qu'ailleurs au Québec, ce qui donne une puissance moyenne annuelle plus élevée. Le rapport entre la puissance moyenne et la pointe, ou facteur d'utilisation, s'en trouve ainsi augmenté

### **RISQUES DÉCOULANT DU CHOIX DES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT ET CRITÈRES DE SÉLECTION DES OFFRES**

**31. Référence :** HQD-4, document 1, page 63

**Préambule :**

Le distributeur précise qu'il « *ne peut cependant pas se substituer aux autorités compétentes en matière d'environnement et se prononcer sur l'acceptabilité environnementale des offres* ».

Par exemple, un distributeur qui doit sélectionner des offres d'approvisionnement en électricité et donc d'éventuels projets de production pourrait intégrer une perspective de développement durable dans son processus de choix.

D'une manière générale, un organisme ou une entreprise qui doit choisir des produits ou des services peut se donner une politique d'approvisionnement favorisant le développement durable, indépendamment de l'autorité compétente qui doit juger du respect des normes environnementales lors de la production de ses produits ou services.

**Demande :**

31.1. Veuillez indiquer si Hydro-Québec adopte une telle perspective. Si oui, veuillez démontrer qu'elle est appliquée dans le présent appel d'offres. Si non, quels seraient les avantages et inconvénients d'en adopter une?

**Réponse :**

**L'engagement d'Hydro-Québec pour le développement durable est concret, transparent, de notoriété publique et affirmé dans de multiples documents qu'elle a publiés au fil des années. À cet égard, on peut mentionner les faits suivants :**

- Hydro-Québec est un des plus importants producteurs d'énergie hydroélectrique au monde, avec une production d'environ 180 TWh.
- Hydro-Québec est le plus important acheteur d'énergie éolienne au Canada et entend maintenir cette position.

- Hydro-Québec est un acheteur important d'énergie électrique produite à partir d'écorces et autres résidus de biomasse.
- Hydro-Québec privilégie, entre autres valeurs, le respect de l'environnement et la protection du futur. Concrètement, ces valeurs sont appliquées, par exemple, en :
  - assurant une alimentation électrique fiable aux Québécois, tant du point de vue des approvisionnements en électricité que de celui du transport et de la distribution ;
  - agissant comme entreprise responsable sur les plans social et environnemental ;
  - visant une stabilité tarifaire, au bénéfice de l'ensemble de sa clientèle ;
  - s'assurant que ses projets de production sont rentables, acceptables du point de vue environnemental et accueillis favorablement par les communautés ;
  - en poursuivant le développement du potentiel hydroélectrique du Québec ;
  - en assurant la pérennité de ses installations de production de transport et de distribution.
- Depuis 30 ans Hydro-Québec a engagé des dépenses de l'ordre de 1 milliard de dollars dans le domaine de l'environnement.

Cet engagement se retrouve également dans la politique *Notre environnement*, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> octobre 1998, qui définit les engagements de l'entreprise en matière de développement durable : 1) Privilégier l'hydroélectricité, les autres sources d'énergie renouvelables et l'efficacité énergétique et 2) Utiliser les ressources le plus efficacement possible, et pratiquer la réduction à la source, la réutilisation et le recyclage de celles-ci.

Pour les questions relatives aux approvisionnements électriques du Distributeur, le premier de ces engagements a une grande pertinence. Si le Distributeur appliquait rigoureusement cette politique, il ferait en sorte de privilégier l'hydroélectricité et donc de favoriser Hydro-Québec Production, ce qui serait contraire à la Loi, à la *Procédure d'appel d'offres* et au *Code d'éthique*, tout en soulevant des questions de la part de concurrents potentiels sur ce favoritisme.

Il faut donc interpréter les dispositions réglementaires dans leur contexte et au Québec un élément important de ce contexte est

que la réalisation des projets hydroélectriques ou d'autres types d'énergie renouvelable est pour l'essentiel sous la responsabilité d'Hydro-Québec Production et indépendante de la politique d'approvisionnement du Distributeur ou des critères que le Distributeur peut ou non intégrer à sa grille d'évaluation dans le cadre de ses appels d'offres.

Ainsi, selon le Plan Stratégique 2002-2006, Hydro-Québec Production entend poursuivre la mise en valeur des projets hydroélectriques qui remplissent les trois conditions suivantes : i) être rentables compte tenu des conditions du marché, ii) être acceptables du point de vue environnemental et iii) être accueillis favorablement par les communautés locales. Aucune de ces conditions n'est reliée aux décisions du Distributeur relative à ses approvisionnements.

De plus, Hydro-Québec Production s'engage à acquérir la production d'électricité des centrales éoliennes et des petites centrales hydrauliques construites en vertu du programme gouvernemental d'octroi des forces hydrauliques du domaine public, dans la mesure de leur disponibilité et des conditions du marché. Dans le cas de l'énergie éolienne, les engagements d'Hydro-Québec Production se chiffrent à 50 MW/an à partir de 2004 alors que du côté des petites centrales hydroélectriques, le développement du programme gouvernemental n'est pas limité par la compétitivité des projets mais plutôt par leur acceptabilité sociale. Notons également que seule Hydro-Québec Production peut acquérir l'électricité résultant de ce programme gouvernemental et que les projets éoliens bénéficient de mesures fiscales avantageuses tant du gouvernement du Québec que du gouvernement du Canada qui en diminuent le coût de revient. Dans la mesure où le gouvernement du Québec a préféré suivre cette voie plutôt que de déterminer un bloc d'énergie provenant d'une source particulière d'approvisionnement, comme le lui permet la Loi, on peut en conclure qu'il croit que ces mesures sont adéquates pour assurer le développement de ces filières renouvelables.

À cet effet, il n'est pas inutile d'insister sur le fait que le pouvoir de fixer une quote-part en faveur d'une source particulière d'approvisionnement en électricité appartient au gouvernement du Québec et non à la Régie. De plus, la décision du gouvernement de s'abstenir de recourir à ce mécanisme fait suite à deux avis de la Régie sur des sources particulières d'approvisionnement, les petites centrales hydroélectriques

privées et l'énergie éolienne, qui recommandaient la mise en œuvre d'une quote-part, ce qu'il a fait par les moyens décrits ci-haut plutôt qu'en recourant aux pouvoirs qui lui étaient conférés en vertu de la Loi.

Dans le même esprit, le gouvernement du Québec a apporté des modifications à la Loi afin de permettre à des promoteurs de projets thermiques alimentés à la biomasse forestière de vendre directement l'électricité produite à un consommateur situé sur un site adjacent. À cet égard, Hydro-Québec Distribution a proposé à la Régie un tarif de dépannage, le tarif LD, qui peut favoriser la réalisation de ces projets. Cela n'empêche évidemment pas la participation de tels producteurs aux appels d'offres du Distributeur.

Finalement, l'article 72 de la Loi prévoit également que la Régie, dans le cadre de l'approbation des plans d'approvisionnement, tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret. Il s'agit là d'un autre outil par lequel le gouvernement peut, s'il le juge approprié, influencer sur les préoccupations environnementales et sociales associées au plan d'approvisionnement. Jusqu'à présent, il n'a cependant pas jugé opportun d'intervenir sur cet enjeu.

Compte tenu de ces très importants éléments de contexte, la question qui est posée ici n'est pas de savoir si le Québec ou Hydro-Québec doivent soutenir le développement durable, mais plutôt de déterminer les responsabilités et la contribution d'Hydro-Québec Distribution à cet objectif, dans le cadre de son Plan d'approvisionnement et de l'appel d'offres.

Le premier objectif du plan d'approvisionnement est d'assurer la satisfaction des besoins électriques des consommateurs québécois au moindre coût. Il faut avoir assez d'électricité pour ne pas en manquer mais il ne faut pas s'engager dans des achats non requis.

Le Plan remplit parfaitement cet objectif, dans un contexte où le Distributeur doit faire face à de multiples aléas, grâce à la flexibilité qu'il propose. Cette préoccupation se manifeste également dans le traitement des besoins potentiels découlant de la mise en service de nouvelles alumineries. Le Distributeur considère qu'une saine gestion des approvisionnements dictait

d'attendre l'annonce de ces projets avant d'intégrer des besoins additionnels à son plan.

Selon les principes généralement reconnus en matière de développement durable, il est également indiqué de privilégier l'efficacité énergétique. Cette idée se retrouve également dans la Loi puisque le plan d'approvisionnement doit viser des besoins définis après application des mesures d'efficacité énergétique. Or, le plan proposé fait état d'une provision d'efficacité énergétique, qui elle-même peut être revue en fonction des échanges qui débutent dans les prochains jours et de la décision qui en résultera d'ici la fin de l'année.

Ce plan d'approvisionnement est le premier que veut faire approuver le Distributeur. Il importe aussi de s'assurer que les règles régissant les appels d'offres favorisent l'émergence d'une saine concurrence qui, à terme permettra aux Québécois d'avoir des approvisionnements suffisants, au moindre coût, composante importante du développement durable qui accorde autant de valeurs aux critères économiques et sociaux, qu'aux critères environnementaux.

De tout ce qui précède, il ressort très clairement que le Plan du Distributeur est parfaitement cohérent avec le développement durable tout en étant conforme au cadre réglementaire et légal et au contexte du Québec.

**32. Référence :** HQD-4, document 7, page 62

**Préambule :**

*« En outre, le Distributeur considère que d'assurer l'approvisionnement électrique des Québécois, au meilleur coût, est une composante fondamentale du développement durable »*

**Demandes :**

32.1. Veuillez exposer l'opinion d'Hydro-Québec sur les tendances actuelles dans l'approvisionnement en électricité aux États-Unis et en particulier le développement des « Renewable Portfolio Standards » (RPS) et autres outils comme les « System Benefits Charges » qui ont un impact sur les coûts de fourniture d'électricité.

**Réponse :**

À la connaissance d'Hydro-Québec Distribution, 11 États américains ont adopté à ce jour un «Renewables Portfolio Standards» (RPS). Ce concept consiste à exiger de tout fournisseur participant à un marché qu'il dispose d'un certain pourcentage d'énergie renouvelable dans son portefeuille, le pourcentage et la définition des sources d'électricité admissibles variant selon l'État. Généralement, le pourcentage varie entre 1% et 15% et touche un portefeuille très diversifié de sources d'électricité telles l'éolien, le géothermique, le solaire, l'hydraulique, la biomasse et même le gaz naturel.

Cette exigence a vu le jour dans le contexte de la déréglementation du marché de l'électricité, où les autorités voulaient s'assurer que l'ouverture des marchés ne conduisait pas à une dégradation de l'environnement par le choix des sources d'alimentation les plus économiques qui, aux États-Unis, sont également les plus dommageables pour l'environnement. Les États qui ont adopté ce concept sont généralement ceux ayant accès à des sources de production thermique abondantes ou affectés par des niveaux d'émissions atmosphériques élevés.

L'objectif complémentaire des RPS était de soutenir indirectement le développement de nouveaux projets d'énergie renouvelable. De façon plus directe, certains États américains, et parmi eux on retrouve quelques États ayant également adopté un RPS, appliquent des «System Benefits Charges», lesquels consistent en des prélèvements sur la facture des consommateurs visant à créer un fonds pour financer diverses causes dont le développement d'énergie renouvelable. À la connaissance du Distributeur, 15 États américains disposent d'un tel fonds et les conditions appliquées varient là aussi d'un État à l'autre.

De plus, plusieurs États américains ont développé des normes d'émissions atmosphériques que tous les fournisseurs participants à un appel d'offres ou de propositions doivent respecter.

Finalement, notons qu'à la connaissance du Distributeur, aucun gouvernement provincial n'a imposé de portefeuille d'énergie renouvelable ou de redevances à des fins de financement d'énergie renouvelable.

L'adoption de l'une ou l'autre des formules au contexte québécois devra prendre en compte qu'ailleurs ces choix ont été faits au niveau des autorités gouvernementales. Or, la proposition d'Hydro-Québec Distribution exige que chaque fournisseur respecte les normes gouvernementales. De plus, la Loi prévoit la possibilité pour le gouvernement du Québec de désigner un bloc d'énergie provenant d'une source particulière et celui-ci n'a pas jugé bon à ce jour de se prévaloir de cette possibilité.

L'application de ce concept au Québec serait également très inéquitable puisque seule Hydro-Québec Production serait actuellement en mesure de respecter les exigences du concept. Non seulement elle détient pratiquement un monopole sur le développement des sites hydrauliques de plus de 50 MW au Québec mais en plus elle seule peut acquérir l'énergie produite à partir des sites hydrauliques publics de 50 MW et moins. De plus, elle s'est engagée à acquérir 50 MW d'énergie éolienne par an pour une période indéterminée, permettant de profiter de la capacité de ses réservoirs pour optimiser la production éolienne.

Notons finalement que l'essentiel de l'électricité livrée aux consommateurs québécois est déjà de l'énergie renouvelable. Cette particularité du portefeuille énergétique québécois a également été soulignée par la Régie de l'énergie dans son avis sur la filière éolienne (A-98-02) qui jugeait que de facturer les consommateurs québécois pour assumer le surcoût de la filière éolienne serait inéquitable pour les consommateurs et difficilement justifiable dans le contexte du Québec.

- 32.2. Dans le contexte du Québec et de la procédure d'appel d'offres approuvée, est-ce que la prise en compte d'un critère non monétaire relié au développement durable à l'étape 2 aurait obligatoirement un impact sur les coûts de fourniture, alors que l'étape 3 ne prend en compte que le critère monétaire? Veuillez expliquer votre réponse.

**Réponse :**

Sans présumer de la possibilité de définir un critère non monétaire relié au développement durable, l'impact sur les coûts de fourniture va dépendre de trois éléments : la pondération (un poids plus élevé entraînant une augmentation potentielle de coûts), la nature du critère et l'impact sur le jugement des soumissionnaires quant à leur position concurrentielle.

- 33. Références :** i) HQD-5, document 1, page 41  
ii) HQD-4, document 1, page 63

**Préambule :**

À la référence i, le distributeur précise que sa proposition est à l'effet que « *les risques associés à l'introduction de permis négociables soient assumés par le soumissionnaire* » et que les contrats comportent une clause standard quant au paiement des taxes, ce qui revient à dire que le risque associé à une éventuelle taxe sur le carbone sera probablement assumé par le fournisseur/émetteur, selon ce que l'autorité compétente définira. Le distributeur s'est donné un critère de « *solidité financière* » pour la mitigation du risque de non performance suite à divers types de problèmes financiers.

Selon la référence ii, le risque relié à l'obtention des autorisations environnementales sera pris en compte par le distributeur dans le critère « *faisabilité* ».

**Demande :**

- 33.1. Veuillez commenter sur l'opportunité de dissocier la couverture de ces deux éléments de risque (impacts financiers reliés aux permis négociables et autorisations environnementales) des critères actuels pour les inclure dans un critère non monétaire sur le développement durable.

**Réponse :**

**Il ne serait pas opportun de dissocier les impacts financiers reliés aux permis négociables des critères actuels. Le Distributeur tient à rappeler que le transfert de risques associés à l'introduction de permis négociables ou d'une taxe sur le carbone est une composante intrinsèque de la proposition et ne s'apparente pas à un critère que l'on peut transférer dans une autre catégorie. En fait, la seule alternative à faire assumer ce risque «environnemental» par le fournisseur est de le faire assumer par l'ensemble des consommateurs, ce qui apparaît illogique.**

**En ce qui concerne les autorisations environnementales, ce critère est déjà pris en compte dans l'évaluation de la qualité du plan directeur du soumissionnaire.**

- 34. Référence :** HQD-5, document 1.1, pages 7 à 9

**Préambule :**

Le distributeur précise qu'il existe des indicateurs reliés au développement durable mais que cela « *ne suffit pas à démontrer qu'ils répondent aux règles d'équité et d'égalité inscrites dans la Loi, et qu'ils forment un tout cohérent et répondant aux exigences d'applicabilité, d'exhaustivité et de rigueur que l'on doit satisfaire pour assurer à tous un traitement adéquat* ».

**Demande :**

34.1. Veuillez examiner les possibilités de bâtir un critère relié au développement durable, suffisamment équitable, et facilement applicable en tenant compte des différentes propositions des intervenants en preuve, ou de toute autre référence, publication ou étude qu'Hydro-Québec juge pertinente.

**Réponse :**

**Parmi les intervenants ayant soumis en preuve une proposition d'indicateurs environnementaux, on retrouve surtout le groupe ACÉE-SÉ-GS et le rapport préparé pour eux par M. Dominique Égré (Pièce ACÉE-SÉ-STOP 3, Document 1) et dans une moindre mesure, l'Association de l'industrie électrique du Québec (Observations écrites, 14 déc. 2001, pages 15-16) qui propose un critère de performance environnementale basé sur le caractère renouvelable d'une soumission ou à l'inverse, sur le taux d'émissions atmosphériques, et l'intervenant GRAME-UDD (Observations, 14 déc. 2001, pages 34-35) qui propose également comme critères environnementaux les émissions de gaz à effet de serre et le caractère renouvelable de la ressource.**

**Les analyses comparatives de filières sur lesquels s'appuient ces propositions, font état d'une gamme de résultats pour chaque critère de performance, tout en tentant d'identifier la performance la plus représentative de la technologie et des conditions d'implantation. Cependant, ces gammes de résultats peuvent varier grandement au niveau de chaque projet, selon différents facteurs:**

- distance de transport du combustible,
- qualité des combustibles sélectionnés,
- niveau d'efficacité énergétique de la technologie,
- recours ou non à des systèmes de réduction des polluants,
- niveau de performance de ceux-ci, etc.

**Attribuer la juste performance à un projet dépend donc de plusieurs choix qui seront faits par le promoteur et qui peuvent**

être largement influencés ou déterminés dans le cadre des processus d'autorisation des projets.

Par exemple, l'optimisation finale d'un projet hydroélectrique ou éolien dépendra souvent des consultations publiques conduites lors du processus d'examen environnemental. Ainsi, la performance d'un projet en matière de superficie utilisée peut varier significativement entre le projet mis de l'avant à l'origine et l'aménagement finalement autorisé et réalisé.

De plus, la localisation d'un projet influence son impact sur l'environnement et la santé. Par exemple, deux projets thermiques peuvent comporter des taux d'émissions identiques d'oxydes d'azote (NOx). Mais comme la problématique du smog est largement dépendante des autres sources de pollution, la localisation peut grandement affecter l'impact final.

L'acceptabilité sociale d'un projet dépend également fortement de sa localisation et des compromis techniques et économiques qu'un promoteur sera disposé à faire, notamment dans le cadre du processus d'examen environnemental.

Ces enjeux doivent être discutés au niveau du processus d'évaluation environnementale de chaque projet par les autorités compétentes et ne peuvent pas être évalués correctement dans le cadre de l'appel d'offres de Hydro-Québec Distribution. D'autant plus que cela suppose que l'information que l'on retrouve généralement dans une étude d'impact serait disponible et annexée aux offres.

À un autre niveau, Hydro-Québec Distribution ne peut être tenue de faire un suivi environnemental des activités d'un producteur duquel elle achète de l'énergie. L'exigence d'un critère de performance qui pourrait varier dans le temps (par exemple, les émissions de NOx d'une centrale thermique) imposerait un tel suivi. Comment le Distributeur devrait-il intervenir si un producteur augmente ses émissions au-delà du critère annoncé? Il ne revient certainement pas au Distributeur de se substituer au ministère de l'Environnement pour juger si un changement de performance est acceptable ou pour effectuer le contrôle des émissions réelles d'un producteur indépendant.

Finalement, l'application d'un critère environnemental intégrant plusieurs indicateurs se butera toujours au problème de

comparaison de ces indicateurs. Comment comparer les différents types d'émissions atmosphériques entre eux ? Comment comparer des impacts prenant la forme d'émissions atmosphériques avec des impacts prenant la forme d'occupation du territoire ? Au bout du compte, comment comparer des projets qui ne sont pas de même nature ?

Les discussions précédentes indiquent les difficultés importantes voire insurmontables pour développer et appliquer une grille de critères environnementaux. Ces discussions suggèrent également que le rôle de Hydro-Québec Distribution ne peut s'étendre à l'ensemble des enjeux de développement durable et doit s'exercer en complémentarité avec les autres moyens d'intervention.

Un critère de développement durable, la performance économique d'un approvisionnement, est considéré adéquatement par la nature même du processus d'appel d'offres, c'est-à-dire par l'exigence de l'article 74.1 de favoriser l'octroi sur la base du prix le plus bas et par la procédure d'appel d'offres approuvée par la Régie.

Prévoir la performance environnementale constitue une tâche nettement plus difficile, car il faut alors :

- éliminer les critères spécifiques à chaque projet;
- choisir des critères qui ne risquent pas d'être modifiés significativement dans le temps.

À priori, deux critères semblent répondre à ces contraintes :

1. Le caractère renouvelable des moyens de production.
2. Pour les ressources non renouvelables, les émissions de gaz à effet de serre (GES) attendues, en fonction du lien entre la technologie et le combustible.

En ce qui concerne le caractère renouvelable des moyens de production, ce critère se retrouve à la base de la réflexion des États américains qui ont adopté le concept de «renewables portfolio standards», tout en étant un pilier universellement reconnu du développement durable. M. Égré, en se référant à l'Institut des sciences de l'environnement, définit les ressources renouvelables de la façon suivante : «ressources dont les stocks sont renouvelables mais qui doivent être exploités en tenant compte de leur taux de renouvellement, comme le bois.» (ACÉÉ-SÉ-STOP 3, Document 1, page 7)

Toutefois, en supposant l'existence d'un consensus sur cette définition, il ressort très clairement des discussions en cours qu'il existe des divergences sur les sources d'électricité qui répondent à cette définition. (Voir la réponse à la question 32.1 de la Régie, pièce HQD-6, Document 1, et à la question 76 de l'ACÉE-SÉ-GS, pièce HQD-6, Document 2). Or l'application de ce critère suppose l'identification des sources d'électricité pouvant être considérées comme renouvelables.

Comme le souligne à juste titre l'Association de l'industrie électrique du Québec, l'application d'un critère mesuré par les émissions atmosphériques, dont les GES, est de façon générale, une approche équivalente à vouloir mesurer le caractère renouvelable d'une ressource. L'adoption d'un critère sur les GES aura pour effet de pénaliser les projets thermiques et forcément de favoriser les projets utilisant des ressources renouvelables.

Peu importe le critère retenu, chacun d'entre eux soulève d'importants problèmes en regard du contexte québécois. D'une part, l'adoption de ce type de critères soulève un important problème d'équité puisqu'il aura pour effet de faire double emploi avec le traitement des risques environnementaux qui seront transférés au soumissionnaire, approche déjà approuvée par la Régie dans sa décision D-2002-17. Dans la mesure où ces risques sont plus importants pour les projets thermiques et en particulier pour les projets à base de gaz naturel, le processus actuel est déjà à l'avantage des sources d'énergie renouvelable.

Il est également pertinent de réitérer que le marché de l'énergie au Québec en est à ses premiers pas et que la première préoccupation du Distributeur est de développer un marché compétitif et d'en tirer tous les avantages au chapitre des prix d'achat. Comme en témoigne l'exemple de l'Arizona qui a retiré l'énergie solaire de ses exigences en matière de portefeuille de ressources renouvelables à cause de ses impacts sur la concurrence et les coûts d'approvisionnement (HQD-6, Document 2, page 33), une augmentation de la facture d'approvisionnement s'accompagne inévitablement d'impacts économiques et sociaux que l'on doit également prendre en considération dans une recherche de développement durable. À cet égard, introduire un critère supplémentaire sur les gaz à effet de serre ou privilégier davantage les énergies renouvelables auraient un impact majeur sur la concurrence,

sur les prix d'achat et sur la diversité du portefeuille d'approvisionnement.

La position du Distributeur vise à susciter une saine concurrence tout en respectant les principes de base d'équité. Elle est également rigoureusement conforme à la Loi et reflète le contexte québécois qui encadrent et définissent les responsabilités et la contribution d'Hydro-Québec Distribution en matière de développement durable.