

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

A) PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017 RÉSEAU INTÉGRÉ

Référence HQD-1, Document 1

(p. 5) “et en s'assurant que les travaux d'intégration au réseau de transport sont réalisés au moment requis.”

Q. 1 : Est-ce que le retard du projet éolien Saint-Ulric/Saint-Léandre implique le report des investissements en transport afin de relier ce parc de production ?

Réponse :

Le retard du projet éolien Saint-Ulric/Saint-Léandre implique seulement le report des investissements en transport directement concernés par ce projet, soit ceux requis pour le poste de départ du parc éolien, pour la construction de la ligne de 6 km afin de raccorder le parc de production au réseau de transport et pour les travaux de protection aux postes connexes prévus pour le raccordement initial temporaire de ce poste.

(p. 6) “ Par rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014, cela
8 représente une réduction de 7,3 TWh des besoins. Ces baisses sont dues à la
9 conjugaison de plusieurs facteurs dont la faiblesse de certains secteurs
10 industriels grands consommateurs d'électricité, l'augmentation des objectifs
visés
11 en efficacité énergétique et la prise en compte d'une révision de la normale
12 climatique. Ainsi, lors des premières années, le bilan énergétique du
Distributeur
13 montre des excédents et revient, par la suite, à l'équilibre.
Inversement à l'horizon 2010-2011, la puissance additionnelle requise pour
équilibrer le bilan est de 430 MW supérieure à celle prévue il y a un an.
L'augmentation atteint 680 MW à l'horizon 2013-2014. Voir L'annexe 1C.”

Q. 2 : qu'entendez-vous par retour à l'équilibre ?

Réponse :

Par retour à l'équilibre, le Distributeur entend un écart entre les besoins et les moyens déployés qui peut être comblé par des moyens de court terme.

(p. 8) “À plus long terme, le vieillissement de la population commencera à avoir des
15 effets plus prononcés sur l'économie du Québec, ce qui se traduira
notamment,
16 par une pénurie de main-d'oeuvre et une demande intérieure moins
dynamique.
17 La croissance du PIB aura tendance à se rapprocher des 2 % entre 2012 et
2017.”

Q. 3.a : est-ce que vous intégrez les plus récents objectifs du gouvernement du Québec en matière d'immigration; sinon quel serait l'impact sur vos prévisions démographiques ?

Réponse :

Le Distributeur tient compte des objectifs du gouvernement du Québec en matière d'immigration et de leur degré de réalisation historique.

Période 2006-2008

En 2006, l'objectif du Ministère de l'Immigration et des Communautés culturelles (MICC) était de 47 200 immigrants. Les résultats ont été finalement de 41 200 immigrants. L'historique servant à la projection de la population a été ajusté.

Pour 2007, le Plan d'immigration du MICC visait entre 45 500 et 48 000 immigrants. Le volume total des admissions pour l'année n'est pas définitif, mais il devrait s'établir, selon le Ministère, entre 45 000 et 47 000 immigrants. Dans sa projection réalisée en mars 2007, le Distributeur avait retenu 44 500 au scénario moyen et 47 000 au scénario fort.

Pour 2008, les objectifs du Ministère n'étaient pas encore chiffrés lors de l'exercice de mars 2007, mais la volonté du MICC était de conserver une forte immigration. La prévision moyenne du Distributeur a retenu l'hypothèse de 44 500 immigrant en 2008 et d'une moyenne de 44 000 jusqu'en 2011.

Le Ministère a publié plus tard ses objectifs pour 2008 (voir le tableau ci-joint). L'objectif du Ministère est de délivrer entre 46 500 et 49 600 certificats de sélection d'immigrants au cours de l'année. Le Distributeur en tiendra compte dans la prochaine projection.

Tableau 1

Le nombre de personnes sélectionnées par le Québec ^a

	Résultats		Prévision	Plan 2008 ^b	
	2005	2006	2007	Min.	Max.
Travailleurs qualifiés	30 326	32 520	36 300	36 500	38 000
Gens d'affaires	6 779	4 761	5 700	6 000	7 000
Autres catégories économiques ¹	698	563	700	600	800
Réfugiés sélectionnés à l'étranger ²	2 407	2 155	2 400	2 300	2 500
Autres immigrants ³	1 692	1 208	1 200	1 100	1 300
Total	41 902	41 207	46 300	46 500	49 600

Source: Ministère de l'Immigration et des communautés culturelles du Québec, 2007.

Planification triennale

Le gouvernement a mené à l'automne 2007 une consultation publique en vue de la planification triennale de l'immigration pour la période 2008-2010. Bien que la majorité des participants semblent en faveur d'atteindre des niveaux se situant entre 46 000 et 50 000 immigrants en 2010, le Ministère n'a pas encore annoncé les objectifs qui seront visés et qui tiendront compte de ses budgets pour la sélection de candidats à l'étranger et pour l'intégration au Québec.

Dès que les objectifs seront annoncés, ils seront incorporés dans la prévision démographique du Distributeur.

Long terme

Le gouvernement n'annonce habituellement pas d'objectifs d'immigration au-delà d'un horizon de trois ans. Plusieurs scénarios sont développés au Ministère pour en estimer l'impact sur la population, la répartition régionale ou le marché du travail, mais cela ne se traduit habituellement pas en objectifs précis à atteindre à long terme.

Le scénario moyen de la révision de mars de la prévision de 2007 tablait sur des niveaux annuels à plus de 40 000 jusqu'à 2013 puis à 37 000 immigrants à partir de 2014. Ce niveau est comparable à celui enregistré sur une période longue de 15 ans (soit 36 000 par an de 1991 à 2006), intervalle qui comprend des sous-périodes de faible et forte croissance économique.

À titre de comparaison, le scénario de référence de la dernière projection officielle de l'Institut de la Statistique de Québec était à environ 37 500 immigrants par an à partir de 2007.

Q. 3.b : est-ce que vous croyez qu'un rehaussement des gains de productivité et de croissance dus à des efforts accrus de R&D et de formation de la main d'oeuvre et à un recours accru aux technologies de pointe pourrions compenser pour la pénurie de main d'oeuvre ?

Réponse :

Le scénario moyen de la prévision économique à long terme du Distributeur inclut une hausse significative de la productivité, notamment en réponse à la réduction de la main-d'œuvre disponible. Malgré cette hypothèse, le rehaussement du taux de croissance de la productivité ne permet pas de compenser les effets du vieillissement de la population et de la diminution prévisible de la population active sur l'activité économique au Québec à long terme.

Q 3.c : en ce qui a trait à la productivité de l'intrant énergie, croyez-vous que l'amélioration des techniques de production, les normes environnementales et la hausse des prix de l'énergie inciteront à des gains de productivité du facteur énergie plus importants dans l'avenir ?

Réponse :

La prévision de la demande d'électricité du Distributeur pour le secteur industriel table sur des hypothèses de gains de productivité plus importants dans l'avenir. Toutefois, le rehaussement des normes environnementales entraîne souvent un accroissement de la consommation d'électricité.

(p. 9) "À partir de 2009, l'expansion des importations de GNL devrait néanmoins permettre une certaine détente sur le marché. Le prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta diminuerait ainsi de 2009 à 2012, date à laquelle il s'établirait à 7,91 \$CAN/Mpc.

Après cette accalmie, l'augmentation rapide des coûts de production en Amérique du Nord exercera une pression à la hausse sur les prix du gaz naturel. Selon l'hypothèse retenue, le prix à la frontière de l'Alberta atteindrait 8,90 \$CAN/Mpc en 2017."

Q. 4.a : l'importation accrue ne militerait pas en faveur d'un prix du gaz pondéré entre le prix de l'Alberta et le prix d'importation sous forme de GNL ?

Réponse :

Dans sa prévision, le Distributeur tient déjà compte de l'accroissement des importations de GNL en terme d'équilibre entre l'offre et la demande de gaz naturel en Amérique du Nord. Par ce biais, le GNL contribue à rendre le marché moins serré et donc à un certain relâchement des prix. Toutefois, le coût d'importation du GNL ne détermine pas le prix sur le marché nord-américain. L'industrie du GNL est un preneur de prix et non un fixeur de prix. Ainsi, si le prix sur le marché européen est supérieur, les méthaniers se dirigeront plutôt vers ce marché et délaisseront le marché nord-américain.

Q. 4.b : vos prévisions de prix du pétrole et du gaz tiennent-elles compte d'une taxe sur le carbone ou de frais d'émission de GES (droit d'échanges par ex.) ? sinon quel serait l'impact probable sur le prix du pétrole de ce facteur ?

Réponse :

Non, les prévisions du Distributeur ne tiennent pas compte d'une taxe sur le carbone ou de frais d'émission de GES sur le pétrole brut ou sur le gaz naturel, car pour l'instant rien de tel n'existe. Certaines taxes peuvent s'appliquer sur les divers produits pétroliers raffinés, mais elles diffèrent selon les pays et les produits, qui n'ont pas tous les mêmes caractéristiques en tant que polluants émis.

(p. 10) "Par contre, tel qu'expliqué à la section 2.2, la révision de la normale climatique s'accompagne d'une augmentation de l'aléa climatique en puissance."

Q. 5 : les nouvelles conditions climatiques rendent-elles plus instables les températures l'hiver, ou si les années ajoutées (2001 à 2006) sont elles exceptionnelles et moins représentatives, de ce point de vue, de la nouvelle réalité climatique ?

Réponse :

Tel qu'expliqué à la pièce HQD-1, Document 1, page 18, lignes 11 à 16, du présent dossier, l'augmentation de l'aléa climatique sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver découle principalement de l'ajout, à l'ancienne période de référence climatique 1971-2000, des hivers 2000-2001 à 2005-2006 (nouvelle normale climatique). En effet, les pointes résultant des conditions climatiques de ces six hivers additionnels présentent un aléa climatique nettement supérieur à celui des pointes des hivers de la période 1970-2000.

(p. 11) **TABLEAU 2.1 ÉCONOMIES D'ÉNERGIE PRISES EN COMPTE DANS LA PRÉVISION DES VENTES (TWh)**

Q. 6 : est-ce que la réduction des économies générées par les programmes d'H.Q. en efficacité énergétique des années 90, s'explique en parti par le remplacement d'équipements subventionné dans le cadre du PGEÉ, et donc une partie des économies antérieures sont converties en gains actualisés du PGEÉ ?

Réponse :

La réduction des économies d'énergie générées par les programmes du Distributeur déjà mis en œuvre, présentées à la pièce HQD-1, Document 1, tableau 2.1, page 11, découle de l'effritement des mesures de ces programmes.

Comme ces programmes ne sont plus actifs, le Distributeur pose l'hypothèse que leur impact s'atténue avec le temps. Dans certains cas, les programmes offerts dans le cadre du PGEÉ permettent de contrer effectivement cet effritement. Par ailleurs, certaines économies des programmes antérieurs peuvent être captées par les économies d'énergie tendanciennes.

(p. 11) "L'effacement prévu est de l'ordre de 800 MW sur tout l'horizon du Plan et son impact s'ajoute à celui des économies d'énergie présenté au tableau 2.2."

Q. 7 : quel niveau (GWh) de réduction de consommation d'énergie est associé à la bi-énergie ?

Réponse :

La réduction de consommation d'énergie associée aux systèmes de chauffage bi-énergie résidentiels passe de 499 GWh en 2007 à 519 GWh en 2017.

(p. 12) En 2017, les ventes d'électricité devraient s'élever à 186,9 TWh. La croissance sur la période 2007-2017 est de 15,1 TWh et correspond à un taux annuel moyen de croissance de 0,8 %. Comparativement à la croissance observée sur la période 1997-2007 (1,7%/an), cela représente un net ralentissement. Plusieurs phénomènes expliquent ce ralentissement, notamment l'évolution de la démographie, qui va de pair avec une moindre croissance économique (en dépit d'une productivité accrue du travail), et le déploiement du Plan global en efficacité énergétique.

Q. 8 : comment prévoyez-vous que la croissance de la productivité du travail évoluera ?

Réponse :

La croissance annuelle moyenne de la productivité globale du travail au Québec (PIB réel sur l'emploi) a été de 1,3 % de 1960 à 1996, mais seulement de 0,8 % pour la période 1997 à 2007. Le scénario économique moyen à long terme du Distributeur table sur une croissance annuelle moyenne de la productivité globale du travail de 1,3 % par an pour la période 2008 à 2011 et de 1,5 % pour la période 2012 à 2017.

(p. 12) "Au secteur Domestique et Agricole (34 % des ventes), la croissance prévue sur la période 2007-2017 est de 4,5 TWh, ce qui correspond à un taux de croissance annuel moyen de 0,7 %. La croissance dans ce secteur provient essentiellement de la formation de ménages et, dans une moindre mesure, de la hausse du revenu personnel disponible."

Q. 9.a : quel sera l'impact sur le taux de croissance de la demande du secteur résidentiel de l'évolution relative des prix des combustibles (via le taux de conversion à l'électricité et de choix du mode de chauffage des nouvelles constructions résidentielles) ?

Réponse :

Tableau R-9a)
**Hausses annuelles des ventes en chauffage attribuables aux conversions
et aux nouvelles constructions TAE**

<i>Années</i>	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<i>Conversions vers TAE (GWh)</i>	85	83	81	79	76	75	73	71	69	67
<i>Nouvelles constructions TAE (GWh)</i>	354	321	309	294	279	233	228	213	211	207

Q. 9.b : est-ce que vous prévoyez pour le futur que le prix réel de l'électricité augmentera et si oui quel sera l'impact de cette hausse sur la demande des divers secteurs de demande ?

Réponse :

Pour la prévision de la demande d'électricité du Plan d'approvisionnement, le Distributeur n'a pas utilisé à long terme une hausse tarifaire supérieure à l'inflation. À court terme, toutefois, une hausse tarifaire légèrement supérieure à l'inflation a été prise en compte dont l'impact n'est pas important sur la demande des divers secteurs.

Q. 9.c : est-ce que vous avez prévu l'application obligatoire de la norme NovoClimat dans la construction résidentielle (unifamiliale et multifamiliale) ? si oui à partir de quand et avec quel impact sur la croissance de la demande du secteur résidentiel ?

Réponse :

Les économies d'énergie tendanciennes prennent compte de l'impact de l'évolution du code du bâtiment sur la demande d'électricité du secteur résidentiel. De plus, depuis 2003, le PGEÉ encourage l'application de la norme Novoclimat. Les impacts de ce programme sur la demande d'électricité sont présentés au tableau R-9c).

**Tableau R-9c)
Impacts de l'application de la norme Novoclimat au secteur résidentiel
dans les programmes du PGÉÉ**

Années	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Économies d'énergies (GWh)	1	3	9	21	37	57	79	95	97	102	111	123	136	144	144

(p. 12) **2.1.4.2 Général et institutionnel**

“ La croissance des ventes à ce secteur s'explique
19 essentiellement par l'accroissement de la population et des besoins en
services
20 qui en découlent, du PIB tertiaire et du revenu personnel disponible. À ces
21 facteurs, s'ajoutent les prix de l'électricité et des autres formes d'énergie qui
22 influencent la position concurrentielle de l'électricité.”

Q. 10 : pour les différents secteurs et différents cas type de clients indiquez comment évoluera la compétitivité de l'électricité relativement aux combustibles fossiles avec l'impact que cela aura sur la demande des secteurs résidentiels, institutionnels, commerciaux et industriels ?

Réponse :

Compte tenu de l'évolution attendue du prix réel du gaz naturel et du prix réel du pétrole brut, le Distributeur anticipe à l'horizon 2017 du Plan une détérioration de la position concurrentielle de l'électricité.

L'impact de cette détérioration de la position concurrentielle de l'électricité se traduit par une consommation d'électricité aux secteurs Domestique et agricole et Général et institutionnel plus faible que dans un scénario où la position concurrentielle de l'électricité ne changerait pas.

2.1.4.4 Industriel grandes entreprises

“La croissance des ventes se retrouve en majeure partie dans le secteur de la fonte et affinage, qui profite de l'ajout d'un bloc de 225 MW à Alcan.”

Q. 11.a : Est-ce que vous prévoyez un nouveau bloc de puissance important pour l'industriel d'ici 2017 ?

Réponse :

Conformément à la nouvelle stratégie énergétique du gouvernement du Québec, le Distributeur n'a plus l'obligation de desservir les demandes de blocs de puissance supérieurs à 50 MW. La prévision du Distributeur comprend une réserve afin de couvrir l'octroi possible d'un bloc de puissance sur l'horizon du Plan (de l'ordre de 200 MW).

Q. 11.b : Est-ce qu'HQD peut répondre rapidement à l'augmentation des besoins engendré par la venue d'une industrie forte consommatrice ? si oui comment et avec quel délai ?

Réponse :

Le délai nécessaire pour répondre à la « venue d'une industrie forte consommatrice » est fonction de l'importance de la charge et des besoins d'investissements en transport et distribution.

Le Distributeur rappelle qu'il a proposé, dans son dossier tarifaire 2008-2009, de ramener à 50 MW le seuil à partir duquel il ne serait plus tenu d'offrir le tarif L à un client existant ou à un nouveau client. Voir R-3644-2006, HQD-12, Document 1, p. 60.

En outre, le Distributeur rappelle que le critère de fiabilité en énergie du Distributeur, tel qu'accepté par la Régie de l'énergie, permet de satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen à cinq ans d'avis. (HQD-1, Document 1, page 25 de 60).

(p. 14) **TABLEAU 2.3 PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC ET DES BESOINS EN ÉNERGIE SCÉNARIO MOYEN (TWh)**

Q. 12 : les pertes de transport et distribution et les autres éléments n'augmentent que de 0,3%/an, contre un taux de croissance de 0,8% des ventes régulières, expliquez cet écart de taux de croissance, en séparant et expliquant l'effet des "autres éléments" ?

Réponse :

Les pertes de distribution et de transport et autres éléments présentés à la pièce HQD-1, Document 1, page 14, tableau 2.3 sont détaillés à la pièce HQD-1, Document 2, page 57, tableau 2A-8.

Tel que montré dans ce dernier tableau couvrant la période 2007-2017, les autres éléments correspondent à l'usage interne (à additionner aux ventes) qui décroît de 0,1 TWh et à la consommation hors réseau intégré (à soustraire du total des ventes et de l'usage interne) qui croît de 0,1 TWh.

Ce même tableau indique que les pertes de distribution et de transport ont un taux de croissance de 0,6 % de 2007 à 2017 contre un taux de croissance de 0,8 % des ventes régulières. Les pertes ont un taux de croissance un peu plus faible que celui des ventes parce que les pertes prévues pour 2007 sont basées sur un taux de 7,7 % applicable à la consommation visée par le Plan (essentiellement les ventes) alors que celles prévues pour 2017 reposent sur un taux de pertes de 7,5 % et ce, pour les raisons expliquées à la pièce HQD-1, Document 2, de la page 55, ligne 15 à la page 56, ligne 6.

(p. 17 et tableaux 2.6 et 2.7 p. 18) “ L'aléa global se définit par la combinaison indépendante de l'aléa climatique et de l'aléa sur la demande prévue. “

Q. 13.a : expliquez pourquoi l'aléa total (en 2008 : 3,4 TWh et 1 660 MW) sur les besoins en énergie et les besoins en puissance ne correspond pas à l'addition de l'aléa climatique (1,9 TWh et 1 540 MW) et de l'aléa de la demande (2,9 TWh et 640 MW), puisque ces deux aléas sont considérés indépendants, donc non corrélés négativement ?

Réponse :

L'aléa global se définit par la combinaison indépendante de l'aléa climatique et de l'aléa sur la demande prévue. Sur la base de cette hypothèse, l'écart type de l'aléa global est obtenu en prenant la racine carrée de la somme des carrés des écarts types de l'aléa climatique et de l'aléa sur la demande prévue (par exemple : $\sqrt{1540^2 + 640^2} \approx 1660$). L'addition arithmétique de deux aléas ne peut se faire que lorsqu'ils sont corrélés positivement à 100 %.

Q. 13.b : l'aléa de la demande est bien corrélé dans le temps : c'est à dire que si la demande est plus forte que prévue pour une année, due à une croissance économique plus forte, cet aléa aura tendance à se maintenir et croître avec le temps ? est-ce que la croissance de l'aléa prévisionnel est surtout due à la

croissance de l'incertitude sur les paramètres de la demande à mesure que le temps avance ?

Réponse :

La croissance de l'aléa prévisionnel avec l'horizon de temps est essentiellement due à la croissance de l'incertitude sur les variables explicatives sur ce même horizon de temps.

(p. 21) "Pour assurer sa fiabilité en puissance, le Distributeur doit maintenir une réserve
2 pour faire face aux aléas de la demande et aux probabilités d'indisponibilité de
3 ses ressources (selon le NPCC la probabilité de perte de charge (critère de
fiabilité en puissance) dans une zone de contrôle n'excède pas une fois par dix
(10) ans, ce qui équivaut à une espérance de délestage de 0,1 jour par année.)"

Q. 14 : la probabilité de perte de charge vise-t-elle une perte de charge totale à l'échelle de la province ? comment cette probabilité est-elle évaluée et quelle serait la (ou les) cause(s) d'une perte totale de charge ? Sur une base historique le réseau d'H.Q. a subi combien de pertes totales de charges ? Respectait-on dans le passé les normes du NERC/NPCC ?

Réponse :

Le calcul ne vise pas les pertes de charge totale à l'échelle de la province. Un seul MW de charge délestée est considéré comme une occurrence et est inclus dans la probabilité de délestage.

Les modèles de fiabilité en puissance simulent un grand nombre de fois des niveaux de demande et d'offres possibles . Les modèles calculent des bilans horaires et associent une probabilité d'occurrence à chacun de ces bilans. La probabilité totale des bilans négatifs (avec délestage de charge) ne doit pas dépasser le critère (0,1 jour par année de délestage).

Historiquement le Québec n'a jamais été délesté par suite d'un manque de ressources disponibles. Le recours à un partage de réserve et des appels au public pour réduire la demande ont déjà été utilisés mais toujours dans le cadre du respect volontaire du critère du NPCC.

(p. 23) Deux changements importants expliquent l'essentiel de cette hausse : la révision des aléas sur les besoins en puissance (hausse de l'aléa global en puissance de 240 MW) et un changement dans le traitement de la réserve associée à l'électricité interruptible...afin d'harmoniser ses pratiques avec celles utilisées dans les exercices de fiabilité présentés au NPCC.

Q. 15 : est-ce que le taux de réserve relié à l'approvisionnement postpatrimonial (3 100 MW/34 342 MW) est plus élevé que le taux de réserve relié à l'approvisionnement patrimonial ? pourquoi ?

Réponse :

Le taux de réserve requise dans le présent Plan est plus élevé que le taux associé à l'électricité patrimoniale.

Cette différence s'explique principalement par la présence de l'électricité interruptible parmi les ressources post-patrimoniales utilisées par le Distributeur. À cet effet, le Distributeur rappelle qu'une réserve spécifique de 30 % sur les quantités d'électricité interruptible est incluse à la réserve requise qui figure au bilan.

(p. 23) note 6 :” Compte tenu des contraintes liées à l'utilisation de l'électricité interruptible, le Distributeur retient une réserve de 30 % applicable à la puissance que le Distributeur peut interrompre”

Q. 16 : La réserve de 30% est-elle la même que dans le précédent plan d'approvisionnement ? Cette réserve augmente t-elle le coût total de l'interruptible dans la mesure où il y a des coûts fixes par MW réservé par HQD ?

Réponse :

Le Distributeur confirme qu'il s'agit de la même réserve. La réserve affecte la quantité disponible au bilan en puissance. Le crédit fixe accordé aux clients qui adhèrent à l'option d'électricité interruptible (7,00 \$/kW) a été établi en tenant compte de la réserve associée à ce moyen d'approvisionnement. L'utilisation de l'option affecte le coût unitaire total de l'option dans la mesure où le coût de la prime fixe peut être amorti sur une période variant de 0 à 100 heures d'utilisation. Ainsi, pour une utilisation de 40 heures, le coût unitaire de l'option est de 25,4 ¢/kWh, alors que pour les 100 heures d'utilisation disponibles, le coût unitaire est de 19,2 ¢/kWh.

(p. 25) “ Le critère de fiabilité actuellement utilisé par Hydro-Québec Production consiste
7 à disposer de moyens suffisants pour faire face à des déficits d’apports
8 énergétiques dont la probabilité d’occurrence est d’au moins 2 %, c’est-à-dire
des
9 déficits cumulés de 64 TWh sur deux (2) ans ou de 98 TWh sur quatre (4) ans.”

Q. 17 : Le niveau des déficits énergétiques à couvrir sera-t-il affecté par les changements climatiques ? ce niveau augmentera-t-il avec le niveau de production hydraulique total ?

Réponse :

À l'heure actuelle, les incertitudes associées à l'impact des changements climatiques sur le régime hydrologique des bassins versants où sont construites les centrales hydroélectriques ne permettent pas d'établir que la distribution des apports énergétiques annuels sera changée.

Les déficits cumulés de 64 TWh sur deux (2) ans ou de 98 TWh sur quatre (4) ans sont valables pour un parc de production de l'ordre de 200 TWh et devraient augmenter avec l'accroissement de la taille du parc hydraulique.

La distribution des apports énergétiques de la chronique demeure le meilleur outil pour déterminer la probabilité d'occurrence des déficits cumulés. (référence: Rapport "Série d'apports énergétiques" disponible à l'adresse

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/CriteresFiabilite/HQ_SuiviD-2005-178_Etudes_21nov05.pdf)

(p. 25-26) 3.3.2 Critère de fiabilité en énergie applicable au Distributeur

“Le critère accepté par la Régie requiert de pouvoir répondre dans un horizon de 5 ans, à un aléa total (7,3 TWh selon la section 2.2) = un écart type au delà du scénario moyen sans encourir une dépendance supérieure à 5 TWh envers les marchés de court-terme hors Québec... Hydro-Québec Production prévoit disposer d'une marge de manoeuvre de plus de 15 TWh au-delà de ses engagements fermes (Hydro-Québec, Plan stratégique 2006-2010, page 16) par suite de la réalisation de nouveaux projets. ...Par ailleurs, il faut mentionner que l'expérience antérieure a démontré la grande capacité des marchés hors Québec à répondre aux besoins en énergie.”

Q. 18.a : le critère de fiabilité en énergie de prévoir les ressources pour couvrir un écart type de l'aléa total, est-il le même pour les autres réseaux hydro-électriques en Amérique du Nord ? sinon quel critère est appliqué ailleurs ?

Réponse :

Le critère de fiabilité en énergie utilisé par le Distributeur permet de faire face à des scénarios plus forts de la demande.

Q. 18.b : La restriction sur le recours aux importations d'électricité pour répondre aux aléas est-elle courante dans les autres juridictions ?

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information.

(p. 26) TABLEAU 3.3 MOYENS UTILISÉS POUR RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE (EN TWh)

Q. 19.a : Le tableau indique t'il une hiérarchie dans les choix des approvisionnements : fera-t-on appel d'abord à la contribution des marchés de court terme hors-Québec, avant de faire appel aux marchés québécois de court-terme ?

Réponse :

Le Distributeur ne fait pas de discrimination en fonction de la provenance des approvisionnements lorsqu'il procède à des appels d'offres de court terme. À des fins de planification, le Distributeur s'est doté d'un critère de fiabilité qui lui permet d'évaluer s'il est en mesure de faire face à des besoins plus élevés, pendant cinq ans, sans recourir à des achats d'énergie de plus de 5 TWh sur les marchés voisins, tout en comptant sur un niveau raisonnable d'achats sur les marchés québécois.

Q. 19.b : Sachant qu'HQP disposera d'une marche de manoeuvre de 15 TWh au-delà de ses engagements fermes, pourquoi ne pas prioriser l'utilisation de cette ressource en premier ? cela ne sera-t-il pas moins coûteux que d'importer ?

Réponse :

Selon la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le Distributeur doit combler les besoins excédant l'électricité patrimoniale en faisant appel à la concurrence et, par conséquent, indépendamment du fait

**qu'Hydro-Québec Production prévoit ou non des surplus. Hydro-Québec Production doit fournir l'électricité patrimoniale et peut participer, à son gré, aux appels d'offres lancés par le Distributeur comme tout autre fournisseur potentiel.
(R-3470-2001, HQD-4, Document 3, p. 39)**

Q. 19.c : Indiquez nous quels seraient les moyens utilisés pour répondre au scénario fort (8,6 TWh en 2012, selon HQD-1 doc. 2, p. 73) et à l'aléa climatique maximale (3,5 TWh en 2008 selon HQD-1 doc. 2, p. 75) ? le marché d'importation et les sources d'approvisionnement au Québec suffiront-ils pour répondre à l'aléa climatique maximale et à l'aléa de la demande correspondant au scénario fort, tout en répondant aux critères de fiabilité en énergie et puissance ? quelle stratégie permet de minimiser les coûts d'approvisionnement dans cette situation ?

Réponse :

Le Distributeur n'établit pas sa stratégie d'approvisionnement sur des scénarios de demande extrêmes tel que décrit dans la question.

Par ailleurs, la réalisation d'un scénario fort serait constatée au fil des révisions de la prévision de la demande. Ainsi, si la prévision de la demande empruntait une telle trajectoire, le Distributeur devrait pendant un certain temps compter sur les marchés de court terme pour combler tous besoins additionnels. Si des besoins importants devenaient récurrents, le Distributeur devrait procéder à un appel d'offres de long terme.

Q 19.d : au delà d'un écart type de l'aléa prévisionnel (deux écarts types par exemple), et considérant l'aléa climatique maximal, quelles sont les sources d'approvisionnements supplémentaires disponibles et les risques liés aux approvisionnements de court-terme ? quelle stratégie permet de minimiser les coûts d'approvisionnement dans cette situation ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 20d.

Q. 19.e : quelles autres approches (approche par scénarios multiples, approche probabiliste ...) et critères de fiabilité sont utilisés dans d'autres juridictions pour répondre aux aléas climatiques et aux aléas de la demande ?

Réponse :

La seule information dont dispose le Distributeur est présentée à la pièce HQD-1, Document 1, page 24, lignes 17 et suivantes et page 25, lignes 1 à 5.

(p. 27) **3.4 Fiabilité du réseau de transport**

3.4.1 Justification du critère de conception du réseau

“Le réseau de transport est conçu de sorte qu'il soit en mesure d'acheminer 2 l'électricité nécessaire pour répondre à des besoins correspondant au scénario 3 moyen de la demande (de la charge locale) plus 4 000 MW. Cette capacité additionnelle correspond à l'impact de l'aléa global (climatique et prévisionnel) sur les besoins en puissance à la pointe, lorsque deux écarts types sont considérés. Les modalités d'application de ce critère impliquent également que jusqu'à 1 000 MW

7 pourraient être alimentés par les interconnexions ou par l'électricité interruptible.”

Q. 20.a : l'aléa global, avec deux écarts types et plus, peut survenir avec quelle probabilité ? Historiquement a-t-on souvent dépassé ce deux écarts type ?

Réponse :

En supposant que l'aléa global sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver est distribué selon une loi normale, la probabilité d'avoir des besoins supérieurs à deux écarts types au-dessus du scénario moyen correspond à 2 %.

L'information demandée quant à la fréquence de dépassement historique de ces deux écarts types n'est pas disponible

Q. 20.b : le 1 000 MW alimenté par les interconnexions est bien inclus dans le 4 000 MW d'aléa à couvrir, donc il faut une capacité excédentaire de 3 000 MW pour le réseau québécois n'utilisant pas l'électricité issue des interconnexions ? le 4 000 MW est bien net de l'électricité interruptible ?

Réponse :

Le Distributeur confirme que le 1 000 MW alimenté par les interconnexions est bien inclus dans le 4 000 MW de marge de manœuvre sur le réseau de transport.

Par ailleurs, la marge de manœuvre de 4 000 MW sur le réseau de transport pourrait comprendre l'utilisation de l'électricité interruptible dépendamment de sa localisation géographique.

Q. 20.c : la réserve de capacité de 4 000 MW est-il constant sur l'horizon du plan ou s'il devrait augmenter ?

Réponse :

La marge de manœuvre de 4 000 MW, est actuellement suffisante et s'applique sur l'horizon de planification du réseau de TransÉnergie.

Q. 20.d : pourquoi au niveau du transport utilise t-on une réserve correspondant à deux écarts types de l'aléa total, alors que pour la planification des approvisionnements on utilise un critère basé sur un écart type de l'aléa ?

Réponse :

La planification du réseau de transport est en lien avec le critère de fiabilité en puissance. Ce critère couvre un aléa de la demande de deux écarts types et vise à planifier des ressources suffisantes afin que l'espérance de délestage n'excède pas une fois par dix (10) ans ou 0,1 jour par année.

(p. 29) TABLEAU 4.1 CONTRATS DE LONG TERME SIGNÉS REGROUPÉS PAR APPEL D'OFFRES

“ HQD dispose également d'une entente d'intégration éolienne d'une 5 durée de 5 ans venant à échéance en 2011 et comportant deux volets : un 6 service d'équilibrage et un service de puissance complémentaire. Cette entente 7 permettra au Distributeur de transformer les livraisons d'énergie éolienne en un 8 approvisionnement uniforme, au taux de livraison horaire correspondant à 35 % 9 de la puissance contractuelle des parcs éoliens en service, de compter sur une 10 garantie de puissance équivalente et de se protéger contre d'éventuels coûts 11 relatifs à l'augmentation des réserves requises.”

Q. 21.a : quel est le FU moyen effectif des parcs éoliens déjà en opération. Qui assume le risque si le FU diffère de 35% ? Quel est le coût au kWh du service d'intégration ?

Réponse :

Les données sur la production réelle des parcs éoliens ne peuvent être divulguées. Voir à cet effet la réponse à la question 1.2 du RNCREQ et ROÉE (HQD-3, Document 9).

Par ailleurs, le coût du service d'intégration est estimé à 5 \$/MWh

Q. 21.b : pourquoi a-t-on retenu un taux de livraison de 30% pour les futurs parcs éoliens (p. 30 de HQD-1 doc. 1) plutôt que de 35% pour les parcs associés au premier appel d'offres? Ce taux sera-t-il réajusté une fois connu les gagnants de l'appel d'offres ? Si l'on diversifie la localisation des parcs éoliens est-ce que l'on augmentera la puissance minimale disponible sur le réseau et réduira la puissance à couvrir par une entente d'intégration ?

Réponse :

Le FU relié aux contrats signés est de 35 %. Cette donnée découle directement des engagements pris à cet égard par les fournisseurs, dans les contrats. Le Distributeur peut donc inscrire ces quantités à son bilan.

Dans le cas des appels d'offres en cours ou à venir, le Distributeur n'a aucune certitude sur ce que seront les engagements des fournisseurs. Il joue donc de prudence en adoptant un FU de 30 %. Par contre, aussitôt que des contrats seront signés et que des engagements auront été pris par des fournisseurs, les quantités au bilan seront ajustées en conséquence.

Enfin, si l'on se fie aux résultats obtenus dans le cadre d'études menées ailleurs dans le monde, la dispersion géographique des sites de production peut avoir un impact positif sur la contribution en puissance propre à la production éolienne. Toutefois, il est prématuré de tirer des conclusions et il apparaît préférable d'attendre les conclusions des analyses menées sur le sujet et reflétant la localisation des sites de production qui seront développés dans le cadre de l'appel d'offres de 2 000 MW. Le Distributeur amorcera ces analyses lorsqu'il aura signé les contrats visant le déploiement de la nouvelle production éolienne.

(p. 30) *Déploiement des projets du premier appel d'offres éolien et leur intégration au réseau local de transport*

Q. 22 : Qu'est-ce qui explique le retard d'un an du parc Anse-à-Valleau, et la date éloignée, de l'appel 'offres initial, du projet Gros-Morne (déc. 2012 pour phase 2) ? Ce dernier projet ne bénéficiera donc pas de la subvention fédérale de 1¢/kWh ? Cela rend t-il le projet moins intéressant du point de vue économique que d'autres projets qui auraient pu se réaliser plus rapidement mais qui présentait un coût avant subvention supérieur ? À votre connaissance le programme de subvention fédéral sera t-il prolongé ?

Réponse :

- 1. La mise en service du parc éolien de l'Anse-à-Valleau a été retardée de près d'un an en raison de l'incapacité, pour les nouvelles usines mises en exploitation en 2006 en Gaspésie, d'accumuler suffisamment d'inventaires pour approvisionner simultanément la construction des parcs de Baie-des-Sables et d'Anse-à-Valleau en 2006.**
- 2. Les dates garanties de début des livraisons sont déterminées en fonction du calendrier d'implantation visé par le Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse. Une puissance installée de 100 MW était visée par ce règlement à l'horizon de décembre 2012. La phase 2 du projet Gros-Morne est de 111 MW.**
- 3. Si le programme écoÉNERGIE n'est pas renouvelé au-delà de son échéancier actuel ou un programme similaire n'en prend pas la relève au-delà de son échéance actuelle, il est vraisemblable que le projet Gros-Morne pourrait ne pas en bénéficier.**
- 4. La sélection des offres ne tient pas compte des programmes gouvernementaux tel le programme écoÉNERGIE. Cet exercice doit par ailleurs tenir compte des quantités annuelles fixées par règlement du Gouvernement.**
- 5. Le gouvernement fédéral ne s'est pas prononcé jusqu'à présent sur un éventuel prolongement du programme écoÉNERGIE.**

(p. 30) 4.2 Appel d'offres en cours

“Un seul appel d'offres de long terme est en cours portant sur l'achat de 2 000 MW d'énergie éolienne, lancé en octobre 2005 et découlant du second bloc d'énergie éolienne décrété par le gouvernement du Québec.

L'ouverture des soumissions le 19 septembre 2007 ... et 66 offres reçues pour 7 724 MW, contrats signés au printemps 2008.

(p. 31) pour ces offres un taux de livraison garanti équivalant à 30 % de la puissance installée, avec une contribution en puissance équivalente qui pourrait provenir d'une entente d'équilibrage ou de la contribution propre des éoliennes."

Q. 23 : Quels sont les critères de sélection des offres ? qui a décidé de ces critères ? Est-ce qu'HQD a débuté les négociations avec HQP concernant une entente d'équilibrage pour le 2^e appel d'offres ? Comment pourrait-on avoir une contribution propre des éoliennes pour garantir le taux de livraison de 30% ? cela implique-t-il un prix plus élevé payé aux fournisseurs éoliens ? À quel moment connaîtrez-vous la contribution exacte du 2 000 MW d'éolien ?

Réponse :

- 1. Les critères de sélection des offres ont été présentés dans les dossiers R-3589-2005, R-3595-2006 et R-3628-2007, disponibles sur le site de la Régie.**
- 2. Les critères de sélection des offres ont été élaborés par le Distributeur en tenant compte des préoccupations émises par le Gouvernement dans le décret 927-2005 du 12 octobre 2005 concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard du second bloc d'énergie éolienne, ainsi que des modifications ultérieures à ce décret et des demandes afférentes de la Régie de l'énergie. Les critères de sélection des offres ont été approuvés par la Régie (voir les dossiers mentionnés précédemment).**
- 3. Le Distributeur n'a pas entamé les négociations avec Hydro-Québec Production concernant une entente d'équilibrage pour le 2^e appel d'offres.**
- 4. Il est impossible de répondre à cette question avant que les études sur la contribution en puissance décrites à la pièce HQD-1, Document 2, pages 274 et 275 soient réalisées.**
- 5. Les producteurs d'énergie éolienne n'ont pas manifesté de volonté à offrir des niveaux de puissance garantie, car l'intermittence de leur production ne leur en offre pas la possibilité.**

6. Voir la réponse à la question 34.2 de la Régie (HQD-3, Document 1).

(p. 34) **4.5.3 Abaissement de tension**

“Les essais effectués lors des hivers 2005-2006 et 2006-2007 ont été concluants et permettent au Distributeur de considérer, dans son bilan de puissance, une contribution de 250 MW provenant de l'abaissement de tension. Le mode d'utilisation de ce moyen permet actuellement au Distributeur de s'assurer une persistance sur une durée d'environ 2 heures. Des tests et suivis conjoints du Distributeur et du Transporteur seront menés afin d'augmenter la persistance de ce moyen.”

Q. 24 : ce moyen est-il utilisé ailleurs dans le monde et si oui cela leur permet de réduire leur pointe de puissance de quel pourcentage ? pour respecter les normes de fiabilité et de qualité de l'onde de quel pourcentage maximal HQD peut-elle réduire le voltage des clients desservis ? Quel est le coût de ce moyen relativement au coût de la puissance interruptible ? ce moyen devrait avoir une persistance de combien d'heure pour permettre à HQD de gérer la fine pointe sans avoir à faire appel à des moyens de remplacement pour couvrir le reste des heures de fine pointe ?

Réponse :

Ce moyen est actuellement utilisé dans certaines provinces canadiennes.

L'abaissement de tension se fait toujours dans le respect du niveau minimal de tension à respecter.

L'abaissement de tension ne comporte aucun coût.

Un moyen de gestion en temps réel doit avoir une persistance minimale d'une heure. La persistance du moyen de gestion, actuellement évaluée à 2 heures, permet de gérer la fine pointe. Cependant les heures de pointe du matin et de l'après-midi forment des blocs de 4 à 5 heures. Le Distributeur a pour objectif d'augmenter la persistance de ce moyen.

Voir également la réponse à la question 18.3 de la de la Régie (HQD-3, Document 1).

(p. 36) Relativement au Plan d'approvisionnement 2005-2014 et aux derniers états d'avancement HQD a retiré la provision pour la « gestion des approvisionnements en temps réel ».

(p. 37) HQD reconnaît que, dans une situation où les besoins annuels en énergie 2 sont exactement équivalents aux moyens de long terme en place, il est difficile 3 d'équilibrer, heure après heure, les besoins de la clientèle avec les moyens 4 disponibles. Une portion des 8 760 valeurs constituant l'électricité patrimoniale 5 pourrait demeurer inutilisée, créant ainsi une réduction des moyens exploitables.

Toutefois, l'expérience acquise par le Distributeur indique qu'il n'apparaît pas 7 souhaitable de planifier la mise sous contrat de long terme de ressources pour 8 répondre à ce type de besoins, ces derniers étant très volatils.

Par ailleurs, dans le contexte d'une demande plus forte que prévue et d'une utilisation plus intensive de moyens très flexibles comme les achats sur le marché horaire, les

11 quantités d'électricité patrimoniale non consommée seraient infimes et la 12 flexibilité serait apportée par les achats de court terme requis pour équilibrer le bilan.

Q. 25.a : considérant la situation de surplus et la situation d'équilibre offre-demande qui suivra ne faudrait-il pas tenir compte en planification d'une provision pour le patrimonial inutilisé ? est-ce que je comprend bien qu'il serait possible si la demande est inférieure au scénario moyen de retrouver une situation comme en 2006 où une quantité significative du bloc patrimonial est restée inutilisée (1,9 TWh).

Réponse :

Le bilan en énergie présenté au tableau 5.1, est un bilan de long terme dont l'objectif consiste à déterminer les besoins en nouveaux approvisionnements de long terme. Le Distributeur, en retirant cette provision de son bilan, indique seulement qu'il n'est pas requis de mettre sous contrat de nouveaux approvisionnements en remplacement d'éventuelles quantités d'électricité patrimoniale inutilisées.

L'éventualité que le Distributeur se retrouve, comme en 2006, avec d'importantes quantités d'électricité patrimoniale inutilisées, est maintenant plus faible. En 2006, le Distributeur avait peu de contrats dont la revente était possible. En 2008, la marge de manœuvre du Distributeur est plus grande à cet égard.

Q. 25.b : Est-ce que vous recommandez en clair d'avoir des approvisionnements de long terme inférieurs au niveau de la demande du scénario moyen, et de combler le reste des besoins ainsi que les aléas excédentaires par des approvisionnements de court terme ? Prouvez nous que cette stratégie est optimale en terme de minimisation des coûts d'approvisionnement dans une vision de long terme ?

Réponse :

Le Distributeur planifie des approvisionnements de long terme pour satisfaire les besoins récurrents et significatifs du scénario moyen. Aucune provision pour la gestion de l'électricité patrimoniale n'est donc prise en compte.

(p. 38) TABLEAU 5.2 BILAN EN PUISSANCE EN MW

Q. 26 : Pour le partage de réserve avec les réseaux voisins avez-vous ou aurez-vous des engagements fermes avec les réseaux voisins, ou avec des producteurs voisins ? Êtes-vous sûr de pouvoir disposer de cette puissance en temps opportun si les réseaux voisins connaissent des pointes coïncidentes à la pointe du réseau québécois ?

Réponse :

À chaque année, le Distributeur achète de la puissance pour satisfaire ses besoins du prochain hiver. À des fins de planification, le Distributeur utilise le partage de réserve comme source d'approvisionnement de court terme, qu'il devra année après année, sécuriser par des achats fermes, si requis.

(p. 39) Vente de surplus :

Q. 27 : quelle est l'estimation la plus récente des surplus pour 2008 et 2009 ? Justifiez pourquoi il ne serait pas possible de prendre entente avec HQP pour écouler les surplus aux périodes de pointe et de partager avec HQP les revenus accrus de la revente ? ou encore de contracter un service de stockage et de revendre directement les surplus au moment opportun ? est-il exact de penser que le service de stockage pourrait s'obtenir à des conditions équivalentes à l'entente d'intégration éolienne ? Sans discuter des contraintes liées à la négociation d'une entente de stockage avec HQP (considérant que cela peut être perçu comme entrant en conflit avec ses propres intérêts d'exportateur, n'est-il pas exact de penser que cela permettrait de hausser les revenus retirés de la revente des surplus ?

Réponse :

Compte tenu de la suspension temporaire des livraisons de TCE, les surplus d'énergie sont estimés à 1,3 TWh en 2008 (dossier R-3649-2007). Pour l'année 2009, l'information présentée dans le plan d'approvisionnement (tableau 5.1) est toujours valable.

Par ailleurs, le type de stockage tel que décrit dans la question n'est actuellement pas offert par Hydro-Québec Production.

(p. 40) "En dernier recours, HQD peut également se prévaloir de l'option de ne pas programmer le contrat cyclable signé avec HQP ou de revendre les quantités restantes sur des bourses d'électricité situées dans les zones de contrôle voisines."

Q. 28 : HQD ne ferme donc pas la porte à ce qu'elle puisse revendre directement les surplus aux USA, conservant pour elle la marge qu'elle accorde aux revendeurs et les meilleurs revenus tirés de la revente en période de pointe ?

Réponse :

Lorsque le Distributeur procède à des transactions d'achat et de vente d'électricité sur les marchés DAM, il le fait par l'intermédiaire d'une contrepartie (courtier) qui lui remet les revenus (factures) des ventes (achats) réalisées moyennant des frais de service de 0,75 \$/MWh.

(p. 40-41) "HQD a désigné auprès d'HQT une capacité de 500 MW en importation sur l'interconnexion de New-York afin que cette capacité reste disponible à LT pour les approvisionnements à la pointe.

Q. 29 : y a-t-il effectivement une seule interconnexion reliant New-York ? la désignation de la capacité de 500 MW garantit-elle nécessairement une priorité de réservation pour HQD en cas de besoin relativement aux clients de services de transport fermes ?

Réponse :

Actuellement, une seule interconnexion permet au Distributeur d'importer à partir de l'état de New York sur une base commerciale.

La désignation de ressources permet de garantir la priorité du Distributeur pour alimenter sa charge locale.

(p. 41) 5.3 Stratégie envisagée à long terme

5.3.1 Besoins en énergie

“Après avoir lancé les appels d’offres découlant des blocs d’énergie déterminés par règlement du Gouvernement, le bilan en énergie sera en équilibre et aucun nouvel appel d’offres ne sera nécessaire sur l’horizon de planification.”

Q. 30 : De quel horizon parlez-vous ? si l’on regarde le tableau TABLEAU 5.1 BILAN EN ÉNERGIE EN TWh en page 36, des approvisionnements additionnels seront requis à partir de 2016 (1 TWh et plus après) : pourquoi ne devriez-vous pas lancez entre 2010 et 2012 un appel d’offres pour obtenir 5 à 6 ans après le nouvel approvisionnement de long terme dont vous aurez besoin? si le scénario fort se présentait ne devriez-vous pas prévoir plus tôt des appels d’offres ?

Réponse :

- (i) **L’horizon de planification du *Plan d’approvisionnement 2008-2017* du Distributeur est l’année 2017.**
- (ii) **Compte tenu du niveau des approvisionnements additionnels requis prévus en 2016 et en 2017, le Distributeur entend pouvoir acquérir ces approvisionnements à partir des marchés de court terme.**
- (iii) **Le Distributeur rappelle que dans sa décision sur le plan (D-2005-178), la Régie considère que le Distributeur est en mesure de compter sur les marchés de court terme au-delà de 5 TWh compte tenu que ces approvisionnements proviennent en partie du Québec. À plus long terme, si un scénario de demande plus fort se concrétisait, le Distributeur disposerait du temps nécessaire, en termes de délai d’acquisition, pour combler ses besoins supplémentaires de long terme par un appel d’offres.**

(p. 41) 5.3.2 Besoins en puissance

“Les besoins de fine pointe utilisés pour un nombre d’heures restreint, sont répondus par l’électricité interruptible et de l’abaissement de tension. Toutefois pour satisfaire des besoins de 1 000 à 1 500 MW supérieurs à ceux de la pointe 2007-2008, il est nécessaire de disposer de moyens dont l’utilisation peut s’étendre sur un grand nombre d’heures et capables de produire de grandes quantités d’énergie pendant les mois d’hiver. Il est donc important que les prochains approvisionnements en puissance comportent peu de restrictions quant au nombre d’heures d’utilisation.”

(p. 43) “L'information disponible indique actuellement que le facteur d'utilisation des moyens recherchés pourrait être élevé. Compte tenu de l'ampleur des besoins et de l'information actuellement disponible, un tel appel d'offres apparaît donc inévitable...”

3. Lancer un appel d'offres pour des livraisons aux heures de plus forte consommation “

Q. 31 : est-ce que vous escomptez faire des appels d'offre de moyen ou long terme, si ce marché existe, pour obtenir la puissance et l'énergie accrue nécessaire en période de pointe pour les années à venir, au lieu de dépendre de l'interruptible et de l'abaissement de tension, qui ne peuvent servir qu'un nombre d'heures limité par années, et des marchés de court-terme ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 26.1 de la Régie (HQD-3, Document 1).

(p. 43-44) “- définition précise du produit recherché, en termes de facteur d'utilisation mensuel, période de l'année où le produit doit être disponible, date de début des livraisons, durée de contrats, etc. ;

(p. 44) - développement d'une liste de critères appropriés au produit recherché et soumission d'une grille des critères d'analyse des propositions à la Régie, pour approbation.”

Q. 32 : quel horizon est requis pour réaliser ces étapes et dans le cadre de quel processus escomptez-vous développer la grille de critères et la faire approuver ?

Réponse :

En ce qui a trait à l'horizon pour la réalisation des étapes précédant le lancement d'un appel d'offres, voir la réponse à la question 26.1 de la Régie (HQD-3, Document 1).

Par suite d'une définition précise des produits recherchés et d'une réévaluation des options d'approvisionnement, le Distributeur pourrait adresser à la Régie une demande d'approbation pour des critères d'analyse et une grille de pondération. Une telle demande serait toutefois adressée dans la mesure où il est toujours requis de lancer un appel d'offres pour des approvisionnements en puissance.

(p. 44) “Dans la décision D-2005-178 sur le Plan d’appro. 2005-2014 la Régie demandait à HQD de déposer ses critères de sélection des offres... Pour l’instant, le développement de critères de sélection est un exercice prématuré qui a tout avantage à être réalisé au moment opportun, lors du lancement de chacun des appels d’offres. D’une part, il n’est pas envisagé de lancer un appel d’offres à long terme pour des besoins en énergie et ouvert à toutes les sources d’approvisionnement (voir à la section 5.3.1). Par ailleurs, lorsque le législateur définit par règlement des blocs d’énergie ainsi que des préoccupations environnementales et sociales, une grille d’analyse et des critères de sélection appropriés aux circonstances doivent être développés.”

Q. 33.a : est-il pertinent et efficace de redéfinir une grille de critère à chaque appel d’offres ? Pour les blocs d’énergie décidés par le gouvernement, qui propose et décide des critères ? concernant les appels d’offre pour les éoliennes (2 000 MW et 500 MW) quand faut -il définir et entériner la grille de critères ? n’y aurait t-il pas des critères génériques qui sont pertinents quel que soit l’appel d’offres en cause ? pourquoi ne pas être proactifs en définissant une grille de critère générique, qui pourrait servir plus tôt que prévu si le scénario fort devait se réaliser par exemple ?

Réponse :

Il existe en effet certains critères génériques que l'on retrouve dans chacun des appels d'offres. Ce sont les critères du prix de l'électricité, de la solidité financière, de l'expérience pertinente et de la faisabilité du projet. Cependant lorsqu'il s'agit de blocs d'énergie déterminés par règlement, ceux-ci sont assujettis à des préoccupations économiques, sociales et environnementales du gouvernement qui leur sont propres et qui doivent se traduire dans une grille d'évaluation spécifique. Pour les futurs appels d'offres de long terme ouverts à toutes les sources, le Distributeur réitère que l'élaboration de la grille de critère sera réalisée en temps opportun, en tenant compte notamment de la nature particulière des besoins à combler.

Q. 33.b : fournissez-nous la grille de critères qui a servi pour sélectionner les offres antérieures auxquelles réfère le tableau 4.1 CONTRATS DE LONG TERME SIGNÉS REGROUPÉS PAR APPEL D’OFFRES, en page 29.

Réponse :

Les grilles de sélection ont été dûment approuvées par la Régie. On peut les trouver en consultant les dossiers suivants :

R-3470-2001 ; R-3513-2003 ; R-3525-2004 ; R-3540-2004 ;
R-3589-2005 ; R-3595-2006 ; R-3628-2007.

(p. 45-46) 5.4 Pratiques du Distributeur en matière d'approvisionnement de court terme

- aligner ses pratiques de conduites d'appels d'offres avec les pratiques de l'industrie
- améliorer la performance de la prévision des besoins pour l'horizon de l'année courante
- porter une attention particulière aux problématiques de revente des surplus afin de maximiser la valeur des surplus et intéressé le plus de contreparties possibles (nouveau point de livraison d'HQT au Québec et possibilité pour les contreparties utiliser un autre point de livraison au Québec)

Q. 34 : de quelle pratiques de l'industrie parlez-vous ? quels changement organisationnels et réglementaires cela exigerait ? quelle méthode et/ou démarche escomptez vous appliquer pour améliorer la prévision de la demande à court terme ? quelle différence y a t-il pour un revendeur d'utiliser un autre point de livraison au Québec plutôt que d'utiliser le point de livraison d'HQT au Québec ?

Réponse :

Pratiques de l'industrie : Le Distributeur veut alléger la conduite de ses appels d'offres de court terme afin d'en améliorer l'efficacité. Voir la réponse à la question 29.1 de la Régie (HQD-3, Document 1).

Amélioration de la prévision : Voir la réponse à la question 5 de la Régie (HQD-3, Document 1).

Différence entre les points de livraison : En choisissant le point HQT, la contrepartie (le revendeur) reçoit au Québec l'énergie vendue par le Distributeur. Si la contrepartie désire exporter l'énergie, elle doit alors réaliser les réservations de transport appropriées auprès de TransÉnergie selon les modalités prévues au document Tarifs et conditions du service de transport.

Pour une contrepartie choisissant plutôt un point de livraison à la frontière, c'est le Distributeur qui se charge de la réservation de transport auprès de TransÉnergie et qui en paie la facture. La contrepartie peut demander un changement de point de livraison au Distributeur. S'il y a lieu, le Distributeur et la contrepartie

partagent alors les profits générés par ce changement de point de livraison

(p. 51) **6.1 Résultats préliminaires de l'étude de balisage**

“Les principaux constats sont les suivants :

- La quantité de réserve d'exploitation requise augmente en fonction de la quantité de production éolienne intégrée au réseau. Cette relation est observée même pour de faibles quantités de production éolienne intégrée et dans des réseaux interconnectés ;”

Q. 35 : est-ce que la relation de dépendance entre la quantité de réserve et la capacité éolienne intégrée au réseau est linéaire ou s'il y a place à des économies d'échelle en sorte qu'il faille augmenter la réserve moins vite que ce que croît la capacité ?

Réponse :

L'impact de la production éolienne sur les réserves d'exploitation est un sujet présentement à l'étude et il serait difficile d'anticiper ou de spéculer sur d'éventuels résultats. Le seul constat qu'Hydro-Québec est actuellement en mesure d'établir, c'est que les études menées sur le sujet conduisent à des conclusions très variables et qui dépendent des conditions locales d'implantation des éoliennes.

(p. 52) “ • Aucune étude réalisée sur la contribution en puissance ne prend en considération la coïncidence entre la pointe de la demande sur le réseau et les basses températures (sous les -30°C) forçant les arrêts de production éolienne.”

Q. 36 : Est-ce que toutes les marques d'éoliennes font face à cette limite ? est-ce qu'il est pensable qu'un choix de matériaux, ou une technologie de production (chauffage des parties sensibles par ex.), mieux adaptés à notre climat pourrait faire reculer cette limite ?

Donc ne serait-il pas pertinent de faire de la recherche visant à permettre l'usage des éoliennes à une moindre température ?

Réponse :

1. **Toutes les éoliennes qui ont été proposées jusqu'à présent au Distributeur doivent pouvoir être exploitées à des températures froides jusqu'à -30 °C. Cependant, plusieurs modèles d'éoliennes parmi les plus commercialisées au monde ne disposent**

actuellement pas d'un ensemble « Climat froid » reconnu par une firme de certification.

2. Des matériaux appropriés et une technologie de production (chauffage des partis sensibles par ex.) pourraient étendre la gamme de températures dans laquelle une éolienne peut être exploitée. Cependant les manufacturiers doivent évaluer le marché pour ce type de technologie et le comparer au coût de développement.
3. Plusieurs travaux de recherche ont été faits et continuent à se faire dans le monde et au Québec sur le comportement des éoliennes par températures très froides ou sous givrage atmosphérique. Au Québec, le comportement par températures froides fait notamment l'objet des activités du centre Corus et de la Chaire de recherche du Canada en aérodynamique des éoliennes en milieu nordique.

(p. 54) “Il faut d’ailleurs noter que la majorité des études portant sur les coûts d’équilibrage ne couvrent que l’impact sur les quantités requises de réserves d’exploitation et de provisions pour aléas ainsi que les impacts sur l’utilisation des équipements de production assurant l’équilibrage. “

Q. 37 : quels autres facteurs faut-il prendre en compte du point de vue production et transport ? de quel niveau sont les coûts d’équilibrage ailleurs dans le monde ?

Réponse :

Un rapport de balisage est en préparation et fournira des indications sur les coûts d’intégration de la production éolienne et les types d’impacts qui y sont associés.

(p. 55) “Ainsi les travaux requis pour positionner clairement le Distributeur face aux ententes d’intégration éoliennes sont les suivants : ...”

Q. 38 : Est-ce que l’entente d’équilibrage actuel apparaît à HQD comme un outil permettant d’optimiser l’intégration de l’énergie éolienne dans son portefeuille de moyens d’approvisionnements ? Le manque de connaissances sur les éoliennes empêche-t-elle un usage optimal des éoliennes et du parc de production hydraulique au Québec ?

Réponse :

- 1- L'entente d'intégration actuelle facilite l'intégration de la production éolienne au portefeuille d'approvisionnements du Distributeur, particulièrement dans le contexte où la contribution en puissance d'un nombre limité de parcs éoliens est incertaine

- 2- Actuellement, il y a peu de production éolienne sur le réseau d'Hydro-Québec. Conséquemment, l'impact est peu perceptible. Par ailleurs, le « manque de connaissance » sera comblé par les études menées par le Distributeur et dont l'échéance est fournie en réponse à la question 34.2 de la Régie (HQD-3, Document 1)

(p. 57) **7.1.1 Incertitude quant aux quantités requises et livrées**

(p.58) Afin de contrôler les risques de crédit, les transactions physiques d'électricité à court terme réalisées par Hydro-Québec Distribution sont régies par des ententes cadres EEI (Edison Electric Institute).

Q. 39 : HQD se prémunit-elle intégralement contre les aléas de l'offre ? par ex. le défaut de livraison est-il vraiment couvert par des dépôts ou des garanties solides ou si le fournisseur qui fait défaut de livrer peut briser le contrat et ne rien avoir à payer en compensation ?

Réponse :

Le défaut de livrer l'énergie contractuelle dans les contrats d'approvisionnement en électricité, tant pour le court terme que pour le long terme, est couvert par des clauses de dommages liquidés payables au Distributeur. Les garanties financières déposées auprès du Distributeur servent à garantir le paiement de tels dommages s'ils surviennent. Par ailleurs, à moins que le Distributeur ne soit lui-même en défaut, le fournisseur ne peut mettre fin à son contrat sans s'exposer à des dommages et intérêts.

(p. 57) "HQD pourrait réduire le délais entre l'appel offre et la livraison effective d'électricité et utiliser des dérivés financiers pour éliminer le risque lié aux fluctuations de prix, mais HQD dispose d'un compte de frais reportés absorbant les fluctuations de coûts des approvisionnements"

Q. 40 : L'absence de couverture des fluctuations de prix n'implique-t-elle pas que les clientèles assument tous les risques liés à ce type de fluctuation, et donc qu'il serait pertinent d'évaluer la rentabilité d'une telle couverture pour la clientèle ?”

Réponse :

Le Distributeur tient d'abord à préciser que la citation présentée en préambule correspond à celle de l'intervenant puisqu'elle ne constitue pas une affirmation du Distributeur.

Le Distributeur maintient néanmoins que le compte de frais reportés demeure le meilleur outil pour niveler les fluctuations du coût d'approvisionnement au cours des années.

B) ANNEXES du PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017

Référence : HQD-1, Document 2

(p. 11) ANNEXE 1A LOCALISATION DE L'INFORMATION DEMANDÉE AU GUIDE DE DÉPÔ, point 3 :

(p. 12) Point 11 : quelles sont les hypothèses de prévision du taux de perte de transport et du taux de perte de distribution

(p. 55-56) “Pour l'année 2007, le taux de pertes global normalisé projeté est de 7,7 %.

16 C'est le taux de pertes anticipé considérant les résultats normalisés de ventes et

17 de besoins des derniers mois et les prévisions de ventes et de besoins des prochains mois. Pour les années 2008 et suivantes, l'hypothèse de taux de

2 pertes global retenue est de 7,5 % et suppose un taux de pertes de transport de

3 5,2 %. Ce taux global correspond à la moyenne des taux de pertes normalisés

4 des années 2004 à 2006 corrigée pour l'écart entre la moyenne des taux réels de

5 pertes de transport durant ces trois années et le taux de pertes de référence de

6 5,2 % utilisé comme hypothèse prévisionnelle. Ce taux global est stable sur tout

7 l'horizon prévisionnel en raison de l'absence d'indication de croissance ou de décroissance d'un tel taux dans l'avenir.”

Q. 41 : Vous serait-il possible d'estimer le taux de perte en simulant l'opération future des réseaux de transport et de distribution ? Quels éléments pourraient indiquer une croissance ou une décroissance du taux de perte dans le futur ?

Réponse :

Pour les fins de la planification de ses approvisionnements sur l'horizon du Plan, le Distributeur estime suffisant de retenir un taux de pertes global de 7,5 %, supposant un taux de pertes de transport de 5,2 % et s'appuyant sur une moyenne des taux de pertes normalisés des années 2004 à 2006, tel qu'expliqué plus en détails dans la citation en préambule.

(p. 13, point 18) Q. 42 : quand la démonstration du respect du critère en énergie et puissance pour novembre 2007 sera-t-elle déposée ?

Réponse :

Le Distributeur a transmis à la Régie tous les documents afférents à l'attestation de fiabilité de novembre, le 4 décembre 2007.

(p. 14, point 25 et 26) Q. 43 : on parle du respect critère de fiabilité en énergie et en puissance sur l'horizon du plan, alors que dans votre preuve vous traitez le respect du critère sur un horizon de 4 ou 5 ans, et non 10 ans, pourquoi ?

Réponse :

Conformément à la décision de la Régie sur le Plan d'approvisionnement 2005-2014 (D-2005-178), le Distributeur applique son critère de fiabilité en énergie sur un horizon de cinq ans compte tenu qu'au-delà de cet horizon de planification le Distributeur peut se procurer de nouvelles sources d'approvisionnement de long terme afin de respecter le dit critère.

(p. 15, point 30) Q. 44 : on demande les moyens pour répondre aux besoins imprévisibles ou composer avec des besoins plus faibles que prévus : vous vous limiter à discuter des moyens pour répondre à un écart type de l'aléas totale , quelle serait les moyens additionnels pour répondre à l'aléa complet, soit l'aléa maximal tel que rencontré historiquement (voir la question 19, partie A)?

Réponse :

Voir la réponse à la question 19c.

(p. 15) point 31 : la Régie demande de démontrer que la stratégie d'approvisionnement assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce au plus bas coût possible compte tenu des risques, pourquoi ne fournissez vous pas de preuve de minimisation de coûts : voir nos questions dans la partie A, relativement à la minimisation des coûts ainsi que :

Q. 45.a : Nous considérons donc que la preuve de minimisation des coûts d'approvisionnement est inadéquate : présentez-nous les coûts des différents moyens d'approvisionnements et des options possibles, avec la preuve que votre stratégie d'approvisionnement permet vraiment de minimiser les coûts ?

Réponse :

En vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le Distributeur doit acquérir ses approvisionnements « *sur la base du prix le plus bas [...] en tenant compte du coût de transport applicable* » (art. 74.1). La Régie approuve les contrats de long terme attribués par appel d'offres et s'assure, au moyen d'un suivi spécifique, que les achats de court terme effectués le sont au meilleur coût. Enfin, la Régie exerce encore un jugement sur les coûts des approvisionnements au moment où elle fixe les tarifs du Distributeur. Voir également R-3550-2004, HQD-5, Document 1.2, p. 14-16.

Q. 45.b : Considérez-vous que l'on puisse faire de la planification intégrée des ressources sans considérer le coût des diverses options d'approvisionnement ?

Réponse :

La *Loi sur la Régie de l'énergie* ne prévoit pas la « *planification intégrée des ressources* ».

(p. 16, point 35) Q. 46 : pouvez-vous élaborer sur les risques spécifiques associés à chaque source d'approvisionnement, au delà de ce qui est fourni déjà ?

Réponse :

Voir HQD-1, Document 1, p. 56-60.

(p. 39) ANNEXE 2A PRÉSENTATION DÉTAILLÉE DU SCÉNARIO MOYEN

(p. 43) “Pour l'instant, HQD ne retient pas l'hypothèse de ralentissement important de l'activité économique, mais il pondère son scénario moyen pour tenir compte des risques plus élevés.”

Q. 47 : qu'entendez-vous par pondère son scénario moyen ? quel sont les variables qui sont affectées par cette pondération ?

Réponse :

Voir la réponse à question 1.1 de la Régie (HQD-3, Document 1).

(p. 49) Q. 48 : Quel sera l'impact sur l'évolution de la demande d'électricité si le prix du baril de pétrole se maintient autour de 90\$/baril (en dollar US courant) sur tout l'horizon du plan d'approvisionnement ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'UC (HQD-3, Document 12).

(p. 65) TABLEAU 2A-13 ÉLASTICITÉS ET SENSIBILITÉS PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

Q. 49 : pourquoi ne pas distinguer la sensibilité ou élasticité aux divers paramètres issues des modèles d'estimation économétrique, de la sensibilité aux divers paramètres de vos modèles de simulation technico-économiques (où les prix des combustibles par exemple influencent les choix énergétiques des consommateurs résidentiels et commerciaux ?

Réponse :

Comme le Distributeur le mentionne à la page 64 de la pièce HQD-1, Document 2, Annexe 2A, les élasticités et la sensibilité présentées dans le tableau 2A-13 sont sous-jacentes aux modèles utilisés dans chaque secteur de consommation.

Dans le modèle de simulation technico-économique utilisé par le Distributeur pour effectuer la prévision de la demande d'électricité au secteur Domestique et agricole, les prix des combustibles n'influencent pas la consommation d'électricité des

consommateurs résidentiels. C'est pourquoi, au tableau 2A-13 la mention « s.o. » (sans objet) se retrouve sous la rubrique *Élasticité prix croisée – Domestique et agricole.*

(p. 70) **TABLEAU 2B-1 PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES, ÉCONOMIQUES ET ÉNERGÉTIQUES SCÉNARIO FORT et Faible :**

Q. 50 : pourrait-on avoir dans le scénario faible des prix de combustibles plus élevés que dans le scénario fort, ces prix plus élevés (résultant de choix politique exogènes du cartel pétrolier par exemple) agissant comme un frein supplémentaire à la croissance, justifiant, avec d'autres facteurs exogènes, un scénario plus faible ?

Réponse :

Non, le Distributeur n'envisage pas un tel scénario. En effet, il s'agit ici d'une prévision de long terme, qui s'appuie sur des facteurs structurels. Un prix plus élevé résultant de choix politique exogène pourrait se voir à court terme, mais il se traduirait à la longue par une baisse de la demande (par le biais d'un ralentissement économique ou de substitutions) et entraînerait par là même une baisse des prix du pétrole (et donc des revenus du cartel). Un prix élevé du pétrole ne peut perdurer sur le long terme que s'il est soutenu par une croissance élevée de la demande et/ou une croissance des coûts de production et qu'il en résulte un équilibre ténu entre l'offre et la demande.

(p. 89) **PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEUR DE CONSOMMATION SCÉNARIO MOYEN (TWh)**

Q. 51 : faites-vous explicitement l'hypothèses que la baisse de la demande industrielle se résorbe et revient à la croissance normale, après récupération de la baisse de 2007 à 2009, donc que les usines fermées réouvriront après quelques années, ou si cela découle des prévisions économiques sans influence du jugement que vous portez sur le retour à la normale du secteur industriel ?

Réponse :

Chaque secteur d'activités est traité en regard de ses propres perspectives de croissance structurelle de long terme. Pour certains secteurs, les fermetures d'usines sont considérées

comme permanentes et pour d'autres, elles résultent du contexte économique défavorable à court terme.

(p. 94) Q. 52 : le chauffage électrique d'appoint est-il considéré au secteur institutionnel et commercial ? cela accapare quelle quantité d'énergie ?

Réponse :

Les systèmes auxiliaires fonctionnant à l'électricité, pour les bâtiments qui ont un système de chauffage fonctionnant à l'énergie fossile, sont intégrés dans la part de marché du parc global des systèmes de chauffage à l'électricité. La consommation des systèmes auxiliaires ne fait pas l'objet d'une modélisation endogène isolée, mais elle est prise en compte implicitement.

(p. 97) Correction à apporter : au tableau de cette page on indique **Plan 2006-2014 au lieu de Plan 2005-2014.**

Q. 53 : n'est-il pas exact que la demande avant économie d'énergie augmente plus vite dans le plan actuel que dans le précédent et que ce sont les objectifs plus ambitieux d'économie d'énergie qui permettent d'inverser la situation ?

Réponse :

Oui, les économies d'énergie du PGEÉ prises en compte dans la prévision de la demande du présent Plan sont effectivement plus importantes que celles qui étaient véhiculées lors du précédent Plan, le Distributeur mentionne à la ligne 9 de la page 97 et aux lignes 1 et 2 de la page 98 de la pièce citée en référence que le rehaussement de l'objectif du PGEÉ entre les deux plans est un facteur important de la révision à la baisse de la prévision de la demande du Plan d'approvisionnement actuel.

Sur l'horizon du tableau cité en référence (2004-2014), la croissance des ventes totales avant économies d'énergie (PGEÉ seulement) prévues au présent Plan d'approvisionnement est de 25,7 TWh pour une croissance annuelle moyenne de 1,5 %, alors que pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, cette croissance est de 23,7 TWh pour 1,4 % de croissance annuelle moyenne.

(p. 121) La portion des ventes soumise aux aléas climatiques, c'est-à-dire l'électricité utilisée pour le chauffage et la climatisation, découle des hypothèses technico-économiques pour les marchés résidentiel (secteur Domestique et agricole) et commercial et institutionnel (secteur Général et institutionnel).

Q. 54 : Le niveau des activités commerciales et industrielles n'est-il pas affecté par les conditions météo, sans que cela ne passe directement par le chauffage et la climatisation ?

Réponse :

Tel que mentionné à la section 2.2 de l'annexe 2E de la pièce HQD-1, Document 2, les nouveaux pourcentages de répartition de l'impact des conditions climatiques attribuent désormais un aléa climatique aux ventes d'électricité au secteur industriel en regard du chauffage et de la climatisation dans ce secteur. Ainsi, le texte en référence tiré de la section 1.1 de cette même annexe n'est pas exact puisqu'il exclut le marché industriel.

Le Distributeur ne croit pas qu'une portion additionnelle des ventes devrait être soumise aux aléas climatiques. Si certaines relations peuvent être observables à très court terme entre le niveau de l'activité commerciale et industrielle et les conditions climatiques, notamment les mises en chantier et autres investissements en capital physique, en général, il appert que ces effets sont temporaires et se renversent à l'intérieur d'une même année.

(p. 121-122) 1.1.1 Secteur Domestique et agricole

“À moyen et long terme, le modèle le plus utilisé par le Distributeur est le modèle technico-économique (REEPS). À court terme, le Distributeur se sert aussi de modèles autorégressifs SARIMA, d'un indice précurseur des ventes d'électricité (IPVE) et des modèles analytiques pour orienter sa prévision.”

Q. 54 : comment faites-vous pour décider qu'une approche donne de meilleures prévisions, est-ce que le choix est purement subjectif ou intuitif, ou si vous avez des outils objectifs pour décider des meilleures prévisions ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.2 de la Régie (HQD-3 Document 1).

(p. 129) “L'approche retenue pour estimer l'aléa prévisionnel sur les besoins en énergie visés par le Plan se base sur la construction, pour chaque année de prévision, d'une distribution de probabilité des valeurs possibles des besoins annuels en énergie à conditions climatiques normales. Tout d'abord, cette approche consiste à exprimer l'évolution des besoins annuels en énergie par une équation ne faisant appel qu'à un nombre restreint de variables explicatives...”

Q. 55 : ne serait-il pas possible, voire souhaitable pour estimer l'aléa prévisionnel de simuler les modèles technico-économiques pour différentes valeurs aléatoires des paramètres (variables explicatives) pour rester en lien avec la détermination des scénarios forts et faibles ?

Réponse :

L'estimation de l'aléa prévisionnel à l'aide des modèles technico-économiques serait un exercice ardu en raison du grand nombre d'équations, de paramètres et de variables explicatives contenus dans ces modèles. De plus, une simulation de type Monte-Carlo de la demande des différents secteurs de consommation à l'aide des modèles technico-économiques, et éventuellement la combinaison de leurs résultats, pose de sérieuses difficultés quant à la corrélation à retenir entre les nombreuses variables explicatives à générer requises par ces modèles.

(p. 130) “• les besoins associés aux forts consommateurs industriels (alumineries, usines de magnésium et QIT - Fer et Titane Inc.) additionnels à ceux de 1984.”

Q. 56 : pourquoi l'année 1984 ?

Réponse :

L'année 1984 est la dernière année avant l'entrée en croissance importante des besoins associés aux forts consommateurs industriels (alumineries, usines de magnésium et QIT - Fer et Titane Inc.).

(p. 132) • les variables explicatives sont distribuées conjointement selon une loi Two-piece-Normal (TPN présentant une distribution normale avec une variance spécifique pour les valeurs inférieures à la moyenne différente pour les valeurs supérieures à la moyenne) dont la moyenne est égale à la valeur correspondant au scénario moyen ;

Q. 57 : pourquoi une distribution TPN est-ce dû au fait que les scénarios faible et fort ne sont pas distribués symétriquement p/r au scénario moyen ?

Réponse :

Oui. La loi TPN permet de tenir compte, s'il y a lieu, d'une asymétrie dans l'incertitude touchant les variables explicatives.

(p. 132) • les scénarios faible et fort des variables explicatives couvrent une probabilité de 70 %

Q. 58 : cette probabilité n'est-elle pas variable avec les années, à moins qu'HQD n'impose cette condition ?

Réponse :

Tout comme l'incertitude sur les variables explicatives qui croît avec le temps, les fourchettes des scénarios faible et fort des variables explicatives croissent aussi avec le temps ce qui permet de retenir, sur tout l'horizon, l'hypothèse que les scénarios faible et fort des variables explicatives couvrent une probabilité de 70 %.

(p. 132) • les variables explicatives sont corrélées entre elles. La corrélation retenue correspond à la corrélation historique de la période 1988-2006.

Q. 59 : pourquoi pas de 1973-2006 au lieu de 1988-2006 ?

Réponse :

L'évaluation de la corrélation entre les variables explicatives sur la période historique de 1973-2006 peut être biaisée par le fait que ces variables ont connu une forte croissance au cours de cette période. Afin d'atténuer l'effet de croissance dans l'évaluation de la corrélation, il est souhaitable d'estimer la corrélation entre les variables explicatives sur une plus courte période, soit la période 1988-2006.

(p. 139) **Q. 60** : pourquoi le modèle Puisclim divise-t-il l'année en 3 périodes, plutôt qu'en 4, considérant qu'à l'été officiel on a surtout de la climatisation et très peu de chauffage ?

Réponse :

À la base, le modèle Puisclim d'estimation horaire des besoins québécois en fonction des conditions climatiques, modèle établi par Hydro Québec TransÉnergie, évalue de manière distincte les besoins liés au chauffage de l'espace et ceux liés à la climatisation. En général durant l'été, le modèle estimera donc naturellement des besoins plus importants liés à la climatisation qu'au chauffage.

Par ailleurs, lors du développement de Puisclim, afin d'obtenir une meilleure estimation des besoins horaires, le Transporteur a choisi d'estimer les paramètres du modèle pour des périodes spécifiques du cycle annuel plutôt que pour l'ensemble de l'année. Ainsi, le Transporteur a jugé qu'en divisant le cycle annuel en trois périodes (novembre à mars, avril à juillet et août à octobre), périodes communément appelées « saisons » aux fins du modèle, il obtenait de Puisclim une précision satisfaisante quant à l'estimation horaire des besoins québécois tout au long de l'année.

(p. 155) Les consommations journalières de chauffage des locaux aux tarifs D et DM ont été estimées à partir d'un échantillon d'environ 300 clients mesurés à cet effet.

Q. 61 : quelle est la marge d'erreur amenée par l'utilisation d'un échantillon restreint de 300 ménages ? qu'est-ce qui prouve que l'échantillon est représentatif de toute la population ? (seulement :) est-ce que la prise en compte de d'autres facteurs comme le degré d'humidité pourrait modifier la température résultante ? les années 2004 et 2005 sont-elles représentatives des normales climatiques ? Si je comprend bien les gens commenceraient en moyenne à chauffer lorsque la température externe est de 16 C° ou moins ?

Réponse :

Marge d'erreur amenée par l'utilisation d'un échantillon de 300 ménages :

L'échantillon de clients avec un sous-mesurage du chauffage des locaux est relativement restreint. Ce nombre a été en progression au fil des années et continuera de l'être avec de nouvelles installations qui s'ajouteront dans les années à venir. À noter que le type d'équipement de mesurage spécialisé nécessaire, son coût et la complexité des installations constituent des contraintes importantes au recrutement de clients au programme

de mesurage. Il n'y a pas de norme de précision dans l'industrie pour le sous-mesurage des usages par catégories de consommateurs. Toutefois, il serait normal que ce niveau de précision soit statistiquement moins bon que celui pour l'ensemble de la consommation pour une catégorie de consommateurs, compte tenu qu'il s'agit d'une sous-segmentation de cette dernière. Or, la norme de précision dans l'industrie au niveau de l'ensemble de la consommation d'une catégorie de consommateurs est de 10 % de marge d'erreur. Le Distributeur estime que la marge d'erreur de son échantillon de chauffage se situe légèrement au-dessus de 10 %, ce qui constitue un niveau convenable dans le présent contexte d'autant plus que ce niveau s'améliorera progressivement dans les années à venir.

Échantillon représentatif de toute la population :

La sélection de l'échantillon est faite selon les règles de l'art, sur le plan statistique, et il est considéré représentatif dans la mesure où les normes de précision convenues sont respectées.

L'analyse réalisée relativement à la température de référence à utiliser pour établir les degrés-jours de chauffage au secteur Domestique et agricole indique que c'est la température de 16°C qui permet d'obtenir la meilleure régression linéaire entre les consommations journalières estimées pour l'ensemble du chauffage des locaux aux tarifs D et DM et les degrés-jours de chauffage quotidiens. En principe, ce résultat signifie que les clients commencent en moyenne à chauffer lorsque la température externe descend sous le seuil de 16°C.

Étant donné que l'analyse réalisée n'a pas considéré, en plus de la température, d'autres facteurs comme le taux d'humidité, le Distributeur n'est pas en mesure de préciser si la prise en compte d'autres facteurs pourrait modifier le choix de la meilleure température de référence.

Par ailleurs, les années 2004 et 2005 utilisées pour établir les régressions entre les consommations journalières de chauffage et les degrés-jours de chauffage n'ont pas besoin d'être représentatives de la normale climatique pour que l'analyse réalisée par le Distributeur soit valable.

(p. 164) “• le démantèlement du poste Monroe aux USA, en mars 2007, soustrait la possibilité d’importer en pointe 600 MW via la ligne des Cantons;”

Q. 62 : pourquoi le poste Monroe est-il démantelé ? HQD n’aurait-elle pas pu s’entendre avec son propriétaire pour qu’elle maintienne le poste en échange d’un engagement d’utilisation future ?

Réponse :

Depuis plusieurs années, le poste Monroe n'a pas été utilisé. Par ailleurs, son utilisation en vue d'alimenter le Québec en pointe l'hiver posait des problèmes de disponibilité de production dans la zone immédiate où ce poste se trouvait et des problèmes de transport entre ce poste et les centres de production du sud de l'état.

Pour cette raison, il aurait été difficile de justifier de prendre un engagement d'utiliser ces installations, comme le suggère l'ACEF, tout en sachant que la disponibilité de production dans cette zone est problématique.

Il serait plus justifié de chercher à réactiver un lien en importation à partir du poste Sandy Pond, dans la région de Boston, sachant que cette zone est mieux pourvue en production disponible.

Pour un complément de réponse, voir la réponse à la question 12.1 de la Régie (HQD-3, Document 1).

(p. 166) “- La mise en service des parcs éoliens en Gaspésie risque de restreindre la capacité d’importation à partir des interconnexions du Nouveau-Brunswick, particulièrement sur celle de Eel River (350 MW), lorsque les parcs éoliens produisent à pleine capacité.”

Q. 63 : en clair est-ce parce que le réseau de transport actuel a une capacité limitée de transit vers le sud de la province qui ne peut permettre à la fois le transit de l’énergie éolienne et des importations du Nouveau-Brunswick ?

Réponse :

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

(p. 166) “- L'importation de quantités substantielles n'est possible que par l'interconnexion à courant continu (NE) reliant le réseau d'HQT au poste Sandy Pond. Les deux autres interconnexions ne donnent pas accès à des zones où la puissance installée peut transiter jusqu'au Québec”

Q. 64 : pourquoi y a-t-il une interconnexion de cette capacité si le réseau de transport du côté américain n'a pas les capacités correspondantes ?

Réponse :

Les interconnexions Derby (DER-HQT) et Highgate (HIGH-HQT) permettent l'exportation vers le Vermont et l'entraide lors de situation de force majeure. De plus, de l'autre côté de la frontière, il n'existe pas suffisamment de moyens de production et de transport pour l'alimentation des charges du nord du Vermont et soutenir des exportations vers le Québec.

(p. 166-167) “ La remise en service de la phase 1 de l'interconnexion, en utilisant le poste Sandy Pond, Massachusetts vers le poste Des Cantons est à l'étude, cela permettrait d'importer 690 MW en cas de force majeure mais cette capacité ne pourrait servir pour réaliser des transactions commerciales.

Q. 65 : qu'entend-on par cas de force majeure et transactions commerciales ? où est situé le goulot d'étranglement exactement ?

Réponse :

Dans le passage cité, « force majeure » désigne une situation d'urgence où Hydro-Québec TransÉnergie serait sur le point de délester des charges après avoir pris tous les moyens pour éviter cette situation. Le recours à une telle procédure d'urgence oblige Hydro-Québec TransÉnergie à effectuer un rapport au NPCC.

Des transactions commerciales sont des achats ou ventes d'énergie et de puissance entre différents intervenants sur les marchés. Ces transactions sont prises en compte par les répartiteurs des réseaux en vue d'assurer le transport des quantités d'électricité concernées.

L'exploitation d'un poste sur une base commerciale exige l'application de certaines normes quant aux automatismes et protection qu'une exploitation en mode d'urgence ne requiert pas.

(p. 167) L'interconnexion NE est assujettie à l'achat de droits de passage fermes auprès des détenteurs de droit aux USA, et à un minimum technique de 105 MW par phase.

Q. 66 : pourquoi cette contrainte technique et combien de phases y a t'il ?

Réponse :

Le Distributeur aurait dû utiliser le terme pôle qui décrit mieux la ligne d'interconnexion. L'interconnexion NE est constituée d'un bipôle de plus et moins 500 kV. Il y a donc deux pôles et les installations peuvent être exploitées en mode monopolaire à la moitié de la puissance ou en mode bipolaire à pleine puissance. Les convertisseurs qui alimentent les pôles sont pourvus de thyristors qui, de part leur nature ne peuvent pas maintenir la circulation d'un courant inférieur à 10 % de leur capacité nominale. Cette contrainte se traduit par une puissance minimum de 105 MW en exploitation monopolaire et de 210 MW en exploitation bipolaire. Le mode normal d'exploitation de l'interconnexion est le mode bipolaire mais, par exception, si les conditions d'exploitation du réseau le permettent, le mode monopolaire pourrait être autorisé.

(p. 167-168) Nouvelle interconnexion à partir de mai 2009, la capacité s'élèvera à 1 250 MW en réception. Mais des demandes de réservations auprès d'HQT totalisant 500 MW ont été faites par des tiers réduisant la capacité disponible pour HQD.

Q. 67 : les tiers incluent-ils HQP ? sinon qui ont-ils ?

Réponse :

Les demandes dont il est question ont été faites par les compagnies Cargill et Brookfield. La liste des études d'impact est disponible sur le site OASIS du Transporteur, à l'adresse ci-dessous:

http://www.hydroquebec.com/transenergie/oasis/fr/etudes_impact.shtml

(p. 168 et 171) “• Réseau de Brookfield : demeure sous le contrôle d'un seul producteur qui peut décider à tout moment de vendre à un tiers de son choix”

Q. 68 : HQD peut-elle s'engager par contrat ferme avec Brookfield pour réserver la capacité de 140 MW qui sera libérée lorsque le client de Brookfield sera transféré à HQD ? si un tel contrat est signé Brookfield serait tenu de le respecter, non ?

Réponse :

Cette question fait présentement l'objet d'un différend entre Hydro-Québec TransÉnergie et Énergie La Lièvre, devant la Régie dans le cadre du dossier R-3636-2007.

(p. 171) "les règles du marché de l'Ontario permettent au Ontario IESO, de rapatrier la production d'électricité, pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'alimentation de la charge locale"

Q. 69 : donc l'Ontario peut interrompre une livraison ferme dirigée à l'extérieur de l'Ontario ? dans ce cas l'Ontario assure t-elle la réciprocité et respecte t-elle les exigences de la FERC ?

Réponse :

Cette question déborde la cadre du présente dossier.

(p. 174) (1) Les interconnexions « Kipawa » et « Chat Falls » ne permettent pas d'exporter puisqu'elles permettent uniquement un raccordement radial des groupes des certaines centrales d'OPG au réseau d'HQT. Il en est de même avec les interconnexions du réseau de Brookfield

Q. 70 : expliquer ce qu'on entend par raccordement radial ? le lien entre les centrales d'OPG et le réseau ne permet-il pas d'exporter directement vers le Québec ?

Réponse :

Dans le contexte des interconnexions, on appelle « raccordement radial » une configuration où des centrales ou des blocs de charge sont complètement détachés d'un réseau afin d'être rattachés sur le réseau voisin. Les réseaux électriques québécois et ontarien ne peuvent pas fonctionner de façon synchrone. Les centrales sont transférées de part et d'autre selon le sens des transactions.

(p. 181) Q. 71 : Expliquez comment on passe de l'estimation d'une relation linéaire entre le niveau amont mensuel et le rendement énergétique mensuel au calcul du FPMC (normalement en MWh / mètre cube) ?

Réponse :

Le FPMC est égal au rendement énergétique moyen d'une centrale. Ce rendement énergétique moyen est déterminé pour un niveau amont moyen des eaux du réservoir durant l'année par l'équation de la droite caractérisant la relation entre le niveau amont et le rendement énergétique.

(p. 182) FPMC nouvelle centrale : issu de la simulation lors des études de projet de quantité énergie produite divisé par le volume moyen des apports naturels d'eau; puis le FPMC est révisé sur la base de données d'au moins 4 années représentatives.

Q. 72 : la révision amène t'elle en moyenne des changements importants de FPMC ?

Réponse :

Non, la révision n'amène généralement pas de changements importants de FPMC. Dans le cas des deux dernières centrales où cette révision a eu lieu, le changement a été de moins de 3 %.

(p. 185) F) Les raisons du choix de la probabilité d'occurrence de 2% :
"Cela découle des critères de fiabilité énergétique à court terme utilisés par H.Q. depuis 1990, selon le document remis à la Régie, à l'A. 3.3.4, page 27, les moyens exceptionnels sont enclenchés afin de pouvoir faire face aux combinaisons des aléas hydrauliques et de la demande dont la probabilité est d'au moins 2%. Ce mode de gestion est compatible avec celui pris en compte lors de la planification du programme d'équipement en vue de maintenir le niveau de fiabilité énergétique de 0,35 TWh par an"

Q. 73 : que signifie maintenir le niveau de fiabilité énergétique de 0,35 TWh par an ? le fait qu'HQD traite maintenant séparément les aléas hydrauliques des aléas de la demande n'entraîne t-il pas une augmentation des réserves requises ?

Réponse :

Le critère auquel l'intervenant fait référence consiste à maintenir des ressources suffisantes pour éviter que l'espérance de délestage de charge au Québec ne dépasse 0,35 TWh par année. Ce critère couvrait l'aléa sur l'hydraulicité sur la demande.

Actuellement, la gestion de l'aléa sur l'hydraulicité relève d'Hydro-Québec Production. Il le fait en maintenant des moyens suffisants pour faire face à des déficits d'hydraulicité de 64 TWh sur deux ans et de 98 TWh sur quatre ans.

Par ailleurs, Hydro-Québec Distribution a la responsabilité de couvrir l'aléa sur la demande. Le Plan d'approvisionnement, au chapitre 3.3.2, traite de ce sujet.

(p. 191 et 192) : HQP - État des réserves et de la fiabilité énergétique (probabilité 2%) (août 2007)

Q. 74 : explicitez les chiffres entre parenthèses au niveau de la marge de manoeuvre, par ex. pour le critère 2 ans (-64 TWh) la marge est : 25,2 TWh (9+12+5 ?)

Réponse :

Les chiffres entre parenthèses (9, 12 et 5) font référence aux valeurs, arrondies à l'unité, de la "Marge de manoeuvre pour gestion des aléas de l'hydraulicité et ventes à court terme" présentée à la page 16 du Plan stratégique 2006-2010 – Version ajustée, 15 septembre 2006. Ainsi, Hydro-Québec Production utiliserait 9 des 11 TWh de la marge de manoeuvre prévue pour 2008, 12 TWh pour 2009 soit la totalité de la marge de manoeuvre prévue et 5 des 15 TWh de la marge de manoeuvre prévue pour 2010.

(p. 222) **TABLEAU 4C-1 DONNÉES HISTORIQUES D'EXPLOITATION 2001-2006**

Q. 75 : expliquer pourquoi il y avait de l'approvisionnement de court terme (possiblement UCAP) avant 2005, alors que l'on n'avait pas dépassé le volume patrimonial (tarifs de gestion ?) ?

Réponse :

Ces approvisionnements visaient l'approvisionnement des clients des tarifs de gestion de la consommation. Voir le dossier R-3490-2002.

(p. 244) **Q. 76** : pour les contrats en énergie : la puissance est-elle rendue disponible sur demande au moment précis où l'on en a besoin ? sinon comment est livrée l'énergie que l'on a réservée ?

Réponse :

L'énergie est livrée au moment demandé par le Distributeur.

(p. 245) **2 PRODUITS DE PUISSANCE**

Q. 77 : peut-on acheter de la puissance sans avoir de garantie de livraison d'énergie en échange ?

Réponse :

Le produit de puissance garantie donne nécessairement accès, si le besoin se fait sentir, à l'énergie associée.

(p. 252) **FIGURE 5C-1 COÛTS GÉNÉRIQUES POUR L'ADDITION DE 500 MW (EN DOLLARS DE 2008)**

Q. 78 : que comprennent précisément ces coûts génériques ? Pour les zones au nord de Manicouagan pourquoi les coûts génériques ont-ils si élevés ?

Réponse :

Dans la figure 5C-1, les coûts génériques relatifs à une zone donnée représentent les investissements requis (addition de compensation série, le plus souvent) sur le réseau de transport principal à 735 kV pour intégrer une nouvelle production de 500 MW dans cette zone.

Les coûts génériques élevés des zones 5 et 6 au nord de Manicouagan résultent du fait que le réseau futur de référence utilisé pour l'étude des coûts génériques tient compte de demandes de transit déposées à TransÉnergie et déjà sous étude. Ainsi, sur la Côte-Nord, environ 2 000 MW de nouvelle production ont été pris en compte, ce qui nécessite la construction d'une nouvelle ligne à 735 kV entre les zones 6 et 7

pour intégrer 500 MW de puissance additionnelle dans les zones 5 et 6.

(p. 255) TABLEAU 5C-1 CAPACITÉ* THERMIQUE EN ÉTÉ DES LIGNES 315 kV ET MOINS DU TERRITOIRE NORD

Q. 79 : la capacité de transit indique t-elle toujours une capacité excédentaire disponible pour acheminer la nouvelle production ou s'il peut s'agir de la capacité totale disponible ?

Réponse :

Étant donné que les capacités mentionnées au tableau 5C-1 ne tiennent pas compte du transit de charge sur les lignes, ces capacités représentent les capacités totales de transit de ces lignes.

(p. 258) TABLEAU 5C-2 POSTES STRATÉGIQUES ET POSTES SOURCES DE TRANSÉNERGIE

Note 5) Ajout de 500 MW de production au niveau de tension indiqué non approprié dans ce poste : coûts non évalués, mais certainement beaucoup plus élevés que pour le niveau de tension supérieur vu qu'il faudrait remplacer les transformateurs et que le niveau de court-circuit serait plus faible.

Q. 80 : que veut dire " et que le niveau de court-circuit serait plus faible" ?

Réponse :

L'impédance du palier additionnel de transformation nécessaire pour atteindre le niveau de tension indiqué a pour effet de réduire le niveau de court-circuit disponible à cette tension. Un niveau de court-circuit plus faible peut résulter en des coûts supplémentaires de compensation réactive pour assurer la stabilité d'une nouvelle source de production et un bon comportement dynamique des installations.

(p. 261) 13 - Exigences relatives au raccordement de production décentralisée sans injection de puissance au réseau de Distribution d'Hydro-Québec, (en voie d'approbation).

Q. 81 : que veut dire "sans injection de puissance" ?

Réponse :

Le terme « sans injection de puissance » réfère à l'interdiction pour un client auto-producteur d'injecter du courant, de l'énergie ou de la puissance active ou réactive au réseau de distribution. Ceci implique que la puissance et l'énergie produites doivent être consommées par les charges de l'installation électrique du client auto-producteur.

(p. 271-272) “Dans le cas des parcs à prédominance hydroélectrique, les coûts proviennent d'écart de rendement et d'une augmentation des arrêts/démarrages des groupes ainsi que d'une gestion sous-optimale des biefs et des programmes de maintenance.”

Q. 82 : Clarifier l'affirmation, notamment pour la gestion sous-optimale des biefs ? que sont les biefs ?

Réponse :

Les biefs sont les réservoirs en amont des centrales.

(p. 291) **TABLEAU 7A-1 LIMITES MAXIMALES AUTORISÉES PAR CATÉGORIES DE
CONTREPARTIES ÉNERGÉTIQUES POUR LES APPROVISIONNEMENTS DU DISTRIBUTEUR**

Q. 83 : Est-ce qu'il y a des limites imposées si le fournisseur dépose des garanties bancaires ou des acomptes ? La limite pour les niveaux 1 à 5 tient-elle compte de l'actif net de l'entreprise et de son cash flow ?

Réponse :

Les limites maximales de crédit présentées au Tableau 7A-1 sont basées sur les notations de crédit attribuées par des agences de notation reconnues telles Standard & Poor's et Moody's, lesquelles prennent en compte les perspectives de l'industrie et la situation financière de l'entité (son actif net, ses flux monétaires, etc.). Les limites maximales de crédit s'appliquent à une entité cotée ou à celle qui cautionne une entité non cotée (niveaux de risque 1 à 5 du Tableau 7A-1). Les limites de crédit attribuées aux contreparties doivent être inférieures ou égales aux limites maximales.

La limite maximale applicable à une entité non cotée par une agence de notation reconnue ou dont la notation se situe en-dessous de « Qualité investissement » (niveaux de risque 6 et 7 du Tableau 7A-1) est nulle. La contrepartie doit donc fournir une

lettre de crédit obtenue d'une institution financière détenant une notation de crédit adéquate. Le montant de la lettre de crédit constitue alors la limite de crédit attribuée à cette contrepartie et doit être inférieur aux limites maximales applicables (selon la notation de la banque émettrice).

C) PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017 DES RÉSEAUX AUTONOMES

Référence : HQD-1, Document 2

(p. 11) ANNEXE 1A LOCALISATION DE L'INFORMATION DEMANDÉE AU GUIDE DE DÉPÔ, point 3 :

Q. 84 : à la demande de la Régie le contexte, l'historique des dix dernières années, et les hypothèses démographiques, économiques et énergétiques à la base de la prévision de la demande, ne devraient-ils pas être présentés et comparés pour les réseaux autonomes aussi ?

Réponse :

Le plan d'approvisionnement 2008-2017 des réseaux autonomes a été élaboré selon les exigences du guide de dépôt (version du 18 juin 2007, section 3.2 p. 23 de 31).

Référence : HQD-2, Document 1

(p. 5) Q. 85 : la relève de la centrale hydraulique du Lac Robertson par 3 centrales thermiques est-elle vraiment nécessaire : ne peut-on faire fonctionner la centrale hydraulique avec un groupe alternateur en moins, ou ne peut-on faire l'entretien de la centrale sans tout arrêter ?

Réponse :

Les trois centrales thermiques en réserve assurent principalement la fiabilité de l'alimentation électrique des communautés en cas de panne d'un des groupes de la centrale du Lac Robertson. Elles assurent également la fiabilité en cas de pannes sur le réseau de transport.

(p. 6) “La production thermique est relativement économique (en installation et exploitation)”

Q. 86 : ne devriez-vous pas nuancer cette affirmation considérant les coûts élevés de produire d'électricité dans les réseaux autonomes et le déficit important de ces réseaux ?

le coût unitaire du Lac Robertson est-il plus élevé que le coût unitaire des centrales thermiques ? Comment se compare le coût de production des réseaux autonomes au Québec versus le coût de production des réseaux autonomes dans d'autres juridictions ?

Réponse :

Le Distributeur alimente ses clients au moindre coût. Là où des centrales thermiques sont utilisées, cette solution est moins onéreuse que le raccordement ou l'alimentation à partir de sources renouvelables (voir également R-3470-2001, HQD-6, Document 1, r. 38.4). Le Distributeur envisage d'autres solutions lorsque celles-ci amènent des économies par rapport au *statu quo*. C'est le cas par exemple du raccordement de Wemotaci, de l'éventuel raccordement de La Romaine et du programme de jumelage éolien-diesel (JED). Dans tous les cas, le Distributeur fait la démonstration que la solution proposée est la plus économique, eu égard aux circonstances, et en tenant compte des émissions atmosphériques.

L'information relative au coût unitaire de production de chacun des réseaux autonomes n'est pas disponible.

Par ailleurs, le Distributeur ne possède aucun balisage récent sur les coûts des réseaux autonomes ailleurs qu'au Québec.

(p. 10) “La prévision des besoins en électricité, en énergie et en puissance, repose sur l'analyse des historiques ainsi que sur la croissance démographique prévue, l'évolution des consommations unitaires et les prévisions de construction de nouveaux bâtiments.”

Q. 87 : est-ce que d'autres organisations qu'H.Q. font la prévision de ces variables ? peut-on comparer les prévisions de d'autres prévisionnistes ?

Réponse :

L'Institut de la Statistique du Québec (ISQ) produit une prévision de population et de ménages par MRC à tous les cinq ans. Ainsi, il est possible de comparer la prévision du Distributeur à la leur lorsque cette dernière est mise à jour. Toutefois, l'ISQ ne produit pas de prévision pour chacun des villages qui forment une MRC. Les comparaisons possibles demeurent donc très sommaires.

Aucun autre organisme n'effectue de prévisions de l'évolution des consommations unitaires.

La Commission de la Construction du Québec (CCQ) produit trimestriellement, par régions administratives, une liste des chantiers de construction en cours ou dont la date de début des travaux est connue. Toutefois, la liste n'inclut que les chantiers d'une valeur de 5 M\$ et plus.

(p. 11) "Sans les programmes d'utilisation efficace de l'énergie et la tarification dissuasive HQD considère qu'il y aurait dès la 1^e année conversion massive vers le chauffage électrique de l'espace et de l'eau... Au nord du 53^e parallèle un tarif dissuasif vise à limiter l'usage de l'électricité aux besoins de base"

Q. 88 : pouvez-vous justifier cette affirmation en termes de comportements économiques, si l'on considère les coûts de changement de système de chauffage versus les économies directes en jeu au chapitre de la facture énergétique ? dans les faits ne faudrait-il pas quelques années avant que la conversion ne soit généralisée ? il en coûterait combien chauffer au mazout au prix régulier dans les réseaux autonomes plutôt qu'au tarif régulier d'électricité du réseau intégré ?

Dans les usages de base HQD inclue-elle le chauffage de l'eau ?

Réponse :

L'exercice que fait le Distributeur, en supposant une conversion dès la première année, ne vise qu'à estimer les économies actuellement réalisées grâce aux programmes d'utilisation efficace de l'énergie et au tarif dissuasif (nord du 53^e parallèle). Le chauffage de l'eau fait partie des besoins de base.

(p. 14) Tableau 4 : on retrouve Plan 2006-2014 au lieu de 2005-2014

(p. 15-17) 5 STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT

“Une des orientations du Plan stratégique 2006-2010, p. 37-38, est de favoriser l’usage d’énergies renouvelables... trois solutions sont envisageables, selon les réseaux, pour réduire la part de l’énergie thermique... On évalue sommairement que les projets actuellement envisagés ou en voie de réalisation pourraient permettre à terme une réduction des émissions de CO₂ de l’ordre de 41 000 tonnes par an, soit une réduction de 21 %”

Q. 89 : outre les avantages environnementaux quels sont les avantages économiques à produire l’électricité avec des ressources renouvelables tout en maintenant les centrales thermiques ou hydrauliques ? le raccordement au réseau intégré de Wemotaci, et potentiellement de La Romaine, permet-il de réduire les coûts d’approvisionnements et les coûts globaux du service électrique (incluant les coûts de transport et distribution, tout en améliorant la fiabilité du service ?)

Réponse :

Voir la réponse à la question 86.

(p. 19) **5.2.1 Critères de planification**

“La puissance garantie se compose de deux critères : un critère de disponibilité (n-1) et un critère de stabilité (90 %)... pour la centrale thermique des Îles-de-la-Madeleine... la puissance garantie est déterminée à partir de l’équation... $(N-2)*90\%$ ”

Q. 90 : à la lumière des capacités de chaque centrale fournie en annexe 2, page 11, et en annexe 6, page 61, la capacité excédentaire de chaque réseau rend-elle compte uniquement du critère de sécurité ou de puissance garantie ? est-ce qu’il y a aussi une marge que l’on se donne pour absorber la croissance du réseau autonome, considérant les coûts d’ajuster la capacité et les contraintes techniques qui font qu’il faille ajuster la capacité de production par bloc et non de façon continue ? Comment HQD tient compte de ces coûts d’ajustements pour décider de l’ajout optimal de capacité et de l’horizon optimal de temps où la croissance de la demande sera couverte par l’ajout de capacité ?

Réponse :

Le choix de la capacité à installer se fait en fonction de la capacité des équipements disponibles, de leur rendement, de leurs besoins d’entretien ainsi que de la charge à alimenter. Une étude spécifique est réalisée pour chaque centrale lorsqu’une augmentation de puissance est requise, afin de déterminer le

scénario optimal. Les centrales sont toutes différentes et ont toutes des contraintes spécifiques.

(p. 21) **5.2.2.2 Augmentations de puissance requises – horizon 2010**

- remplacement d'un groupe de 400 kW (fin vie utile en 2009) par un de 1250 kW (+ 850 kW) à la centrale d'Inukjuak
- En 2009, un groupe de 600 kW sera remplacé par un groupe de 1825 kW (+ 1225 kW) à la centrale d'Opitciwan (1200 kW prévu dans le dernier plan).

Q. 91 : pourquoi doubler ou tripler la capacité de ces deux centrales ? ne pourrait-on augmenter moins vite la capacité afin de minimiser les coûts de production à long terme ? La conception des centrales doit-elle permettre de recevoir des ajouts de capacité au moindre coût possible et avec le plus de flexibilité possible ?

Réponse :

La capacité installée à Inukjuak et Opitciwan ne sera pas triplée. Elle passera de 3 à 3,8 MW et de 4,9 à 6,1 MW respectivement. Des scénarios d'ajout de groupes de puissance inférieure ont été envisagés mais il est plus cher d'installer des plus petits groupes à ces endroits étant donné les coûts de mobilisation et de démobilisation requis.

Ces centrales ont été transférées au Distributeur par le gouvernement fédéral et n'ont pas été conçues par Hydro-Québec. Le Distributeur fait tout son possible pour optimiser ces installations afin de repousser le plus possible le besoin de nouvelles centrales. Évidemment, lors de nouvelles installations, comme à Kuujuaq, la centrale est conçue afin de recevoir des ajouts de puissance au moindre coût.

(p. 22) **5.3 Autres modes d'alimentation 5.3.1 – Horizon 2010**

“- Communauté de Wemotaci raccordé au réseau intégré (poste de Chute-Allard) par une ligne de distribution de 6 km, puis la centrale thermique sera démantelée “

Q. 92 : le raccordement au réseau et le démantèlement de la centrale thermique permet-il de respecter les critères de fiabilité équivalents à ceux du NERC/NPCC ? pour les réseaux autonomes les critères de fiabilité du NERC/NPCC sont-ils

visés et respectés ? encore y a-t-il des critères différents du NERC/NPCC pour les réseaux autonomes ?

Réponse :

Les critères du NERC et du NPCC s'appliquent au réseau intégré ; le raccordement de Wemotaci sera conforme à ces critères. Les critères de fiabilité en réseaux autonomes ont été établis par le Distributeur et approuvés par la Régie (D-2002-169 et D-2005-178).

(p. 24) "Le Distributeur prévoit mettre en oeuvre un projet de JED de moins de 10 MW puissance éolienne, en complément de la centrale thermique de Cap-aux-Meules. Compte tenu que c'est un projet à basse pénétration HQD juge possible de le réaliser sans d'abord faire un projet pilote"

Q. 93 : le projet pilote viserait-il uniquement à optimiser l'intégration des centrales éoliennes avec la production thermique en place ou si elle viserait à optimiser l'emplacement des éoliennes ? dans ce cas a-t-on des résultats anémométriques probants pour cet endroit ?

Réponse :

Le projet de JED à Cap-aux-Meules ne constitue pas un projet pilote. Le projet vise à réduire la consommation de mazout lourd à la centrale. Le Distributeur possède des données anémométriques adéquates pour entreprendre le projet.

(p.) "Le remplacement des six groupes électrogènes de la centrale de Cap-aux-Meules est requis de 2017 à 2023.

HQD pourrait, par un raccordement, desservir le réseau de l'île d'Entrée par le réseau JED de Cap-aux-Meules, et pourrait envisager le raccordement des Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré et le démantèlement des centrales thermiques."

Q.94 : Avec quel délai escomptez-vous évaluer en détail les options et proposer la solution optimale (de moindre coût entre autres) à la Régie de l'énergie ?

Réponse :

Les études préliminaires seront lancées en 2008. À la lumière de ces études, le Distributeur sera en mesure d'établir un échéancier.

(p. 26-27) "Le Distributeur a effectué deux campagnes anémométriques de 18 mois chacune, une à Inukjuak et l'autre à Whapmagoostui. Le projet de JED le plus prometteur, à Inukjuak, a été reporté étant donné la volonté de la communauté d'étudier un projet hydroélectrique. Le projet de JED à Whapmagoostui a lui aussi été reporté, le fait que la communauté est jumelée à Kuujjuarapik a complexifié le processus de consultation. Le raccordement futur de la communauté au réseau intégré et le développement éventuel de parcs éoliens de grande puissance dans cette région militent également en faveur du report du JED."

Q. 95 : pourquoi ne pas avoir évalué les différentes options et contraintes avant de dépenser pour des campagnes anémométriques ? une planification intégrée des ressources ne permettrait-elle pas de rendre plus efficient le processus de planification et de minimiser les coûts d'ensemble ?

Réponse :

L'étude de l'IREQ avait déterminé que Inukjuak et Kuujjuarapik-Whapmagoostui constituaient les deux endroits les plus prometteurs pour le JED (R-3470-2001, HQD-5, Document 1.1, r. 36.1 à 36.3). Au moment de ces campagnes, les communautés visées avaient manifesté leur accord. Subséquemment, elles ont indiqué qu'elles préféraient d'autres solutions.

(p. 30) "À La Romaine, une augmentation de la puissance serait requise en 2014 ; la centrale aura atteint la fin de sa vie utile aux environs de 2011. Le raccordement semble pour l'instant le projet le plus intéressant pour l'alimentation des clients de La Romaine. À plus long terme, pour La Romaine, en plus du raccordement au réseau intégré par une ligne de distribution, les autres stratégies suivantes sont en évaluation : la construction d'une nouvelle centrale, la rénovation majeure de la centrale actuelle ou la construction d'une ligne de transport, pour une mise en service entre 2011 et 2014."

Q. 96 : quel délai est nécessaire pour évaluer les options et implanter la solution optimale ? quels critères sont pris en compte pour décider de la solution optimale ?

Réponse :

Les études devraient être terminées à l'automne 2008. Un projet pourrait être présenté à la Régie en 2009 ou 2010, selon la date de mise en service.

Q. 97 : pour Port-Menier, un projet JED serait-il envisageable et souhaitable ?

Réponse :

Le Distributeur envisage d'étendre le JED à tous les réseaux où cela sera possible, avec l'aval de la Régie, en fonction des résultats des projets pilotes.

(p. 32) Le raccordement de Wemotaci au réseau intégré, en cours de réalisation, est prévu pour 2008. Après ce raccordement, le Distributeur prévoit mettre graduellement fin au programme d'utilisation efficace de l'énergie dans ce réseau ?

Q. 98 : est-ce à dire que le coût d'accroître la capacité de distribution et transport est nécessairement inférieur au coût de chauffage au combustible ? Qu'en est-il de la rentabilité économique des programmes d'efficacité énergétique dans les réseaux reliés et dans les réseaux du Lac Robertson et de Schefferville ?

Réponse :

Le raccordement de Wemotaci au réseau principal constitue la solution la plus économique pour l'alimentation en électricité. Au sud du 53^e parallèle, les clients ont entièrement le choix de la source d'énergie pour le chauffage de l'eau et des espaces.

Les programmes et activités en efficacité énergétique doivent respecter le test du coût total en ressources (CTR). Le CTR vise à s'assurer que les coûts évités par les programmes viennent compenser les coûts nécessaires à son implantation, indépendamment de qui fait la dépense.

Le Distributeur présente les résultats du CTR dans le cadre de chacune des demandes budgétaires du PGEÉ. Dans le dossier R-3644-2007, les résultats du CRT sont présentés à la pièce HQD-14, Document 3, tableau 6.2, pages 95 et 96.

(p. 32) “ Avec les augmentations de puissance prévues d'ici 2010, la centrale d'Opitciwan pourra répondre aux besoins d'ici 2017. La centrale de Clova nécessitera une autre augmentation de puissance. Le maintien des programmes d'utilisation efficace de l'énergie demeure également nécessaire. Le raccordement de Clova et d'Opitciwan au réseau intégré serait éventuellement envisageable à cet horizon.”

Q. 99 : la possibilité de raccordement ne devrait-elle pas être prise en compte avant d'accroître la capacité des centrales ? cela ne permettrait-il pas d'éviter des coûts qui s'avéreraient par la suite inutiles ?

Réponse :

Le raccordement est toujours envisagé avant une augmentation de puissance. À court terme, le raccordement de ces communautés n'est pas économique. À long terme, avec le besoin de nouvelles installations, le raccordement serait envisageable.

(p. 33) HQD poursuit sa réflexion sur le moyen à privilégier pour assurer la fiabilité de l'alimentation électrique (dans le réseau de Shefferville) : construction d'une centrale thermique en réserve (de carburant) froide, installation de groupes électrogènes de secours à certains endroits stratégiques ou délestage de certaines charges”

Q. 100 : ce réseau éprouve-t-il des problèmes de fiabilité ? ces problèmes sont-ils temporaires (le temps de réparer le groupe 3 de la centrale Menihek) ou récurrents ? si oui à quoi ces problèmes sont-ils dus ? le délestage de certaines charges est-il une procédure courante dans les réseaux autonomes ?

Réponse :

Pour Schefferville, voir le dossier R-3602-2006. Le délestage dont il est question s'appliquerait à des charges interruptibles.

(p. 35-36) **7 SUIVI DES DÉCISIONS DE LA RÉGIE**

Q. 101 : si je comprend bien les études technico-économiques de projets de production durable ne seront pas soumises dans le cadre des plans d'approvisionnement ou des états d'avancement annuels des plans, mais seulement dans le cadre des demandes d'autorisations de projets proposées séparément ?

Réponse :

C'est exact. Le tout conformément aux dispositions de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et de ses règlements.

D) PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017 DES RÉSEAUX AUTONOMES ANNEXES

Référence : HQD-2, Document 2

(p. 11) BESOINS ET ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION EN 2006

Q. 102.a : À quoi correspond la capacité ferme ?

Réponse :

La capacité ferme équivaut à la puissance garantie.

Q. 102.b : Dans le cas de la centrale du Lac Robertson et de la centrale Menihék y a-t-il aussi un critère de fiabilité en énergie qui doit-être respecté ?

Réponse :

Non, seulement un critère pour la puissance.

(p. 49 à 52) 5 HAUTE MAURICIE

Q. 103 : pourquoi la baisse du no. d'abonnements au niveau de la Région, alors que les 3 réseaux qui le composent sont en croissance ?

Réponse :

Les abonnements, tout comme l'ensemble des autres valeurs présentées au tableau de la région de la Haute-Mauricie, excluent le réseau autonome de Wemotaci à partir de 2008, puisqu'il sera raccordé au réseau intégré. Ainsi, l'année 2007 inclut les trois réseaux autonomes formant la région de la Haute-Mauricie, soit Wemotaci, Opitciwan et Clova, alors que les années subséquentes n'incluent que deux réseaux autonomes, soit ceux d'Opitciwan et de Clova.

(p. 57) ANNEXE 5 TARIFICATION ET PROGRAMMES D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE

Q. 104 : il manque des caractères dans la colonne de gauche, pouvez-vous nous fournir le tableau complet ?

Réponse :

L'information de l'annexe 5 de la pièce HQD-2, Document 2 est de nouveau présentée au tableau suivant.

Réponse à la demande de renseignements n°1 de l'ACEF

Tableau R-104
Programmes d'utilisation efficace de l'énergie et tarification en réseaux autonomes

Programmes d'utilisation efficace de l'énergie - Réseaux autonomes			Compensation ¹	Entretien & dépannage		Subvention			Tarif
Territoire	PEE	Clientèle	%	Entretien annuel	Dépannage réparation	Remplacement	Conversion et agrandissement	Nouvelle construction	
IDLM	IDLM	Résidentiel	30%	X	X	X	X	X	TARIF NORMALISÉ sauf TARIF MA au-delà de 900 kW et au-delà 390 000 kWh
		Affaires	Parité						
Anticosti	Anticosti	Résidentiel	30%	X	X	X	X	X	TARIF NORMALISÉ sauf TARIF MA au-delà de 900 kW et au-delà 390 000 kWh
		Affaires	30%	X	X	X	X	X	
Basse Côte-Nord ²	La Romaine	Résidentiel	30%				X	X	TARIF NORMALISÉ sauf TARIF MA au-delà de 900 kW et au-delà 390 000 kWh
		Affaires							
Haute-Mauricie	Clova	Résidentiel					X	X	TARIF NORMALISÉ sauf TARIF MA au-delà de 900 kW et au-delà 390 000 kWh
		Affaires							
	Attikamek	Résidentiel	30%	X ³	X			X	TARIF NORMALISÉ sauf TARIF MA au-delà de 900 kW et au-delà 390 000 kWh
		Affaires	30%	X	X				
Nunavik	Cri	Résidentiel	30%						TARIF DISSUASIF Résidentiel : 2 ^e tranche Affaires : ≠ chauffage sinon tarif dissuasif TARIF MA au-delà de 900 kW et au-delà 390 000 kWh
		Affaires							
	Makivik	Résidentiel	30%	X	X				
		Affaires	30% Propane ⁴	X	X				

NOTES : (1) La compensation pour le prix du mazout varie en fonction des tarifs d'électricité - (2) Aucun programme n'est disponible pour les clients du réseau Lac-Robertson - (3) Inclut le ramonage
(4) Les conditions pour la compensation du propane sont distinctes de celles pour le mazout, se reporter au tableau détaillé pour ces conditions et les montants accordés