



ACEF de Québec
570, du Roi
Québec G1K 2X2
Tél. : (418) 522-1568
Fax : (418) 522-7023
acefque@mediom.qc.ca

Québec le 1/02/2008

Me Véronique Dubois,
Secrétaire de la Régie de l'Énergie
Tour de la Bourse, Case Postale 001
800, Place Victoria, 2e étage, Bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

Objet : demande de renseignements de l'ACEF de Québec dans R-3648-2007

Voici la demande de renseignements de l'ACEF de Québec dans la cause R-3648-2007
"Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2008-2017 du Distributeur".

Les copies papier en 8 exemplaires suivent par la poste.

Bien à vous, Richard Dagenais, analyste pour l'ACEF de Québec.

Cc par courriel à Me Yves Fréchette, procureur d'HQD et aux intervenants.

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 ?

(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 ?

(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 ?

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 ?

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 ?

(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 ?

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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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

9 d'une productivité accrue du travail), et le déploiement du Plan global en
10 efficacité énergétique.

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

(p. 12) “Au secteur Domestique et Agricole (34 % des ventes), la croissance prévue sur
12 la période 2007-2017 est de 4,5 TWh, ce qui correspond à un taux de croissance
13 annuel moyen de 0,7 %. La croissance dans ce secteur provient essentiellement
14 de la formation de ménages et, dans une moindre mesure, de la hausse du
15 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) ?

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 ?

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 ?

(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 ?

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 ?

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 ?

(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" ?

(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 ?

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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(p. 25) " Le critère de fiabilité actuellement utilisé par Hydro-Québec Production consiste à disposer de moyens suffisants pour faire face à des déficits d'apports énergétiques dont la probabilité d'occurrence est d'au moins 2 %, c'est-à-dire des 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 ?

(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 ?

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

(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 ?

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 ?

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 t-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 ?

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 le risques liés aux approvisionnements de court-terme ? quelle stratégie permet de minimiser les coûts d'approvisionnement dans cette situation ?

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 ?

(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 ?

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 ?

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

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 ?

(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 ?

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 connus 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 ?

(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 ?

(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 2e 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 ?

(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 ?

(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 sont exactement équivalents aux moyens de long terme en place, il est difficile 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 inutilisé (1,9 TWh).

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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 lancer 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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

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.

(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 changements 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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?"

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 %. C'est le taux de pertes anticipé considérant les résultats normalisés de ventes et 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 pertes global retenue est de 7,5 % et suppose un taux de pertes de transport de 5,2 %. Ce taux global correspond à la moyenne des taux de pertes normalisés des années 2004 à 2006 corrigée pour l'écart entre la moyenne des taux réels de pertes de transport durant ces trois années et le taux de pertes de référence de 5,2 % utilisé comme hypothèse prévisionnelle. Ce taux global est stable sur tout 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 ?

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

(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 ?

(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)?

(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 ?

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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 paramètre de vos modèles de simulation technico-économiques (où les prix des combustible par exemple influencent les choix énergétique des consommateurs résidentiels et commerciaux ?

(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 ?

(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 ?

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

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?**

(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 ? 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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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) ?**

(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 ?

(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 ?

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

Q. 74 : explicitiez 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 ?)

(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 ?) ?

(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 ?**

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

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

(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 ?

(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 ?

(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” ?

(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 “ ?

(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 ?

(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 ?

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 ?

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 ?**

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?)

(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 couvert par l'ajout de capacité ?

(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 (+ 1 225 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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

(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 ?

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

(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 ?

(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'avèreraient par la suite inutiles ?

(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 ?

(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 ?

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 ?

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

(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 ?

**(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 ?

Richard Dagenais, chercheur pour l'ACEF de Québec