

Le 23 janvier 2009

Yves Fréchette
Avocat

Hydro-Québec – Affaires juridiques
4^e étage
75, boul. René-Lévesque Ouest
Montréal (Québec) H2Z 1A4

Tél. : 514 289-2211, poste 6925
Télec. : 514 289-2007
C. élec. : frechette.yves@hydro.qc.ca

Par courriel et par messenger

Me Véronique Dubois
RÉGIE DE L'ÉNERGIE
800 Place Victoria
Bureau 255
Montréal (Québec)
H4Z 1A2

OBJET : Suivi – État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2008-2017
du Distributeur
Notre dossier : R000299 YF

Chère consoeur,

La présente donne suite à votre lettre du 12 janvier 2009 dans le dossier décrit en rubrique.

Vous trouverez ci-joint les réponses du Distributeur à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie.

Nous vous prions d'agréer, chère consoeur, l'expression de nos meilleurs sentiments.



Yves Fréchette

/nm
PJ

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^o 1
DE LA RÉGIE**

THÈME 1 – UTILISATION DES CONVENTIONS

1. **Références :** (i) Dossier R-3648-2007, pièce B-40-HQD-1, document 5, page 11;
(ii) ÉAPA 2008, pages 26 et 55.

Préambule :

À la référence (i), dans sa demande d'approbation des conventions pour différer les livraisons prévues aux contrats de 350 MW et 250 MW avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur), le Distributeur prévoit que les retours des quantités d'énergie différées s'échelonnent de 2013 à 2017.

Dans l'ÉAPA 2008 à la page 55 de la référence (ii), le Distributeur prévoit que le retour des quantités d'énergie différées s'échelonnera plutôt de 2016 à 2020.

Demande :

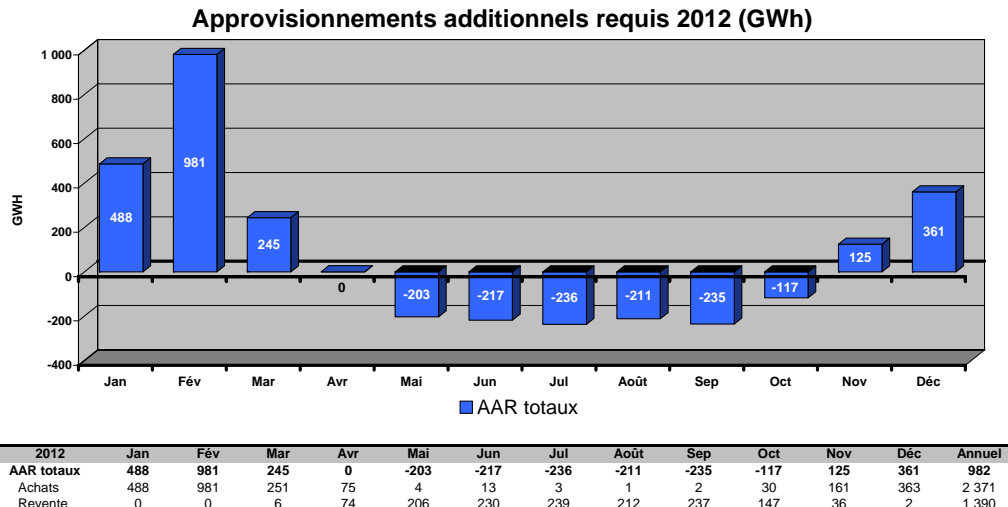
- 1.1 Veuillez expliquer pourquoi aucun retour d'énergie n'est prévu en 2012, malgré la présence de 1 TWh d'approvisionnements additionnels requis (page 26 de la référence (ii)). Veuillez détailler votre réponse à l'aide des profils mensuels de l'année concernée, si nécessaire.

Réponse :

Aucun retour d'énergie n'est prévu avant 2016, étant donné que, selon les Conventions d'énergie différée, les rappels d'énergie doivent être uniformes tout au long d'une année civile, alors que les besoins sont, pour l'essentiel, concentrés en hiver. Une part importante de l'énergie qui serait rappelée avant 2016 devrait donc être revendue.

En 2012, les approvisionnements additionnels requis de 1 TWh qui figurent au bilan se composent de 2,4 TWh d'achats concentrés en hiver et de 1,4 TWh de surplus lors des autres mois de l'année. Le rappel de l'énergie différée en 2012 se traduirait donc directement par une augmentation des ventes pour les mois de mai à octobre. Le graphique 1 présente le profil mensuel des approvisionnements additionnels requis de 2012.

Graphique 1



THÈME 2 – CONTRIBUTION EN PUISSANCE DES APPROVISIONNEMENTS ÉOLIENS

2. **Références :** (i) ÉAPA 2008, page 29;
(ii) Dossier R-3648-2007, pièce B-1-HQD-1, document 1, page 38;
(iii) Dossier R-3648-2007, pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 6A, page 275.

Préambule :

Dans l'ÉAPA 2008 à la référence (i), la note du tableau 5.3 référant aux trois appels d'offres d'énergie éolienne (990 MW, 2 000 MW et 500 MW) précise que « *La contribution en puissance des approvisionnements éoliens est fixée à 35 % de la puissance contractuelle* ».

Dans le plan d'approvisionnement 2008-2017 (le Plan) à la référence (ii), il est indiqué que « *La contribution en puissance des 2 000 MW d'énergie éolienne actuellement en processus d'analyse et de l'appel d'offres à venir pour 500 MW d'énergie éolienne additionnelle est fixée à 30 % de la puissance installée* ». À la référence (iii), le Distributeur explique que :

« *Ainsi, les résultats indiquent que la contribution en puissance des 990 MW d'éoliennes en Gaspésie pourrait s'élever à 300 MW, soit environ 30 % de la puissance installée. Toutefois, puisque la corrélation entre la pointe du réseau et les arrêts potentiels de production par temps très froid ne sont pas pris en*

compte, ce résultat représente nettement une limite maximale à la contribution en puissance des éoliennes. » (nous soulignons)

Demandes :

- 2.1 Veuillez expliquer le choix du pourcentage de contribution en puissance des approvisionnements éoliens inscrit à l'ÉAPA 2008.

Réponse :

Conformément aux présentations utilisées dans le Plan d'approvisionnement, la production éolienne intégrée aux bilans en énergie et en puissance reflète le facteur d'utilisation (FU) annuel anticipé. Dans le *Plan d'approvisionnement 2008 – 2017*, le FU relié aux blocs de 2 000 MW du second appel d'offre et au 500 MW de projets éoliens réservés aux communautés était évalué à 30 %. Depuis, le Distributeur a pris en considération le résultat de l'appel d'offres de 2 000 MW et a ajusté ses anticipations quant à la production éolienne, en fonction du FU des offres retenues.

Par ailleurs, dans l'*État d'avancement* déposé au 31 octobre 2008, le Distributeur a mentionné que « les études préliminaires indiquent que la contribution en puissance des 990 MW de projets éoliens du premier appel d'offres pourrait s'établir à une valeur légèrement inférieure au facteur d'utilisation annuel des éoliennes » (page 23).

Enfin, la contribution en puissance des approvisionnements éoliens inscrite au bilan « *pourra être reliée à une entente d'intégration ou provenir de la contribution propre des parcs éoliens*¹ ».

- 2.2 Veuillez expliquer le rehaussement de 5 % de la contribution en puissance des approvisionnements éoliens, alors que la contribution de 30 % fixée dans le Plan « *représente nettement une limite maximale* ».

Réponse :

¹ *État d'avancement*, 31 octobre 2008, note au tableau 5.3.

Voir la réponse à la question 2.1.

THÈME 3 – APPELS D’OFFRES POUR DES APPROVISIONNEMENTS DE MOYEN ET LONG TERMES EN PUISSANCE

3. **Référence :** ÉAPA 2008, pages 12 et 37.

Préambule :

Le Distributeur souligne que la hausse de 1 280 MW, par rapport au Plan, de la prévision des besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2016-2017 est principalement due à l'augmentation du prix du pétrole qu'il estime entre 113 \$US/baril et 134 \$US/baril sur la période 2009-2017 (page 37) :

« À l'hiver 2016-2017, l'augmentation atteint 1 280 MW et découle surtout d'une révision à la hausse de la demande prévue pour le chauffage des locaux (950 MW). En effet, l'augmentation des prix des combustibles entraîne des conversions plus importantes vers le chauffage électrique ainsi qu'une utilisation accrue du chauffage d'appoint à l'électricité. » (page 12)

Demande :

3.1 Compte tenu que le prix du pétrole a chuté de façon drastique récemment, veuillez indiquer si le Distributeur a l'intention de réviser les prévisions du prix du pétrole et des besoins en puissance présentées dans l'ÉAPA 2008 afin d'ajuster les quantités du prochain appel d'offres pour des approvisionnements de moyen et long termes en puissance. Veuillez élaborer.

Réponse :

L'évolution récente des prix des combustibles, principalement du prix du pétrole brut, ainsi que de la conjoncture économique est suivie de près par le Distributeur. Les changements des contextes économique et énergétique sont régulièrement incorporés dans la planification du Distributeur.

Il va de soi que la stratégie d'acquisition de puissance qui sera proposée à la Régie reposera sur l'information la plus récente et que le Distributeur en tiendra compte non seulement pour ajuster les quantités de puissance visées, mais également pour minimiser les risques d'approvisionnement, notamment dans le contexte actuel d'incertitudes.

4. **Références :** (i) Dossier R-3648-2007, pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2A, page 63;
(ii) ÉAPA 2008, page 15;
(iii) Dossier R-3677-2008, pièce B-1-HQD-12, document 1, pages 44 à 48;
(iv) Dossier R-3677-2008, pièce B-9-HQD-16, document 8, pages 7 et 8;
(v) Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007, page 32.

Préambule :

Dans le Plan à la référence (i), la prévision de l'effacement de la bi-énergie résidentielle (tarif DT) reste à peu près stable (de 810 MW à 840 MW) sur l'horizon du Plan. Dans l'ÉAPA 2008 à la référence (ii), cette prévision est inchangée.

Le Distributeur indique à la référence (iii), en réponse à une demande d'analyse de la structure du tarif DT, que ce tarif est un outil de gestion de la demande faisant partie de son plan d'approvisionnement. Il présente une démonstration selon laquelle cet outil est rentable du point de vue du Distributeur, du client et de la société.

Par ailleurs, le Distributeur précise à la référence (iv) que :

« Entre 2002 et 2005, le nombre de conversions nettes vers l'électricité (TAE) a été de 10 000 par année. Depuis les dernières hausses du prix du mazout, celles-ci se sont accélérées et jusqu'à 20 000 conversions annuelles pourraient s'observer en 2008-2009. Au cours des trois dernières années, plusieurs clients sont passés d'un système de chauffage au mazout vers un système bi-énergie (de l'ordre de 500 à 1 000 conversions par année), ce qui contribue à diminuer le nombre de conversions totales à l'électricité. »

À la même référence, le Distributeur ajoute que :

« La stratégie proposée pour le tarif DT vise d'abord à préserver le parc bi-énergie existant et sa contribution au plan d'approvisionnement du Distributeur. Le Distributeur espère que cette stratégie permettra également à des clients de choisir un système bi-énergie plutôt que TAE mais cet impact n'a pas été évalué. » (nous soulignons)

Dans la décision relative au Plan à la référence (v), la Régie demande au Distributeur de « *porter une attention particulière au potentiel du secteur résidentiel, notamment par la promotion du tarif DT [...]* ».

Demande :

- 4.1 Les données fournies dans le dossier R-3677-2008 montrent une accélération du nombre de conversions vers le « tout à l'électricité » (TAE) ainsi qu'un potentiel de conversion du mazout vers la bi-énergie (tarif DT). Comme le Distributeur annonce des besoins en puissance à la pointe, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur se limite à une stratégie visant d'abord « à *préserver le parc bi-énergie existant* ». Veuillez également commenter l'opportunité de relancer le tarif DT afin de retarder le lancement d'un appel d'offres pour des approvisionnements de moyen et long termes en puissance.

Réponse :

Le tarif DT permet d'offrir une alternative à l'acquisition d'un système tout électrique aux clients utilisant un combustible comme mode de chauffage et qui envisagent migrer vers le chauffage tout à l'électricité (TAÉ). Le Distributeur s'assure ainsi que les clients concernés ne contribueront pas à amplifier la pointe du réseau.

À cause de la hausse des prix du mazout en 2008, la stratégie tarifaire du Distributeur dans le dossier R-3677-2008 visait d'abord à préserver le parc bi-énergie existant et son importante contribution au plan d'approvisionnement du Distributeur, mais n'excluait pas son expansion. En effet, tel qu'il est mentionné en réponse à la question 2.4 du GRAME dans le dossier R-3677-2008², il est socialement rentable d'encourager les conversions à la bi-énergie plutôt qu'au chauffage TAÉ, et le Distributeur entend déployer à cet effet une stratégie de communication auprès des clients au mazout.

La stratégie qui consiste à porter la totalité de la hausse tarifaire sur le prix applicable en période de pointe permet d'augmenter l'économie que réalise le client bi-énergie par rapport à celui qui opte pour le TAÉ. Par conséquent, la stratégie proposée par le Distributeur encourage l'expansion du parc bi-énergie, particulièrement dans le contexte où plusieurs clients envisagent la conversion de leur système de chauffage. Ainsi, le nombre de nouvelles demandes d'adhésion au tarif DT a atteint 8100 en 2008.

² HQD-16, Document 8, p. 7.

Enfin, dans la mesure où les nouveaux clients au tarif DT proviennent, pour l'essentiel, des clients qui chauffent au mazout, ils ne permettent pas d'atténuer la charge actuelle de chauffage à l'électricité. Ils ne peuvent que contribuer à freiner partiellement la croissance de celle-ci, imputable à l'augmentation des prix des combustibles.

- 5. Références :** (i) ÉAPA 2008, page 31;
(ii) Dossier R-3648-2007, pièce B-14-HQD-3, document 1, pages 18 et 19;
(iii) Dossier R-3669-2008, pièce B-10-HQT-13, document 2, page 41.

Préambule :

En ce qui concerne les possibilités d'importation de puissance en pointe à partir de la Nouvelle-Angleterre vers le poste Des Cantons, le Distributeur explique à la référence (i) que :

« En outre, le démantèlement du poste Monroe, situé en Nouvelle-Angleterre, restreint de manière importante l'accès à ce marché, pour l'approvisionnement en puissance. L'admissibilité d'une ressource située en Nouvelle-Angleterre devra donc tenir compte du rétablissement d'un lien permettant d'acheminer la puissance vers le Québec en période de pointe hivernale. »

À la référence (ii), le Distributeur décrit une solution de rechange qui consiste à investir des sommes importantes au poste Des Cantons pour pouvoir l'utiliser avec le poste Sandy Pond, afin de récupérer les 690 MW de capacité d'importation en pointe à cette interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre. Cette solution est à l'étude et pourrait être considérée si elle s'avère économiquement intéressante.

À la référence (iii), Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) répond à une question sur le remplacement des installations du poste Des Cantons : *« Le Transporteur ne prévoit pas le remplacement de ces installations à moins que des demandes de service justifient de nouvelles installations à ce poste ».*

Demandes :

- 5.1** Veuillez indiquer si le Distributeur compte faire une demande de service au Transporteur en regard des installations du poste Des Cantons, en vue de rétablir les 690 MW de capacité d'importation.

Réponse :

Le Distributeur doit mettre en place une stratégie d'acquisition pour ses besoins en puissance et réalise actuellement des évaluations de potentiel de contribution des marchés limitrophes. Pour comporter un intérêt sur le plan économique, la remise en place d'une capacité d'importation en pointe avec la Nouvelle-Angleterre devrait permettre d'accéder à une quantité de puissance garantie, à un prix inférieur à ce qui est offert dans les autres marchés actuellement accessibles.

Voir également la réponse à la question 5.2.

- 5.2** Veuillez indiquer, selon les informations à votre disposition, si une telle solution de rechange pourrait être implantée avant la conclusion de l'appel d'offres pour des approvisionnements de moyen et long termes en puissance.

Réponse :

Le Transporteur a informé le Distributeur que des solutions de rechange à court terme ont été envisagées, notamment un scénario d'intégration partielle du poste Des Cantons au RMCC³. Après analyse, le Transporteur a conclu que plusieurs exigences techniques ne seraient pas satisfaites et a donc abandonné cette approche.

- 6. Référence :** ÉAPA 2008, page 31.

Préambule :

Les trois premiers principes mis de l'avant par le Distributeur pour les appels d'offres de moyen et long termes en puissance sont :

- la possibilité de fournir le service à partir de ressources existantes ou nouvelles;
- l'ouverture aux livraisons provenant des réseaux voisins;
- les contrats d'une durée variant de 5 à 20 ans.

³ Réseau multiterminal à courant continu.

Le Distributeur décrit le mandat qu'il compte donner à une firme indépendante qui consiste, entre autres, à établir « *un bilan, pour chacun des marchés limitrophes, des ressources existantes qui seraient en mesure de participer à un tel appel d'offres* ».

Demandes :

- 6.1** Veuillez expliquer le choix de considérer des contrats d'une durée minimale de 5 ans.

Réponse :

La stratégie d'approvisionnement du Distributeur a toujours reposé sur la conclusion de contrats de long terme pour satisfaire les besoins importants et récurrents. L'objectif visé par la signature de tels contrats consiste d'abord et avant tout à sécuriser les approvisionnements en assurant une croissance de la puissance disponible pour la zone de contrôle du Québec. À cet égard, il est requis de proposer des contrats d'une durée suffisante pour que les fournisseurs soient en mesure de financer le développement de nouveaux projets.

Les contrats de court terme, dont le renouvellement requiert de retourner périodiquement en appel d'offres, sont appropriés pour satisfaire les besoins impliquant des volumes moindres ou de plus courte durée. Une trop grande quantité de contrats de courte durée obligerait le Distributeur à renouveler trop fréquemment les contrats portant sur des quantités importantes d'approvisionnements en puissance. Par ailleurs, des approvisionnements annuels de 2 000 MW doivent être renégociés chaque année, soit 1 000 MW d'ententes reliées à l'électricité interruptible et 1 000 MW d'achats sur les marchés de court terme. Ces 2000 MW permettent déjà au Distributeur d'ajuster son bilan de puissance en fonction des fluctuations à court terme des besoins.

La durée des contrats proposée s'inscrit dans la voie des recommandations que la Régie formulait dans le cadre de la décision D-2005-178, sur le Plan d'approvisionnement 2005-2014 : « ... la Régie croit que les contrats de durées intermédiaires peuvent procurer au Distributeur une flexibilité supplémentaire quant à la gestion de ses approvisionnements et à l'utilisation des interconnexions. » (voir page 29). À cet effet, une durée

« *intermédiaire* » de 5 ans apparaît raisonnable et permet d'assurer l'admissibilité des moyens de production existants.

Enfin, si le Distributeur constatait qu'une ouverture à des contrats de plus courte durée permettait d'obtenir des offres plus intéressantes, la stratégie d'acquisition pourrait être revue en conséquence.

- 6.2** Veuillez commenter l'opportunité de considérer des contrats de puissance d'une durée inférieure à 5 ans, s'il existait un potentiel de fournisseurs intéressés à soumissionner à partir de ressources existantes sur des engagements plus courts.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.

THÈME 4 – RÉSEAUX AUTONOMES

- 7. Références :**
- (i) Dossier R-3677-2008, pièce B-1-HQD-14, document 1, annexe D, pages 58 et 59;
 - (ii) Dossier R-3677-2008, pièce B-9-HQD-16, document 1, pages 153 et 154;
 - (iii) Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007, pages 50 et 51;
 - (iii) Dossier R-3648-2007, pièce B-68-HQD-6, document 1, pages 12 et 13;
 - (v) Dossier R-3677-2008, pièce C-8-6-CNIMLJ, pages 26 à 28.

Préambule :

Aux références (i) et (ii), le Distributeur écrit à propos du réseau de Schefferville que « *de nouveaux besoins de puissance en pointe d'hiver apparaissent à l'horizon 2016. Pour combler ces besoins, la solution la plus probable sera l'installation d'un quatrième groupe de 10 MW à la centrale hydraulique actuelle* ». Toutefois, à la référence (ii), le Distributeur indique que « *Le projet de centrale [diesel] de réserve n'a pas été abandonné. L'avant-projet est toujours prévu en 2009 et la mise en service est prévue en 2012.* »

Dans sa décision relative au Plan (référence (iii)), la Régie « *demande à ce que l'option d'une augmentation de la capacité hydraulique de la centrale de Mehinek soit privilégiée à Schefferville. [...] Elle demande au Distributeur de considérer un programme de réduction de la demande qui pourrait retarder l'augmentation de la capacité de production à Schefferville* ».

La Régie souhaite faire le point sur l'approvisionnement du réseau de Schefferville.

Demandes :

7.1 Veuillez indiquer si le projet de mise en service en 2012 d'une nouvelle centrale diesel de réserve à trois groupes électrogènes, avec possibilité d'augmentation à six groupes (page 13 de la référence (iv)), est toujours maintenu, compte tenu que :

- de nouveaux besoins de puissance en pointe d'hiver apparaissent à l'horizon 2016 seulement et que, pour combler ces besoins, la solution la plus probable sera l'installation d'un quatrième groupe de 10 MW à la centrale hydraulique actuelle; et que
- la centrale diesel de réserve déjà existante est une solution d'appoint utilisée en cas d'extrême d'urgence (référence (ii) et réponse à la question 4.3 de la page 12 de la référence (iv)).

Réponse :

Le Distributeur profite de cette question de la Régie pour rappeler les faits et corriger certaines affirmations ambiguës ou erronées.

La puissance installée totale de la centrale de Menihék est de 17 200 kW (soit 2 x 4400 kW + 1 8400 kW)⁴. Or, selon les critères du Distributeur, la puissance garantie de la centrale s'établit à 90 % de la capacité restante, dans l'éventualité de la perte du plus gros groupe⁵. Dans le cas de la centrale de Menihék, cette puissance garantie s'établit à : $0,90 \times 2 \times 4400 \text{ kW} = 7920 \text{ kW}$.

La charge réelle en pointe pour l'hiver 2007-2008 a été d'environ 9500 kW, ce qui est supérieur de près de 1600 kW à la puissance garantie. C'est pour cette raison que le Distributeur prévoit la construction d'une centrale diesel de réserve pour respecter son

⁴ R-3648-2007, HQD-2, Document 2, p.61.

⁵ La Régie a accepté ce critère par sa décision D-2002-169.

critère de fiabilité et qu'il a entretemps maintenu sur les lieux des groupes électrogènes de secours.

Selon la plus récente prévision de la demande, la charge de Schefferville ne dépassera la puissance installée qu'à l'horizon 2027, environ, selon un scénario moyen de la croissance. D'ici cette date, les « besoins en puissance » découleront exclusivement du respect du critère de fiabilité ; aucune énergie n'est associée à cette puissance additionnelle. Ainsi l'affirmation de la référence (i), relative aux besoins de puissance en 2016 doit être corrigée en fonction de ce qui précède.

Par ailleurs, l'affirmation contenue à la référence (i) relative à l'installation d'un quatrième groupe à la centrale de Menihek est erronée. Selon une estimation récente, le coût d'une telle installation serait d'environ 102 M\$, sans compter les frais financiers. En effet, bien qu'il soit possible d'installer un groupe supplémentaire à la centrale, cette solution nécessiterait d'importants travaux civils, dont la construction d'une prise d'eau et l'excavation d'un canal de fuite, en plus des travaux mécaniques et électriques. Le Distributeur tient à préciser que le montant de 20 M\$, mentionné lors des audiences sur le Plan⁶, ne représentait que le coût du groupe turbine-alternateur, mais faisait abstraction des autres travaux nécessaires. La récente estimation confirme ce coût du groupe. Le coût de cette solution apparaît donc exorbitant, dans le contexte.

Le Distributeur prévoit donc toujours la construction d'une centrale thermique en réserve froide, mise en service en 2012. Cette solution permettra de répondre aux besoins de fiabilité de l'alimentation électrique de Schefferville, au moindre coût.

- 7.2** Veuillez présenter les différents scénarios de prévision de la demande auxquels le Distributeur doit se préparer, compte tenu des probabilités de réalisation de différents projets d'exploitation minière à Schefferville (référence (v)).

Réponse :

⁶ R-3648-2007, Notes sténographiques, vol, 2, p. 219-221.

Le réseau de Schefferville faisant partie de ses réseaux autonomes depuis 2007, le Distributeur a effectué une prévision de la demande de ce réseau dans le cadre de son *Plan d'approvisionnement 2008-2017*. Ainsi, pour ce réseau, comme pour chacun des réseaux autonomes, un seul scénario de prévision de la demande a été produit, soit le scénario moyen. Ce scénario a alors tenu compte de l'information disponible, la plus à jour, au moment du dépôt du Plan.

Actuellement, même si différents projets d'exploitation minière à Schefferville sont évoqués publiquement, le Distributeur ne dispose pas de scénarios de prévision de la demande prenant en compte la réalisation de tels projets, faute d'informations assez précises pour faire l'objet d'hypothèses de prévision de la demande, notamment sur l'ampleur des projets, leur échéancier et leurs probabilités de réalisation.

Il demeure que le Distributeur suit l'évolution des projets miniers à Schefferville. S'il advenait que ces projets se précisent et aient une probabilité de réalisation significative, le Distributeur établirait ses prochaines prévisions en prenant en compte les projets probables. Il en rendrait alors compte, le cas échéant, dans ses prochains plans d'approvisionnement ou dans les états d'avancement de ceux-ci.

7.3 Veuillez présenter la stratégie du Distributeur pour répondre à ces différents scénarios de la demande d'électricité. Veuillez notamment indiquer la capacité et les éventuels besoins de réfection des équipements existants ainsi que la capacité et la date de mise en service planifiée à ce stade-ci des projets que le Distributeur compte mettre en œuvre d'ici 2017 :

- Mesures de gestion de la demande en puissance et introduction de la bi-énergie;
- Centrale hydraulique de Mehinek : trois groupes hydroélectriques existants et ajout d'un quatrième groupe;
- Centrales diesel de réserve : centrale existante (réponse à la question 4.4 de la page 12 de la référence (iv)) et nouvelle centrale à trois groupes électrogènes, avec possibilité d'augmentation à six groupes;
- Groupes électrogènes diesel sur les nouveaux sites industriels avec ou sans cogénération de chaleur et d'électricité;

- Lignes électriques entre Mehinek, Schefferville et les nouveaux sites industriels.

Réponse :

Le Distributeur a déjà eu l'occasion de préciser sa position relativement à la bi-énergie (R-3602-2006, HQD-3, Document 1, r. 2.1 ; HQD-3, Document 1.2, r. 5.2 ; R-3648-2007, HQD-6, Document 1, r. 4.7). Cette position demeure inchangée, pour l'instant.

Quant à l'ajout d'un groupe à la centrale de Menihek et à la centrale thermique en réserve, voir la réponse à la question 7.1.

Pour les nouveaux sites industriels, voir la réponse à la question 7.2.

Le Distributeur ne prévoit pas construire de nouvelles lignes vers d'éventuels « nouveaux sites industriels ».

La stratégie du Distributeur pour l'alimentation de Schefferville demeure inchangée par rapport à ce qui est énoncé au Plan.