DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020 (LE PLAN) D'HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (LE DISTRIBUTEUR)

PLAN D'APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU INTÉGRÉ

PRÉVISION DE LA DEMANDE

1. Référence : Pièce B-0005, page 56.

Préambule :

Le tableau 2A-4 présente une comparaison des prévisions des prix des combustibles.

Demande :

1.1 Veuillez expliquer comment sont établies les prévisions des combustibles du Distributeur sur la période 2010-2020. Veuillez notamment préciser comment l'évolution de ces prix sur ladite période est établie.

2. Référence : Pièce B-0005, page 71.

Préambule :

« *Outre l'élasticité revenu du secteur Résidentiel et agricole, les autres élasticités n'ont pas été revues depuis le dernier Plan d'approvisionnement, le Distributeur ne jugeant pas nécessaire la révision de ces dernières.* »

Demande :

2.1 Veuillez présenter les raisons pour lesquelles le Distributeur n'a pas révisé les élasticités revenus des autres secteurs de consommation.

3. Référence : Pièce B-0005, page 131.

Préambule :

« *Le Distributeur tient toutefois à mentionner qu'au cours de l'année 2010, des sondages auprès des clientèles Résidentielle et agricole et Commerciale et institutionnelle ont été réalisés. Lorsque les résultats de ces sondages seront disponibles et analysés, soit en 2010 et en 2011, le Distributeur procédera à la mise à jour des modèles de prévision de ces secteurs. La prévision*

présentée dans le Plan ne reflète donc pas ces nouvelles informations compte tenu de l'ampleur des travaux et des délais nécessaires à leur réalisation. »

Demande :

3.1 Veuillez indiquer si les modèles actuels génèrent des biais statistiquement significatifs à la hausse ou à la baisse. Le cas échéant, veuillez préciser les secteurs de consommation affectés et l'ampleur des biais observés.

EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

4. Références : (i) Pièce B-0004, pages 13 et 14;
(ii) Dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-8, document 8, annexes, page 9.

Préambule :

(i) Le Distributeur spécifie que la prévision de la demande qu'il présente tient compte de l'impact des économies d'énergie sur les besoins en puissance. Le Distributeur considère à cette fin les économies d'énergie tendancielles, les programmes mis en œuvre au cours des années 1990 ainsi que les interventions en efficacité énergétique en déploiement, dont la cible a été fixée à 11 TWh à l'horizon 2015.

Les données figurant au tableau 1, à partir desquelles la Régie procède à certains calculs, sont tirées du tableau 2.1-2 du Distributeur.

Tableau 1
Impact des économies d'énergie sur la prévision de la puissance à la pointe d'hiver

	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016
Impact (en MW) *Données tirées du tableau 2.1-2*	1 100	1 320	1 530	1 790	2 050	2 300	2 530
Variation par rapport à l'année précédente **(en MW)** **(en %)** *Calculs de la Régie*		220 20 %	210 16 %	260 17 %	260 15 %	250 12 %	230 10 %

La Régie observe que la variation annuelle de l'impact des économies d'énergie sur la prévision de la puissance à la pointe d'hiver décroît, entre les hivers 2010-2011 et 2015-2016, de 20 % à 10 %.

(ii) Dans le dossier tarifaire 2011, le Distributeur présente ses objectifs en matière d'efficacité énergétique pour la période 2003-2015.

Les données figurant au tableau 2, à partir desquelles la Régie procède à certains calculs, sont tirées du tableau A-5 du Distributeur.

Tableau 2
Impact énergétique – Période 2009-2015

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Impact en GWh ajoutés							
Total des programmes et activités du Distributeur	852	760	805	902	927	949	798
Marché affaires	383	468	525	647	721	773	630
Données tirées du tableau A-5							
Proportion des économies d'énergie du Marché affaires par rapport au Total *Calculs de la Régie*	45 %	62 %	65 %	72 %	78 %	81 %	79 %

La Régie observe que la proportion des économies d'énergie associée aux programmes et activités du distributeur dans le Marché affaires croît régulièrement de 45 % à environ 80 % entre 2009 et 2015.

Demandes :

4.1 Veuillez quantifier l'impact sur les besoins de puissance des économies d'énergie associées au Marché affaires, en les comparant notamment aux économies d'énergie associées au Marché résidentiel.

4.2 Veuillez distinguer, dans le tableau 1, l'impact des programmes d'économie d'énergie du Marché affaires de celui des autres programmes et interventions sur la prévision de la puissance à la pointe d'hiver.

4.3 En tenant compte des réponses fournies en 4.1 et 4.2, veuillez expliquer le fait que la proportion des économies d'énergie du Marché affaires par rapport au total des programmes et activités du Distributeur croisse de près du double entre 2009 et 2015, mais que l'impact des économies d'énergie sur la prévision de la puissance à la pointe d'hiver ne croisse que de 20 % à 10 % annuellement au cours de la même période.

5. Référence : Pièce B-0005, page 70.

Préambule :

Le tableau 2A-13 présente l'effacement de la bi-énergie résidentielle pris en compte dans la prévision de la puissance à la pointe d'hiver.

Demande :

5.1 Veuillez indiquer, pour chacune des années du tableau 2A-13, le nombre de clients prévus à la bi-énergie résidentielle.

6. Références :
(i) Pièce B-0004, pages 28 et 29;
(ii) Pièce B-0005, pages 64 à 66;
(iii) Dossier R-3648-2007, pièce B-1, HQD-1, document 2, page 58;
(iv) Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-8, document 8, annexes, pages 52 et 53;
(v) Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-8, document 8, page 52.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur considère important de poursuivre ses initiatives pour définir le potentiel des opportunités en gestion de la consommation afin de mieux gérer et réduire l'appel de puissance de sa clientèle.* […] *le Distributeur poursuit ses activités de vigie et de prospection.* »

(ii) Le tableau 2A-10 présente la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver des usages suivants : le chauffage au secteur Résidentiel et agricole, l'eau chaude au secteur Résidentiel et agricole ainsi que le chauffage au secteur Commercial et institutionnel. Le chauffage des locaux au secteur Résidentiel et agricole représente 30 % des besoins en puissance à la pointe d'hiver 2009-2010 et connaît une croissance annuelle moyenne de 1,1 %. Le Distributeur précise que sans le Plan global en efficacité énergétique du Distributeur (le PGEÉ), cette croissance serait de 1,6 %.

(iii) Dans le précédent plan d'approvisionnement, la croissance annuelle moyenne de la puissance à la pointe due au chauffage était estimée à 0,8 %, et de près de 1,2 % sans le PGEÉ.

(iv) Le Distributeur présente ses activités de R&D, de démonstration et d'évaluation des chauffe-eau solaires. Les résultats d'impact en énergie et en puissance (ces derniers entre 27 % et 45 %) devraient être confirmés début 2011.

(v) Le Distributeur indique que les nouveaux chauffe-eau électriques à trois éléments qu'il a évalués au Laboratoires des technologies de l'énergie (le LTÉ) pour le marché résidentiel ont, selon les premières évaluations, un potentiel technico-économique « *de l'ordre de 15 à 30 MW sur un horizon de cinq ans* ».

Demandes :

6.1 Veuillez donner plus d'information sur le parc de chauffe-eau électriques résidentiels au Québec, le nombre de chauffe-eau, leur contribution unitaire à la pointe hivernale par abonnement résidentiel, le profil journalier de consommation en fonction des soutirages d'eau, etc.

6.2 Veuillez élaborer sur les nouveaux chauffe-eau à trois éléments et déposer l'étude du LTÉ ainsi que toute autre étude sur le potentiel d'effacement à la pointe dans la production d'eau chaude que le LTÉ pourrait avoir complétée, sur les chauffe-eau solaires notamment.

CRITÈRES DE FIABILITÉ

7. Référence : Pièce B-0004, pages 35 et 36.

Préambule :

« *Si la méthode d'établissement de la réserve requise est la même que celle retenue lors du précédent plan d'approvisionnement, le Distributeur a cependant* […] *modifié son portefeuille d'approvisionnement* […].

Depuis l'état d'avancement 2009, le portefeuille d'approvisionnement du Distributeur a connu les changements suivants :
[…]
- *ajustements liés aux soumissions retenues dans le cadre du programme d'achat d'électricité produite par des petites centrales hydrauliques. Sur la base des caractéristiques des soumissions retenues, le taux de réserve de ce moyen a été ajusté à 60 % au lieu de 40 % prévu initialement;* » [nous soulignons]

Par ailleurs, la Régie constate, à partir du tableau 4.2-1, que le taux de réserve requise pour l'ensemble des approvisionnements est de l'ordre de 10 %.

Demande :

7.1 Veuillez justifier le taux de réserve de 60 % pour les petites centrales hydrauliques. Veuillez présenter vos hypothèses et vos sources.

8. Références : (i) Pièce B-0004, pages 36 et 37;
(ii) Pièce B-0004, page 21.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur a entrepris des travaux afin de revoir son évaluation des risques dans ses exercices de fiabilité en puissance. Ces travaux portent plus spécifiquement sur le traitement de l'incertitude entourant les besoins de puissance qui est prise en compte dans le modèle d'évaluation de la fiabilité (Modèle MARS). Ce modèle considère la demande de façon*

déterministe et utilise l'aléa global sur les besoins pour générer différents scénarios de demande autour du scénario moyen.

Les analyses préliminaires réalisées par le Distributeur indiquent que la pondération attribuée aux scénarios de la demande qui s'éloignent du scénario moyen pourrait être sous-évaluée dans les exercices de fiabilité. Suite à ce constat, le Distributeur a entrepris des évaluations complémentaires afin de mieux documenter et évaluer l'occurrence de ces différents scénarios de la demande. Dans l'attente des résultats, il ajoute une provision sur la réserve requise afin de prendre en compte ce facteur de risque. Cette provision s'élève à 100 MW pour l'année courante et atteint 250 MW à moyen terme. » [nous soulignons]

(ii) Par ailleurs, le Distributeur révise l'aléa global sur les besoins en puissance à la baisse. Cette révision découle d'une révision à la baisse de l'aléa climatique à la pointe d'hiver et de la réduction de l'incertitude quant à l'évolution de la conjoncture économique.

Demandes :

8.1 Veuillez préciser les éléments qui amènent le Distributeur à considérer que la pondération attribuée aux scénarios de la demande qui s'éloignent du scénario moyen pourrait être sous-évaluée dans les exercices de fiabilité.

8.2 Étant donné que le Distributeur révise à la baisse l'aléa global sur les besoins en puissance, veuillez expliquer pourquoi le modèle d'évaluation de la fiabilité MARS, qui utilise l'aléa global sur les besoins en puissance pour générer différents scénarios de demande autour du scénario moyen, pourrait sous-évaluer la réserve requise.

8.3 Veuillez expliquer comment a été établie la provision de 100 à 250 MW.

SERVICES COMPLÉMENTAIRES

9. Référence : Pièce B-0004, page 56.

Préambule :

En ce qui a trait à l'entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial, le Distributeur mentionne que « *des dépassements des niveaux de prestation de service inscrits dans l'entente actuelle sont régulièrement enregistrés, même en l'absence des éoliennes* ».

Demandes :

9.1 Pour chaque service complémentaire pour lequel des dépassements sont enregistrés, veuillez indiquer la fréquence et l'ordre de grandeur de ces dépassements.

9.2 Veuillez indiquer les causes des dépassements enregistrés.

9.3 Si des dépassements enregistrés sont liés à l'approvisionnement patrimonial, veuillez indiquer à quel moment l'entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial sera révisée.

9.4 Si les dépassements enregistrés sont liés aux approvisionnements postpatrimoniaux ou à l'accroissement postpatrimonial de la charge, veuillez indiquer comment sont traités ces dépassements. Veuillez notamment indiquer si le Distributeur doit compenser Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) pour les dépassements enregistrés. Si oui, veuillez en indiquer les modalités et les prix.

9.5 Veuillez indiquer si Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) estime que les niveaux de prestation des services complémentaires devraient être révisés à la hausse. Si oui, veuillez indiquer comment les tarifs du Transporteur en matière de services complémentaires seront intégrés dans l'entente globale de modulation.

10. Référence : Pièce B-0018, pages 14 et 15.

Préambule :

Le Distributeur dépose les résultats additionnels relatifs au rapport sur l'impact de la production éolienne sur le service de régulation de la fréquence.

Demande :

10.1 Veuillez déposer le rapport final, incluant les recommandations qui découlent des résultats additionnels.

STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

11. Références : (i) Pièce B-0005, pages 87 et 88;
(ii) Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité, 11 juin 2010.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente les scénarios fort et faible de la prévision de la demande.

(ii) Selon l'article 30 du Guide de dépôt, le Distributeur doit présenter la stratégie d'approvisionnement retenue, en précisant « *les moyens pour répondre aux besoins imprévisibles ou composer avec des besoins plus faibles que prévus* ».

Demande :

11.1 Veuillez présenter les stratégies d'approvisionnement d'une part en énergie et d'autre part en puissance, advenant des scénarios fort ou faible de la demande dans le cadre du présent Plan.

12. Références : (i) Pièce B-0004, pages 52 et 53;
(ii) Pièce B-0005, page 205;
(iii) Pièce « Liste des soumission retenues », dossier A/O 2009-02 – Appel d'offres de 500 MW d'énergie éolienne issue de projets autochtones et communautaires, rendue publique le 20 décembre 2010 sur le site du Distributeur (http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ao-200902/pdf/soumissions-retenues.pdf);
(iv) Pièce B-0004, pages 32 et 33;
(v) Pièce B-0004, page 34.

Préambule :

(i) La section 4.4.3 montre les bilans en énergie (tableau 4.4-3) et en puissance (tableau 4.4-4) après le déploiement des nouveaux moyens de gestion.

(ii) Le Distributeur présente un tableau (tableau 4D) de l'utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée après déploiement des nouveaux moyens, et ce, jusqu'en 2027, soit à l'expiration des conventions.

(iii) Le tableau en référence présente la liste des soumissions retenues dans le cadre du troisième appel d'offres éolien (A/O 2009-02), pour un total de 291,4 MW.

(iv) Le Distributeur mentionne à cette référence qu'il « *a temporairement cessé de différer les livraisons du contrat en base et a plutôt convenu d'une transaction de vente avec le Producteur. Celle-ci permet de prendre livraison de l'énergie seulement lorsque le besoin est requis, tout comme c'est le cas pour les livraisons du contrat cyclable. L'entente, lorsque requise, couvrira chacune des périodes décrites dans les conventions (été, automne et hiver). Les quantités non requises par le Distributeur seront revendues au Producteur à quelques heures d'avis, selon un indice de marché* ».

(v) Selon le tableau 4.1-2, le Distributeur ne prévoit plus de transactions financières avec le Producteur après 2011, et ce, pour le reste de l'horizon du présent plan.

Demandes :

12.1 Les tableaux 4.4-3, 4.4-4 et 4D sont établis en prenant en compte 500 MW de puissance provenant du troisième appel d'offres éolien (A/O 2009-02). Veuillez présenter l'impact sur ces tableaux de la prise en compte de 291,4 MW de puissance provenant du troisième appel d'offres éolien (A/O 2009-02).

12.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a toujours l'intention d'avoir recours à une transaction de vente avec le Producteur pour 2011, compte tenu des révisions apportées aux tableaux de la question précédente. Veuillez justifier.

12.3 Veuillez confirmer que le Distributeur a toujours l'intention de ne pas recourir à une telle transaction dans les années subséquentes. Dans la négative, veuillez indiquer les quantités associées aux transactions prévues et les années auxquelles elles sont prévues.

13. Référence : Pièce B-0004, page 42.

Préambule :

« *Des discussions se poursuivront avec TCE en vue de parvenir à une option de suspension qui admettrait des livraisons modulables, selon la période de l'année, et qui permettrait que le contrat avec TCE contribue à la satisfaction des besoins en puissance et en énergie en hiver.*

Dans le cas où les discussions avec TCE ne permettraient pas de conclure une entente, que ce soit pour des considérations techniques ou commerciales, le Distributeur envisagera toute autre alternative lui permettant d'équilibrer ses bilans en énergie et en puissance. »

Demandes :

13.1 Veuillez décrire plus précisément les caractéristiques visées de la modulation envisagée avec TCE (durée, date d'entrée en vigueur, formes de modulation, nombre d'heures de fonctionnement en hiver, nombre d'arrêts-départs par an, prix de la puissance et de

l'énergie, taux de livraison, délais d'appel, etc.) et le lien avec l'entente globale de modulation mentionnée au présent Plan.

13.2 Veuillez élaborer sur les alternatives actuellement envisagées par le Distributeur afin d'équilibrer ses bilans en énergie et en puissance, dans l'éventualité où les discussions avec TCE ne mèneraient pas à une entente.

14. Références : (i) Pièce B-0004, page 42;
(ii) Pièce B-0004, page 32.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur est intéressé à accroître la flexibilité du contrat avec TCE en visant un apport de sa centrale à Bécancour spécifiquement en période d'hiver. Des discussions se poursuivront avec TCE en vue de parvenir à une option de suspension qui admettrait des livraisons modulables, selon la période de l'année, et qui permettrait que le contrat avec TCE contribue à la satisfaction des besoins en puissance et en énergie en hiver.*

Dans le cas où les discussions avec TCE ne permettaient pas de conclure une entente, que ce soit pour des considérations techniques ou commerciales, le Distributeur envisagera toute autre alternative lui permettant d'équilibrer ses bilans en énergie et en puissance. »

(ii) « *Conformément aux dispositions du contrat original, les livraisons d'énergie du contrat cyclable (250 MW) seront programmées en fonction des besoins du Distributeur. Le Distributeur ne prévoit donc plus, pour le moment, différer l'énergie associée au contrat cyclable sur l'horizon du Plan.* »

Demandes :

14.1 Dans le but d'équilibrer les bilans en énergie et en puissance, veuillez présenter les coûts pour le Distributeur de la stratégie d'utilisation des livraisons modulables provenant de la centrale de TCE par rapport à celle du contrat cyclable conclu avec le Producteur.

14.2 Veuillez élaborer sur la comparaison des coûts éventuels de la puissance fournie par TCE selon des livraisons modulables par rapport aux coûts de puissance sur les marchés de court terme.

14.3 Veuillez élaborer sur la possibilité d'utiliser la centrale de TCE pour remplacer la centrale de Tracy et pour répondre à des besoins éventuels du Producteur. Veuillez indiquer si les discussions avec TCE impliquent également le Producteur et préciser quelles seraient les modalités de partage de la centrale de TCE aux plans technique et financier.

15. Références : (i) Pièce B-0004, page 42;
(ii) Pièce B-0004, page 53.

Préambule :

(i) Le Distributeur indique que « *Les conventions d'énergie différée avec le Producteur prévoient la fourniture d'une puissance pouvant atteindre 800 MW au-delà des 600 MW associés aux contrats originaux, incluant un bloc de 400 MW dont la disponibilité demeure sujette à une confirmation par le Producteur au cours de l'automne précédent la pointe hivernale. Étant donné son caractère moins certain, la puissance additionnelle du bloc de 400 MW est considérée comme une ressource supplémentaire, susceptible de contribuer aux bilans en énergie et en puissance. Elle n'a donc pas été incluse dans le bilan après déploiement des moyens de gestion existants (voir le tableau 4.2-2). Dans le cas où cette ressource supplémentaire ne pourrait être accessible, des quantités additionnelles devraient alors être achetées sur le marché de court terme. Le Distributeur aurait alors recours aux marchés plus éloignés, en utilisant des services de passage offerts par le Nouveau-Brunswick ou l'Ontario* ».

(ii) Le tableau 4.4-4 montre le bilan en puissance après déploiement des nouveaux moyens de gestion, et fait notamment état de puissances rappelées (aux contrats de base et cyclable avec le Producteur) inférieures à 800 MW (maximum permis par les conventions) pour les pointes des années 2010-2011 (550 MW) à 2014-2015 (600 MW). Ce tableau montre aussi, pour les mêmes périodes de pointes, des besoins en contribution des marchés de court terme variant entre 220 MW (2010-2011) et 1 100 MW (2013-2014).

Demandes :

15.1 Veuillez évaluer les probabilités que le bloc de 400 MW de puissance additionnelle ne soit pas disponible aux moments jugés opportuns par le Distributeur et élaborer sur les risques d'inclure ce bloc au bilan en puissance en tant que nouveau moyen de gestion.

15.2 Veuillez élaborer sur les raisons qui justifient l'utilisation de retours des conventions d'énergie différée aux contrats de base et cyclable à des puissances plus faibles que la puissance maximale permise par les conventions (800 MW), alors que des approvisionnements de court terme sont prévus pour équilibrer le bilan en puissance.

15.3 Veuillez présenter, le cas échéant, une analyse des coûts reliés aux approvisionnements de court terme en puissance comparativement aux coûts de la puissance reliés aux retours d'énergie des contrats de base et cyclable.

16. Références : (i) Pièce B-0004, pages 27 et 28;
(ii) Pièce B-0005, page 176;
(iii) Pièce B-0004, page 48.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente la contribution des marchés de court terme en puissance à la pointe et mentionne qu'« *Un inventaire complet des capacités disponibles des interconnexions est d'ailleurs présenté à l'annexe 4A* ». Il indique aussi que « *Considérant les observations qui précèdent, le Distributeur conclut que le potentiel d'achat sur les marchés de court terme peut, dans l'immédiat, être augmenté de la capacité de l'interconnexion de Dennison, soit 100 MW, pour s'établir à 1100 MW* ».

(ii) Le tableau 4A-2 présente l'état 2010-2015 de la capacité d'importation utilisée pour établir la contribution de chaque marché de court terme. Ce tableau montre notamment une capacité théorique (sous réserve des règles de priorité de l'IESO) de 1 250 MW sur le marché ontarien via l'interconnexion Ontario – Outaouais (ON), pour un grand total de 3 200 MW sur l'ensemble des marchés disponibles au Distributeur.

(iii) Le Distributeur présente des pistes de solutions qu'il envisage afin d'accroître le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins, et mentionne notamment qu'il « *entreprendra des démarches avec les réseaux voisins, notamment celui de l'Ontario, afin de s'assurer que les règles commerciales applicables au produit de puissance lui permettent d'accéder sans contraintes à ce type de produit* ».

Demandes :

16.1 Veuillez commenter le potentiel d'achat de puissance en pointe sur les marchés de court terme, établi à 1 100 MW, compte tenu de la capacité théorique totale estimée de l'ordre de 3 200 MW sur les marchés voisins.

16.2 Veuillez présenter l'état des discussions entre le Distributeur et les réseaux voisins, notamment l'Ontario, visant à s'assurer que les règles commerciales applicables au produit de puissance lui permettent d'accéder sans contraintes à ce type de produit ainsi que l'impact possible sur l'horizon du présent plan.

17. Référence : Pièce B-0005, page 189.

Préambule :

« *Compte tenu de la quantité de ressources disponibles dans le réseau de New York, la capacité d'interconnexion représente définitivement une contrainte d'accès à de plus grandes quantités de puissance en hiver. Puisque le Transporteur devra éventuellement procéder à une réfection majeure des groupes convertisseurs du poste Châteauguay (réf. 6.1, page 42), il pourrait exister certaines opportunités pour rehausser la puissance disponible sur le chemin MASS-HQT. Cette avenue pourrait être analysée simultanément au projet de réfection*. […]

Si la nouvelle interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre se réalisait, une capacité d'importation d'environ 1 000 MW pourrait être disponible à partir de ce marché. Les ressources existantes en Nouvelle-Angleterre pourraient alors facilement être offertes dans le cadre des appels d'offres du Distributeur. »

Demandes :

17.1 Veuillez préciser la date à laquelle sera complété le projet de réfection du poste Châteauguay.

17.2 Veuillez estimer la capacité d'importation prévue sur le chemin MASS-HQT à la suite de la réfection du poste Châteauguay.

17.3 Veuillez indiquer la date de mise en service et l'endroit où est prévue la nouvelle interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre. Veuillez donner plus de précisions sur ce projet.

18. Références : (i) Pièce B-0004, pages 48 et 49;
(ii) Pièce B-0004, page 49;
(iii) Pièce B-0004, page 51.

Préambule :

(i) « *L'accès à de plus grandes quantités de puissance provenant des marchés hors Québec, notamment de l'État de New York et de la Nouvelle-Angleterre, requiert nécessairement la mise à niveau des équipements en place ou la mise en place de nouveaux équipements de transport. Afin d'amorcer les démarches qui pourraient éventuellement donner lieu aux investissements requis, le Distributeur s'adressera au Transporteur afin d'obtenir des évaluations des modalités et des conditions auxquelles la capacité d'importation en pointe à partir des réseaux voisins peut être augmentée.*

[…]

Le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins qui s'avèrera économiquement intéressant permettra au Distributeur de déterminer les volumes de puissance qu'il pourra acquérir sur ces marchés, soit par suite d'un processus d'appel d'offres de long terme ou par l'augmentation du potentiel d'achat sur les marchés de court terme, au-delà du 1 100 MW déjà inscrit au bilan de puissance. »

(ii) « *Étant donné les besoins soutenus en puissance qui apparaissent à partir de l'hiver 2015-2016, un appel d'offres pour de nouveaux moyens devrait être lancé au plus tard en 2013* ».

(iii) « *Préalablement au lancement d'un appel d'offres, le Distributeur s'adressera au Transporteur afin d'obtenir des indications sur le coût et le délai de réalisation des investissements en transport requis afin d'acheminer la puissance à partir des différentes alternatives d'approvisionnement possibles, incluant celles provenant des réseaux voisins.* »

Demandes :

18.1 Veuillez préciser les besoins estimés et les stratégies envisagées (terme, délais de réalisation, types, quantités, etc.) par le Distributeur en matière d'investissements futurs en équipements de transport, afin d'accroître la capacité d'importation en pointe à partir des réseaux voisins pour équilibrer son bilan en puissance sur la durée du Plan.

18.2 Veuillez indiquer à quel moment le Distributeur entend obtenir du Transporteur des évaluations des modalités et des conditions auxquelles la capacité d'importation en pointe à partir des réseaux voisins peut être augmentée.

18.3 Veuillez préciser si ces investissements doivent aussi permettre d'accroître les capacités d'échange avec les réseaux voisins. Le cas échéant, veuillez élaborer sur les modalités de partage des coûts avec d'autres clients actuels ou potentiels du Transporteur.

19. Références : (i) Pièce B-0004, page 49;
(ii) Pièce B-0004, pages 49 et 50.

Préambule :

(i) « *Le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins qui s'avèrera économiquement intéressant permettra au Distributeur de déterminer les volumes de puissance qu'il pourra acquérir sur ces marchés, soit par suite d'un processus d'appel d'offres de long terme ou par l'augmentation du potentiel d'achat sur les marchés de court terme, au-delà du 1 100 MW déjà inscrit au bilan de puissance.* »

(ii) « […] *il y a peu d'avantages à lancer un appel d'offres comportant un long délai entre l'octroi des contrats et le début des premières livraisons. En considérant également que de courts délais permettent une meilleure connaissance des caractéristiques et du niveau des besoins, un*

appel d'offres aura tout avantage à être lancé assez tardivement avant l'échéance des premiers besoins.

[…]

Exigences communes à tous les contrats :

- *point de livraison sur le réseau du Transporteur ou à n'importe quel point d'interconnexion avec les réseaux voisins;*
- *durée minimum de cinq ans;*
- *puissance garantie sur une base continue entre le 1er décembre et le 31 mars;*
- *aucun engagement ferme du Distributeur à accepter les livraisons d'énergie;*
- *dépôt de garanties par les fournisseurs à la signature des contrats.*

Les caractéristiques régissant l'appel de l'énergie associée à la puissance pourraient différer d'un contrat à l'autre. Les soumissionnaires seront toutefois incités à imposer le moins de restrictions possible quant au nombre d'heures d'appel de l'énergie par hiver et à proposer de courts délais d'appel. »

Demandes :

19.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a procédé à un balisage des caractéristiques des contrats d'approvisionnement en puissance sur le marché nord-américain et en déposer le rapport le cas échéant. Dans la négative, veuillez indiquer pourquoi le Distributeur n'a pas eu recours à ce type d'information afin de fixer les caractéristiques des éventuels contrats.

19.2 Veuillez élaborer sur le choix de chacune des cinq caractéristiques envisagées pour cet appel d'offres de puissance. Veuillez notamment justifier que les futurs contrats doivent être d'une durée minimale de cinq ans, et non de plus courte durée, notamment en considérant le fait que le Distributeur désire être en mesure de faire face à un scénario de croissance plus faible de la demande en puissance.

19.3 Considérant les contraintes, conditions et paramètres énumérées à la référence (ii), veuillez estimer le nombre de soumissionnaires potentiels provenant des réseaux voisins qui pourront répondre à l'ensemble des exigences du Distributeur.

19.4 Advenant un scénario de croissance plus faible de la demande en puissance, veuillez présenter la stratégie qu'adoptera le Distributeur par rapport aux livraisons de puissance qu'il recevra d'éventuels signataires de contrats pour une durée déterminée.

20. Références : (i) Pièce B-0004, page 49;
(ii) Pièce B-0005, page 188;
(iii) Pièce B-0004, pages 50 et 51;
(iii) Pièce B-0004, page 51;
(iv) Pièce B-0005, page 189.

Préambule :

(i) « *À cet effet, il appert que peu de production non liée par contrat et disponible auprès de contreparties autres que le Producteur soit actuellement en place sur le réseau du Transporteur, alors que des quantités importantes sont disponibles en hiver dans les réseaux voisins.* »

(ii) « *À l'intérieur de la zone de réglage du Québec, la puissance disponible et non engagée par contrat est essentiellement détenue par le Producteur.* »

(iii) « *Tel que mentionné à la section précédente, le Distributeur prévoit que la production existante, notamment dans les marchés de New York et de la Nouvelle-Angleterre, représentera la solution la plus concurrentielle, compte tenu des quantités qui y sont disponibles en période d'hiver.* »

(iv) « *Le coût des différentes offres dans la zone de réglage du Québec pourra être comparé aux offres proposées à partir des réseaux voisins, en combinant les prix proposés par les soumissionnaires et les coûts de transport issus des évaluations du Transporteur.* »

(v) « *Il existe actuellement plusieurs projets de centrales hydrauliques en construction, dont la puissance pourrait être offerte dans le cadre d'un appel d'offres lancé par le Distributeur. Ces projets sont toutefois tous développés par un seul fournisseur potentiel qui pourrait avoir d'autres objectifs de mise en marché.* »

Demandes :

20.1 À la référence (i), veuillez élaborer sur le fait qu'il y a peu de production non liée par contrat et disponible auprès de contreparties, autres que le Producteur, sur le réseau du Transporteur. Veuillez indiquer si le Distributeur s'attend à recevoir des offres à l'intérieur de la zone de réglage du Québec soumises par des contreparties autres que le Producteur.

20.2 À la référence (iii), veuillez indiquer ce qui permet au Distributeur d'affirmer que les marchés de New York et de la Nouvelle-Angleterre représentent la solution la plus concurrentielle sur la durée du Plan.

20.3 À la référence (v), veuillez présenter les autres objectifs de mise en marché que pourrait avoir ledit fournisseur et indiquer les raisons pour lesquelles celui-ci ne répondrait pas de manière concurrentielle à un éventuel appel d'offres pour l'acquisition de nouveaux approvisionnements en puissance.

21. Références : (i) Pièce B-0004, page 49;
(ii) Pièce B-0004, page 51;
(iii) Pièce B-0005, page 179;
(iv) Pièce B-0005, page 189;
(v) Dossier R-3740-2010, pièce B-19, HQD-13, document 1.1, page 16.

Préambule :

(i) « *Compte tenu de ce constat, le Distributeur considère que des offres de puissance en provenance de nouveaux équipements ne pourraient concurrencer celles associées à des équipements existants. Il est donc improbable qu'un éventuel appel d'offres pour un produit de puissance, sans engagement ferme de prendre livraison de quantités fixes d'énergie, puisse favoriser la construction d'un nouvel équipement au Québec.* »

(ii) « *En effet, un appel d'offres pour le type de produit visé ne conduira vraisemblablement pas à la mise en place d'une nouvelle ressource, surtout dans le contexte où la capacité de production d'électricité en hiver existe en quantité suffisante dans le Nord-Est américain.* »

(iii) « *Il y a donc, pour le Québec, certaines opportunités d'approvisionnement en puissance à un coût potentiellement plus faible que ce que coûterait l'installation d'équipements dédiés uniquement à l'alimentation de la charge québécoise.* »

(iv) « *Par ailleurs, il est peu probable que les nouvelles installations qui seraient exclusivement dédiées à la fourniture d'un produit de puissance d'hiver, conforme à ce que recherche le Distributeur, puissent constituer une option concurrentielle sur le plan économique. En plus, ces nouvelles installations pourraient soulever des enjeux environnementaux non négligeables et présenter des risques reliés à l'obtention des permis.* »

(v) « *Selon l'information dont dispose le Distributeur, l'évaluation du coût générique de 80 $/kW-an [pour une nouvelle turbine à gaz dédiée à 50 % à ses besoins] est toujours valable. Ce coût pourra être réévalué avec plus de précision une fois que seront connus les résultats d'un appel d'offres en puissance que le Distributeur entend lancer au cours des prochaines années. Il pourra aussi être revu, au besoin, en fonction de l'évolution des marchés de puissance.* »

Demandes :

21.1 Veuillez indiquer si le Distributeur s'attend à obtenir un prix plus bas que 80 $/kW-an, ou 26,67 $/kW-hiver, comme résultat de l'appel d'offres qu'il entend lancer d'ici 2013 pour acquérir de nouveaux approvisionnements en puissance.

21.2 Si oui, est-ce à dire que le scénario de construction d'une nouvelle turbine à gaz dédiée à 50 % aux besoins en puissance du Distributeur n'est plus envisagé pour le moment? Veuillez élaborer.

22. Références : (i) Pièce B-0005, pages 172 et 176;
(ii) Pièce B-0005, page 174;
(iii) Pièce B-0005, page 187;
(iv) Pièce B-0005, page 190.

Préambule :

(i) Les tableaux 4A-1 et 4A-2 présentent l'état de la situation pour la période 2010-2015 des capacités d'importation au Québec.

(ii) « *La production à pleine capacité des parcs éoliens en Gaspésie risque de restreindre la capacité d'importation à partir du Nouveau-Brunswick, particulièrement sur le point d'entrée Eel River (350 MW). Il sera donc difficile de planifier des achats fermes à partir de cette interconnexion.* »

(iii) « *En plus, si une opportunité concrète d'achat de puissance à partir des Maritimes (ou en transit par cette zone de réglage) se présentait, il serait nécessaire d'en évaluer l'impact sur l'engorgement de la production éolienne provenant du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie.* »

(iv) « *Lorsque la centrale de Pointe Lepreau au Nouveau-Brunswick sera remise en service, la zone de réglage des Maritimes récupérera une marge de manœuvre qui pourrait être offerte dans le cadre d'un éventuel appel d'offres du Distributeur. Le transit de puissance provenant de la Nouvelle-Angleterre pourrait être envisagé. Par contre, des investissements en transport du réseau du Transporteur pourraient être requis afin d'éviter l'engorgement des approvisionnements fermes en puissance avec la production éolienne provenant de la Gaspésie.* »

Demandes :

22.1 Veuillez commenter les possibilités d'accroissement des capacités d'interconnexion pour la période 2015-2020.

22.2 Compte tenu des investissements en transport actuellement prévus pour relier les éoliennes gaspésiennes au réseau du Transporteur et compte tenu du fait que le Distributeur ne prévoit pas que les éoliennes soient en production à pleine capacité à la pointe d'hiver (contribution à la pointe de 30 %), veuillez préciser pourquoi le Distributeur n'envisage pas davantage d'importations en puissance via le point d'entrée Eel River sur la période 2010-2020.

23. Référence : Pièce B-0004, pages 57 à 60.

Préambule :

La section 6 fait état des modalités envisagées par le Distributeur dans le cadre d'une entente globale de modulation qui serait mise en place avec le Producteur. En remplacement de l'actuelle entente d'intégration éolienne, cette entente globale de modulation couvrirait les livraisons de la centrale de TCE, des projets éoliens, de la cogénération à la biomasse et des petites centrales hydrauliques.

À la page 57, le Distributeur indique que cette entente globale impliquerait la création, auprès du Producteur, d'un compte annuel de modulation, dans lequel serait ajoutée la totalité de la production horaire des contrats assujettis. L'entrée en vigueur de l'entente est planifiée pour le 1er janvier 2012.

Aux pages 58 et 59, les graphiques 6.1-1 et 6.1-2 illustrent l'évolution prévue du compte de modulation horaire entre le 1er janvier et le 31 décembre, respectivement pour les années 2013 et 2017. Ces graphiques indiquent un taux maximum de retrait correspondant aux hivers 2012-2013 et 2013-2014 ainsi que 2016-2017 et 2017-2018. Ce taux serait établi avec un ajout de 15 % de la puissance éolienne.

À la page 59, le Distributeur énonce deux limites qui encadreraient les retraits et les ajouts au compte de modulation, soit le plafonnement des retraits horaires et le fait que le solde du compte en fin d'année ne pourrait être négatif ni excéder une quantité à déterminer.

Demandes :

23.1 Veuillez fournir le calcul détaillé des taux maximums de retrait illustrés aux graphiques 6.1-1 et 6.1-2 pour janvier et décembre 2013 et pour toute l'année 2017.

23.2 Veuillez indiquer s'il est prévu un taux minimum de retrait en été.

23.3 Le solde du compte de modulation est prévu être négatif à la fin de l'année 2017 (- 500 GWh). Veuillez concilier ce graphique avec la limite relative au solde du compte.

23.4 Veuillez confirmer que cette entente de modulation ne fournirait au Distributeur qu'un « service d'équilibrage » annuel sans « puissance complémentaire » autre que la contribution additionnelle possible de 15 % à 25 % pour l'éolien. Dans le cas où le solde de fin d'année serait négatif ou positif, veuillez indiquer si ces GWh seraient payables à l'un ou l'autre des partenaires de cette entente.

23.5 Veuillez expliquer pourquoi le compte de modulation ne couvrirait pas, par exemple, une année débutant le 1er avril et se terminant le 31 mars, afin de permettre au Distributeur d'approvisionner son compte de modulation avant la période d'hiver.

23.6 Veuillez expliquer pourquoi les retraits horaires seraient plafonnés à une quantité de mégawatts établie en fonction de la contribution en puissance des contrats assujettis. Le Distributeur a-t-il envisagé l'option de retraits en hiver au delà de ce plafonnement, et, si oui, quels seraient le coût de cette puissance excédentaire et les modalités d'utilisation?

24. Référence : Pièce B-0004, pages 57 à 60.

Préambule :

La section 6 fait état des modalités envisagées par le Distributeur dans le cadre d'une entente globale de modulation qui serait mise en place avec le Producteur. En remplacement de l'actuelle entente d'intégration éolienne, cette entente globale de modulation couvrirait les livraisons de la centrale de TCE, des projets éoliens, de la cogénération à la biomasse et des petites centrales hydrauliques.

À la page 59, le Distributeur indique certaines limites qui viendraient encadrer les retraits et les ajouts au compte de modulation et mentionne qu'ils « *seraient plafonnés à une quantité de mégawatts établie en fonction de la contribution en puissance des contrats assujettis* [dont une contribution de 30 % pour les projets éoliens]*, à laquelle s'ajouterait une contribution complémentaire d'environ 15 % de la puissance installé des parcs éoliens. Tel que mentionné à la section 4.4.1.3, le Distributeur souhaiterait que cette contribution en puissance complémentaire soit supérieure à 15 % et puisse atteindre 25 %* ».

Demandes :

24.1 Veuillez indiquer si l'entente envisagée par le Distributeur prévoirait spécifiquement la possibilité d'augmenter la contribution des projets éoliens au-delà de 30 %, par exemple dans le cas où les données historiques sur la contribution de ces projets justifieraient une telle augmentation.

24.2 Dans l'affirmative, veuillez préciser si l'augmentation de la contribution des projets éoliens résulterait en une diminution d'autant de la contribution en puissance complémentaire.

24.3 Veuillez indiquer les avantages et les coûts associés à une contribution en puissance complémentaire de 25 % plutôt que de 15 %.

24.4 Veuillez indiquer si le Distributeur envisage dans le cadre de cette entente globale de modulation un prix fixe, indexé annuellement, pour la puissance complémentaire (tel que dans l'entente d'intégration éolienne actuelle) ou plutôt basé sur une formule reflétant les prix de la puissance sur les marchés de court terme. Veuillez élaborer.

24.5 Veuillez indiquer si le Distributeur envisage un prix fixe, indexé annuellement, pour l'énergie (tel que dans l'entente d'intégration éolienne actuelle) ou plutôt basé sur une formule reflétant les prix de l'énergie sur les marchés de court terme. Veuillez élaborer.

25. Références : (i) Pièce B-0004, tableau 4.4-4, page 53 ;
(ii) Pièce B-0004, pages 46 et 47;
(iii) Pièce B-0004, page 61.

Préambule :

(i) Le tableau 4.4-4 fait état de besoins additionnels en puissance qui excédent la contribution des marchés de court terme.

(ii) Le Distributeur indique que « […] *le bilan en puissance montre des besoins pour lesquels de nouveaux approvisionnements sont requis à partir de l'horizon 2015-2016. Pour combler les besoins en puissance, le Distributeur privilégiera, dans un premier temps, le déploiement de moyens de gestion de la consommation.* […] *Par ailleurs, l'analyse menée par le Distributeur sur le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir de chaque marché (voir l'annexe 4B) fait ressortir l'intérêt de recourir aux moyens disponibles dans les marchés voisins* ». Le Distributeur ajoute que « *la stratégie d'acquisition de nouvelles ressources implique deux démarches* », soit l'accroissement du potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins et le lancement d'un appel d'offres.

(iii) Le Distributeur indique qu'une « *approche possible en matière de gestion active des risques reliés aux fluctuations de prix des commodités consisterait à utiliser des dérivés financiers.* […] *Toutefois cette stratégie n'est pas sans coût et ne comporte aucune espérance de réduction de coût lorsqu'elle est répétée sur une longue période. Le Distributeur dispose plutôt d'un compte de frais reportés, qui, dans ces conditions et considérant que le portefeuille comporte peu d'approvisionnements dont le prix est volatil, constitue l'outil le plus approprié afin de réduire l'impact des fluctuations de coûts* ».

Demandes :

25.1 Veuillez identifier les risques associés aux besoins en puissance illustrés au tableau 4.4-4 de la référence (i). Le cas échéant, veuillez identifier les éléments de la stratégie de gestion des risques associés à la satisfaction de ces besoins en puissance.

25.2 Considérant que l'une des stratégies du Distributeur pour combler ses besoins en puissance est le lancement d'un appel d'offres sur les marchés voisins, veuillez indiquer s'il pourrait s'avérer avantageux d'utiliser les dérivés financiers afin d'atténuer les risques associés à la fluctuation des prix.

25.3 Veuillez élaborer davantage sur l'affirmation de la référence (iii) selon laquelle l'utilisation de dérivés financiers « *ne comporte aucune espérance de réduction de coût*

lorsqu'elle est répétée sur une longue période ». Veuillez indiquer dans quel(s) contexte(s) l'utilisation de dérivés financiers pourrait entraîner une réduction de coût.

ÉVALUATION DES COÛTS DE TRANSPORT ASSOCIÉS AUX APPELS D'OFFRES DE LONG TERME

26. Références : (i) Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007, pages 39 et 40;
(ii) Pièce B-5, HQD-1, document 2, annexe 5, pages 214 et 215.

Préambule :

(i) Dans sa décision D-2008-133 relative au plan d'approvisionnement précédent, la Régie indiquait que :

« *Dans les prochains documents d'appel d'offres et dans les programmes d'achat d'électricité, la Régie demande au Distributeur de définir clairement les exigences techniques s'appliquant aux centrales de faible capacité. Pour s'assurer d'un traitement équitable, le Distributeur devra veiller à ce que ces centrales soient raccordées au réseau de distribution ou de transport au plus bas coût possible, en tenant compte de la nature, de l'emplacement et de la capacité de la centrale.* »

(ii) Dans le présent Plan, le Distributeur mentionne que :

« *En <u>décembre 2006</u>, le Distributeur indiquait à la Régie qu<u>'il poursuivait sa réflexion</u> sur la question du traitement des coûts de raccordement des centrales de petite taille. Sa principale préoccupation à cet égard demeure inchangée par rapport aux indications qu'il donnait à la Régie dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2005-2014, à savoir le traitement équitable de toutes les sources d'approvisionnement, tel que la Loi sur la Régie de l'énergie l'exige.*

Le Distributeur est d'avis que les projets raccordés sur le réseau de distribution doivent être assujettis à des pratiques qui tiennent compte des impacts réels de ces projets sur son réseau. Dans ce contexte, la réalisation d'une étude exploratoire tel que décrit à la section 2.2 permet de répondre à ce besoin.

D'autre part, le Distributeur et le Transporteur <u>évaluent certaines pistes de solution</u> afin de réduire les coûts d'intégration des petits projets de production de 25 MW et moins. » [nous soulignons]

Demandes :

26.1 Veuillez faire état à ce jour des pistes de solution évaluées par le Distributeur et le Transporteur afin de réduire les coûts d'intégration des petits projets de production de 25 MW et moins.

26.2 Veuillez indiquer à quel moment le Distributeur sera en mesure d'établir un traitement adéquat des coûts de raccordement des centrales de petites tailles ainsi qu'un plan d'action.

SUIVIS DE DÉCISION

27. Références : (i) Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007, page 35;
(ii) Décision D-2009-107, dossier R-3689-2009, page 27.

Préambule :

(i) Dans la décision D-2008-133, la Régie demande au Distributeur de déposer un suivi trimestriel englobant l'ensemble de ses activités d'approvisionnement de court terme, à l'achat comme à la vente, incluant les transactions sous dispense et les résultats des appels d'offres de court terme.

La Régie évalue la possibilité de demander uniquement la production d'un suivi annuel des activités d'achat et de vente du Distributeur. Les informations exigées par la décision D-2008-133 y seraient présentées sur une base trimestrielle et sur une année civile.

(ii) Dans la décision D-2009-107, la Régie demande au Distributeur de déposer le relevé des livraisons réalisées dans l'année en vertu de l'entente globale cadre, au plus tard le 30 avril de l'année suivante. Le relevé est présenté à partir des besoins réguliers du Distributeur (proxy) ainsi qu'à partir de la production des centrales du Producteur.

Demande :

27.1 Veuillez indiquer la date à laquelle les suivis annuels décrits au préambule pourraient faire l'objet d'un envoi unique à la Régie. Si la date proposée excède le 30 avril, veuillez faire état des contraintes du Distributeur.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

28. Références : (i) Pièce B-0006, page 41;
(ii) Pièce B-0019, page 66;
(iii) Pièce B-0006, page 13;
(iii) http://www.retscreen.net/fr/case_studies_multiple_buildings_canada_chibougamau_chapais.php

Préambule :

(i) Le Distributeur présente sa stratégie pour les réseaux autonomes en Haute-Mauricie :

« *Avec le projet d'augmentation de puissance en cours de réalisation (1 280 kW en 2011) et le maintien des programmes d'efficacité énergétique, la centrale d'Opitciwan sera en mesure de répondre aux besoins des clients à l'horizon 2013. Par ailleurs, le Distributeur vient d'entamer des discussions avec la communauté pour un projet de vente d'électricité produite à partir de la biomasse forestière proposée par la communauté* ».

(ii) Le tableau A-7.5.1.A révisé montre l'ajout de puissance installée de 1 280 kW en 2011 et de 280 kW en 2016.

(iii) La pénétration du chauffage au mazout est près de 100 % à Opitciwan.

(iv) Cette page web présente une étude technico-économique de l'installation de chauffage à la biomasse de la communauté d'Oujé-Bougoumou.

Demandes :

28.1 Veuillez décrire la nature et l'envergure des travaux d'ajout de capacité à la centrale d'Opitciwan.

28.2 Veuillez donner des informations sur le projet de production d'électricité à partir de biomasse forestière à Opitciwan, sans révéler la teneur confidentielle, le cas échéant, des discussions en cours avec la communauté. Veuillez notamment préciser les points suivants :

28.2.1. Le Distributeur d'une part, et les promoteurs du projet d'autre part, considèrent-ils ce projet comme pouvant offrir une garantie de puissance, une garantie d'énergie ou une garantie de puissance et d'énergie?

28.2.2. Le projet permettra-t-il de répondre partiellement ou en totalité aux besoins d'électricité et de chaleur de la communauté?

28.2.3. Comment ce projet est-il pris en considération dans le tableau de la référence (ii)?

28.2.4. Qu'adviendra-t-il de la centrale thermique du Distributeur advenant la concrétisation du projet communautaire de production d'électricité à partir de la biomasse?

29. Références : (i) Pièce B-0006, page 41;
(ii) Pièce B-0019, page 67;
(iii) Pièce B-0006, page 12;
(iv) Dossier R-3740-2010, pièce B-9, HQD-13, document 1, page 205.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente sa stratégie 2013-2020 pour les réseaux autonomes en Haute-Mauricie. En ce qui concerne Clova, une augmentation de puissance sera nécessaire et la construction d'une nouvelle centrale est envisagée à l'horizon 2020 si le raccordement au réseau intégré ne se concrétise pas.

(ii) Les informations contenues au tableau A-7.5.2.A révisé permettent de calculer que la consommation moyenne par abonnement résidentiel et agricole du réseau de Clova est de 10 000 kWh/an et de déduire que les clients résidentiels et agricoles utilisent d'autres sources que l'électricité pour le chauffage des locaux.

(iii) Le Distributeur indique que la clientèle résidentielle adhérente au PUEÉ bénéficie d'une réduction de 30 % de ses frais de chauffage des locaux et de l'eau par rapport à un client utilisant l'électricité pour une consommation équivalente, à l'exception de la clientèle résidentielle du réseau de Clova.

(iv) En ce qui concerne le potentiel de récupération de chaleur et d'économies en huile à chauffage en décentralisant une partie de la capacité additionnelle de production d'électricité requise dans un réseau autonome pour l'installer dans les plus gros bâtiments d'un réseau isolé, le Distributeur répond à la Régie que c'est une avenue envisageable mais présentant des défis commerciaux et techniques. Le Distributeur ajoute qu'il assurera une veille à cet égard afin de profiter, le cas échéant, des opportunités.

Demandes :

29.1 Veuillez préciser les sources de chauffage résidentielles et agricoles utilisées à Clova.

29.2 À la référence (iii), veuillez expliquer l'exception qui s'applique à la clientèle résidentielle de Clova.

29.3 Veuillez indiquer si le Distributeur a vérifié l'intérêt de la communauté de Clova dans un projet de fourniture d'énergie de même nature que celui en discussion à Opitciwan. Veuillez élaborer.

30. Références : (i) Pièce B-0006, page 11;
(ii) Pièce B-0006, page 12.

Préambule :

(i) « *Au nord du 53e parallèle, un tarif dissuasif est appliqué afin de limiter l'usage de l'électricité aux besoins de base. Ce tarif favorise le maintien du mazout comme source d'énergie pour le chauffage des locaux et de l'eau.*

Au sud du 53e parallèle, la tarification est la même en réseaux autonomes que pour le réseau intégré, conformément au principe d'uniformité territoriale. »

(ii) « *Aux Îles-de-la-Madeleine, un segment significatif de la clientèle utilisant l'électricité ne veut pas chauffer au mazout (35 % de la clientèle totale), indépendamment des mesures offertes pour favoriser la conversion de leur système de chauffage. Le Distributeur estime qu'il reste un potentiel de 15 % de la clientèle totale des Îles-de-la-Madeleine qui pourrait potentiellement accepter de convertir leur système de chauffage de l'électricité au mazout.* […] *Au cours de la prochaine année, le PUEÉ – Îles-de-la-Madeleine fera l'objet d'une réflexion sur les moyens possibles pour consolider le taux d'adhésion au mazout, particulièrement chez la clientèle affaires.* »

Demandes :

30.1 Veuillez préciser si le Distributeur a comme objectif d'essayer de convertir au mazout les 15 % de la clientèle des Îles-de-la-Madeleine qui pourraient potentiellement accepter de convertir leur système de chauffage électrique. Veuillez élaborer.

30.2 Veuillez élaborer sur les moyens utilisés et envisagés par le Distributeur pour consolider et augmenter le taux d'adhésion au mazout pour le chauffage des locaux aux Îles-de-la-Madeleine. Parmi ces moyens, veuillez indiquer si l'introduction d'un tarif adapté, visant à rendre le chauffage électrique moins attrayant et qui reflèterait les coûts marginaux de production d'électricité par groupe électrogène diesel, pourrait aider à l'atteinte des objectifs du Distributeur.

31. Références : (i) Pièce B-0006, page 12;
(ii) Pièce B-0019, page 43.

Préambule :

(i) « *Aux Îles-de-la-Madeleine, un segment significatif de la clientèle utilisant l'électricité ne veut pas chauffer au mazout (35 % de la clientèle totale).* […] *Le Distributeur estime qu'il reste un potentiel de 15 % de la clientèle totale des Îles-de-la-Madeleine qui pourrait potentiellement accepter de convertir leur système de chauffage de l'électricité au mazout.* […] *Au cours de la prochaine année, le PUEÉ – Îles-de-la-Madeleine fera l'objet d'une réflexion sur les moyens possibles pour consolider le taux d'adhésion au mazout, particulièrement chez la clientèle affaires.* »

(ii) Les informations contenues au tableau A-7.1.0.A révisé permettent de calculer que la consommation annuelle moyenne par abonnement résidentiel et agricole aux Îles-de-la-Madeleine croît de 14 244 kWh en 2010 à 15 231 kWh en 2020.

Demandes :

31.1 Veuillez élaborer sur l'augmentation de la consommation moyenne par abonnement résidentiel et agricole de 14 244 à 15 231 kWh/an et sur les objectifs que s'est donné le Distributeur quant au PUEÉ.

31.2 Veuillez clarifier si la proportion de clients résidentiels qui se chauffent actuellement à l'électricité aux Îles-de-la-Madeleine est de 35 % ou de 50 %.

31.3 Veuillez indiquer les consommations d'une maison aux Îles-de-la-Madeleine qui se chauffe tout à l'électricité d'une part, et qui ne se chauffe pas à l'électricité d'autre part.

31.4 Veuillez indiquer le pourcentage de résidences saisonnières aux Îles-de-la-Madeleine et la consommation de ces résidences. Veuillez élaborer sur l'impact de ces résidences sur la consommation annuelle moyenne par abonnement résidentiel et agricole.

32. Références : (i) Pièce B-0006, page 32;
(ii) Pièce B-0006, page 12;
(iii) Pièce B-0019, page 43.

Préambule :

(i) « *La centrale de Cap-aux-Meules devrait faire face toutefois à un dépassement d'environ 0,6 MW de sa puissance garantie (40,2 MW) en 2013. Le Distributeur envisage augmenter la puissance installée à la centrale thermique. La puissance du groupe choisie permettra également d'optimiser la pénétration de l'énergie éolienne sur le réseau dans le cadre de la mise en œuvre du projet de JED. Comme un projet de cette envergure ne pourra être mis en service d'ici 2013,*

des mesures de mitigations, qui restent à définir, seront mises en place afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement des clients. » [nous soulignons]

(ii) *« Aux Îles-de-la-Madeleine, un segment significatif de la clientèle utilisant l'électricité ne veut pas chauffer au mazout (35 % de la clientèle totale), indépendamment des mesures offertes pour favoriser la conversion de leur système de chauffage. Le Distributeur estime qu'il reste un potentiel de 15 % de la clientèle totale des Îles-de-la-Madeleine qui pourrait potentiellement accepter de convertir leur système de chauffage de l'électricité au mazout.* […] *Au cours de la prochaine année, le PUEÉ – Îles-de-la-Madeleine fera l'objet d'une réflexion sur les moyens possibles pour consolider le taux d'adhésion au mazout, particulièrement chez la clientèle affaires.* »

(iii) Le tableau A-7.1.0.A révisé indique un nombre d'abonnements résidentiels et agricoles de l'ordre de 6 600 en 2013.

Demandes :

32.1 Veuillez fournir un profil annuel de la pointe historique mensuelle en 2009-2010 aux Îles-de-la-Madeleine et préciser les usages de l'électricité qui causent principalement cette pointe.

32.2 En fonction de votre réponse à la question précédente, veuillez élaborer sur les mesures de mitigation et les moyens possibles envisagés par le Distributeur pour repousser au maximum le besoin d'un ajout de capacité à Cap-aux-Meules.

32.3 Veuillez préciser la capacité des équipements utilisée dans le calcul des coûts évités de puissance aux Îles-de-la-Madeleine présenté dans le cadre du dossier tarifaire R-3740-2010.

32.4 Veuillez indiquer si le Distributeur envisage installer la capacité indiquée en réponse à la question précédente à partir de 2013. Veuillez élaborer. Veuillez également préciser l'influence du projet de JED dans le plan d'équipements de production des Îles-de-la-Madeleine.

32.5 Veuillez indiquer quels bâtiments ou institutions possédant des génératrices de secours aux Îles-de-la-Madeleine pourraient fournir une garantie de puissance sur appel ou télécommande du Distributeur. Veuillez ensuite élaborer sur la possibilité de prendre en considération ces installations dans le calcul de la puissance garantie sur le réseau des Îles-de-la-Madeleine.

33. Références : (i) Dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-12, document 5, page 11;
(ii) Pièce B-0019, page 68;
(iii) Pièce B-0019, page 62;
(iv) Pièce B-0005, page 66.

Préambule :

(i) « *En avril 2010, dans le cadre d'une visite à Schefferville, Matimekush et Kawawachikamach, des représentants du Distributeur ont discuté avec le personnel de ces collectivités des modalités d'application et de leur intérêt à s'impliquer dans le déploiement des programmes. Des mesures d'économies d'énergie ont alors été identifiées.* […]

Tel qu'annoncé dans le dossier R-3708-2009, des audits énergétiques ont eu lieu afin de préciser l'état et la condition de l'enveloppe thermique des résidences unifamiliales. L'étude d'un échantillon de 21 résidences unifamiliales de la région (ville de Schefferville, Matimekush, Kawawachikamach) a démontré que les matériaux choisis sont efficaces. Toutefois, des lacunes ont été observées au niveau des façons de faire des entrepreneurs. Le Distributeur a transmis les résultats de l'étude à chacune de ces communautés, de même qu'à l'Agence de l'efficacité énergétique.

Pour la clientèle d'affaires, le Distributeur déploiera au cours de 2011, le programme clés en main. Le Distributeur évaluera aussi les opportunités d'efficacité énergétique avec les clients affaires qui démontreront un intérêt en ce sens. Des audits énergétiques et d'autres moyens leur seront alors proposés. »

(ii) Les informations contenues au tableau A-7.6.0.A révisé permettent de calculer que la consommation annuelle moyenne par abonnement résidentiel et agricole à Schefferville croît de 38 198 kWh en 2010 à 39 653 kWh en 2020.

(iii) Les informations contenues au tableau A-7.3.1.A révisé permettent de calculer que, dans les villages desservis par le réseau du Lac Robertson, la consommation annuelle moyenne par abonnement résidentiel et agricole croit de 21 397 kWh en 2010 à 23 212 kWh en 2020.

(iv) Le tableau 2A-10 présente les contributions à la pointe d'hiver du chauffage des locaux et de l'eau pour le secteur Résidentiel et agricole en réseau intégré.

Demandes :

33.1 Veuillez expliquer le niveau de consommation moyenne par abonnement résidentiel et agricole à Schefferville par rapport à celui de la région du Lac Robertson.

33.2 Veuillez fournir les températures de conception considérées pour le chauffage à Schefferville et dans la région du Lac Robertson.

33.3 Veuillez fournir la contribution à la pointe due au chauffage des locaux et celle due au chauffage de l'eau au secteur Résidentiel et agricole à Schefferville et dans la région du Lac Robertson et ramener ces valeurs par abonnement résidentiel et agricole.

33.4 Veuillez élaborer sur ces valeurs et les comparer à leur équivalent en réseau intégré (référence (iv)) puis indiquer le potentiel de réduction de l'appel de puissance à la pointe à Schefferville.

33.5 Veuillez fournir les degrés-jours de chauffage à Schefferville et dans la région du Lac Robertson.

33.6 Veuillez élaborer sur l'augmentation de la consommation moyenne par abonnement résidentiel et agricole de 38 198 à 39 653 kWh/an à Schefferville et sur le potentiel d'économies d'énergie à réaliser à Schefferville.

34. Références : (i) Pièce B-0006, pages 42 et 43;
(ii) Dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-12, document 5, pages 6 et 7.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur poursuit la réfection majeure de la centrale de Menihek.* [...] *Une centrale thermique de réserve qui fonctionnera qu'en cas d'urgence seulement est donc prévue.* »

(ii) Le Distributeur explique qu'il n'a pas besoin de prendre en compte l'impact des projets miniers en développement dans la région de Schefferville, soit parce que ces projets ne sont pas situés sur le territoire du Québec, soit parce qu'ils nécessiteront des puissances supérieures à 50 MW et que le Distributeur n'est pas tenu de consentir un abonnement. Si on ne considère pas ces projets, la croissance de la demande annuelle en énergie et en puissance se maintiendra autour de 2,5 %.

Le Distributeur précise cependant que l'arrivée de projets miniers aura un impact indirect sur la demande dû aux retombées économiques à Schefferville. Il explique aussi que les deux projets de plus petite envergure, soit New Millenium – DSO et Labrador Iron Mine, pourraient être alimentés à partir des surplus de la centrale de Menihek. Le Distributeur précise que « *En effet, s'il advenait que l'appel en puissance de ces deux projets ne coïncide pas avec la pointe du réseau de Schefferville, NALCOR pourrait éventuellement alimenter les deux mines tout en priorisant l'alimentation de la communauté de Schefferville* ».

Demande :

34.1 Veuillez fournir les détails de l'entente entre le Distributeur et NALCOR au sujet de la centrale de Menihek. Veuillez notamment élaborer sur le partage de l'énergie, de la puissance à la pointe et des coûts pour éventuellement développer le potentiel hydroélectrique de cette centrale au moyen d'un quatrième groupe hydraulique.

35. Références : (i) Dossier R-3623-2006, pièce B-1, HQD-1, document 1, page 11;
(ii) Dossier R-3623-2006, pièce B-7, HQD-2, document 1, annexe 1, page 2;
(iii) Pièce B-0018, annexe 1, *Kuujjuaq, Partage de la chaleur excédentaire de la centrale*, page 1.

Préambule :

(i) « *La récupération de la chaleur résiduelle des radiateurs assurera le chauffage de la centrale. Un potentiel additionnel d'énergie thermique serait utilisable, dans l'hypothèse où un établissement industriel ou commercial s'installe à proximité et qu'il requière de la chaleur. L'alimentation de ces charges serait alors à négocier avec la municipalité ou le promoteur, ce qui contribuerait aussi à la réduction des GES.* » [nous soulignons]

(ii) Le Distributeur indique que le système de récupération de chaleur pour chauffer la centrale coûte 150 000 $.

(iii) Le Distributeur explique qu'en excluant les coûts du réseau de chaleur lorsque la charge thermique est adjacente à la centrale, *« il en coûterait environ 2,3 M$ pour implanter un tel système »* de récupération de chaleur dans la centrale et que *« la solution la plus avantageuse consisterait en l'ajout d'un échangeur de chaleur supplémentaire à chaque baie de moteur* ». [nous soulignons]

Le Distributeur justifie cette configuration « *par la nécessité d'équiper chacune des baies d'un système complet de récupération de chaleur additionnel. Cela serait nécessaire puisque nous ne pouvons imposer ou prévoir le fonctionnement d'un groupe dans le seul but de fournir de la chaleur à un client. La production d'électricité reste notre priorité* ». Considérant que la centrale de Kuujjuaq est en cours de construction, le Distributeur ajoute qu'« *il serait nécessaire d'ajouter des éléments au système prévu, plutôt que de modifier son ingénierie* ».

Demande :

35.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles le Distributeur n'est pas en mesure de proposer un système de récupération de chaleur à un coût plus bas que 2,3 M$, un coût qui exclut le réseau de distribution de chaleur, alors que le Distributeur indiquait dans sa demande d'investissement l'existence d'un système de récupération de chaleur avec un potentiel additionnel d'énergie thermique utilisable.