

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 DE LA FÉDÉRATION
CANADIENNE DE L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE RELATIVE À LA
DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**

CAUSE R-3864-2013

Prévision des besoins en énergie et en puissance

Question 1

Référence :

- (i) HQD-1, document 1, p. 13 tableau 2-2

Questions :

- 1.1 Veuillez indiquer si le besoin en puissance correspond à une pointe le matin ou le soir.
- 1.2 Veuillez indiquer le besoin à la pointe du matin et le besoin à la pointe du soir pour 2013-2014 et, si disponible, sur l'horizon du plan.
- 1.3 Veuillez indiquer si les bilans en puissance et en intègrent l'impact du programme Chauffez Vert. Si oui, veuillez en quantifier l'impact.
- 1.4 Si l'effet du programme n'a pas été pris en compte pour dans ces bilans, veuillez indiquer si le Distributeur en a évalué les impacts depuis et, le cas échéant, les quantifier.

Bilan en puissance

Question 2 :

Références :

- (i) HQD-1, document 1, pp. 18 et 19
- (ii) HQD-1, document 1, p. 28, tableau 4-3
- (iii) Rapport sur le potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance – réseau intégré, p.11, tableau 4.
- (iv) État d'avancement 2012 du plan d'approvisionnement 2011-2020, réponse à la question 1.1 de la Régie, p. 4.

Préambule :

La référence (i) présente un aperçu des interventions en gestion de la demande en puissance.

À la référence (ii), le Distributeur inscrit 50 MW pour les autres interventions en gestion de la demande en puissance en 2016-2017 et un total cumulatif de 300 MW en 2021-2022.

(iii)

« Les mesures offrant le potentiel le plus élevé sont celles nécessitant l'installation d'appareils de chauffage, soit le stockage thermique ou la biénergie, avec un PTÉ d'environ 1 300 MW. »

(iv)

« Le Distributeur poursuit l'analyse des résultats du potentiel technico-économique (PTÉ) des mesures de gestion de la demande en puissance.

Des travaux supplémentaires seront réalisés pour évaluer les opportunités les plus prometteuses qui permettront, le cas échéant, le déploiement de nouvelles mesures concrètes de gestion de la demande en puissance. En parallèle, le Distributeur prévoit réaliser des projets pilotes en lien avec l'utilisation des fonctionnalités de l'infrastructure de mesurage avancée. »

Questions :

2.1 Veuillez indiquer l'impact du bloc interruptible d'Aluminerie Alouette sur l'aléa sur les besoins de puissance et le niveau de réserve requis pour l'hiver 2016-2017.

- 2.2 Veuillez indiquer comment la réduction de 50 MW de besoin de puissance en 2016-2017 a été évaluée.
- 2.3 Veuillez indiquer comment la réduction de 300 MW de besoin de puissance en 2020-2021 a été évaluée.
- 2.4 Veuillez indiquer quelles sont les mesures qui sont envisagées pour parvenir à générer 50 MW de réduction de besoin de puissance en 2016-2017.
- 2.5 Veuillez indiquer quelles sont les mesures qui sont envisagées pour parvenir à générer 300 MW de réduction de besoin de puissance sur l'horizon du plan.
- 2.6 Relativement à la référence (iii), veuillez indiquer l'état d'avancement des travaux du Distributeur relativement à chacune des mesures incluses au PTÉ telles qu'identifiées aux tableaux 3 et 4.
- 2.6.1 Veuillez de plus faire une mise à jour de leur contribution anticipée respective à la gestion du besoin en puissance.
- 2.7 Relativement à la référence (iv), veuillez indiquer et décrire les opportunités que le Distributeur juge prometteuses à ce stade-ci.
- 2.7.1 Veuillez quantifier leur contribution estimée au bilan en puissance sur l'horizon du plan.
- 2.7.2 Veuillez indiquer l'état d'avancement des projets pilotes relativement à ces opportunités.
- 2.8 Veuillez indiquer l'état d'avancement des travaux du Distributeur sur les options de stockage thermique et de biénergie pour le secteur commercial et institutionnel.
- 2.9 Veuillez indiquer la contribution de ces mesures aux «Autres interventions en gestion de la demande de puissance» inscrites au bilan.
- 2.10 Considérant les conclusions du rapport sur le potentiel technico-économique, veuillez indiquer si le Distributeur considère la possibilité d'offrir un tarif biénergie à la clientèle commerciale et institutionnelle.
- 2.11 Veuillez justifier de ne pas inclure au potentiel technico-économique la possibilité de tarification différenciée dans le temps.
- 2.12 Veuillez indiquer si le Distributeur a évalué le potentiel de gestion de la demande en puissance lié à une tarification différenciée dans le temps pour la clientèle des tarifs généraux. Si oui, veuillez présenter le résultat de cette évaluation. Si non justifier de ne pas avoir considéré cette option.

Question 3 :

Références :

- (i) HQD-1, document 1, p. 28, tableau 4-3

- (ii) HQD-1, document 1, p. 29, lignes 13 et 14
- (iii) HQD-1, document 2.3, annexe 4D, p. 49, tableau 4D-2

Préambule :

(ii)
Le Distributeur ajoute 400 MW de contribution de marchés de court terme à son bilan de puissance

Questions :

- 3.1 Veuillez indiquer la contribution réelle des marchés de court terme à la pointe pour l'hiver 2013-2014.
- 3.2 Veuillez ventiler cette puissance entre les différentes interconnexions.
- 3.3 Pour chaque interconnexion, si cette contribution est supérieure à la contribution inscrite au bilan en puissance veuillez justifier de ne pas inscrire une contribution plus élevée au bilan.
- 3.4 Veuillez expliquer comment est calculée la contribution additionnelle de 400 MW.

Question 4 :

Référence :

- (i) HQD-1, document 1, p. 29

Préambule :

Le Distributeur considère la possibilité de lancer un appel d'offre en 2014 pour de la puissance en 2016-2017.

Questions :

- 4.1 Veuillez indiquer quelle durée et quantité de puissance sont envisagées pour cet appel d'offre?

Gestion des surplus d'énergie

Question 5 :

Référence :

- (i) Présentation faite à la séance d'information sur la bi-énergie et le tarif DT, suivi de la décision D-2011-028, 25 mai 2011, diapositive 4.
- (ii) Annonce du programme Chauffez vert, le 29 octobre 2013.
<http://www.mrn.gouv.qc.ca/presse/communiques-detail.jsp?id=10430>

Préambule :

- (i) « La croissance du parc bi-énergie au détriment de l'industrie du mazout n'est pas souhaitable
 - Une réduction significative des livraisons de mazout comporte un risque pour l'approvisionnement en mazout des clients bi-énergie »
- (ii) « Québec, le 29 octobre 2013 – La ministre des Ressources naturelles, Mme Martine Ouellet, annonce la création de Chauffez vert, une aide financière visant à favoriser le remplacement de systèmes de chauffage résidentiel au mazout ou au propane par des systèmes alimentés à l'électricité ou par d'autres énergies renouvelables.

« Chauffez vert permettra une réduction importante des émissions de gaz à effet de serre, soit 329 000 tonnes de CO2 annuellement, l'équivalent du retrait de 97 000 véhicules du réseau routier. C'est près de 60 000 foyers qui pourront bénéficier d'une aide financière pouvant atteindre jusqu'à 1 525 \$ », a précisé Martine Ouellet. »

Question :

- 5.1 Considérant la mise en place du programme Chauffez vert, qui vise la conversion de 60 000 clients résidentiels se chauffant au mazout vers le TAE, le Distributeur estime-t-il toujours qu'une croissance du parc bi-énergie n'est pas souhaitable? Veuillez expliquer.
- 5.2 Selon le Distributeur, la conversion de 60 000 clients du mazout vers le TAE compromettra-t-elle la viabilité du tarif DT? Si oui, à combien le Distributeur évalue-t-il le nombre de clients qui pourrait ne plus être en mesure d'adhérer au tarif DT suite à la conversion induite par le programme Chauffez vert?
- 5.3 Veuillez indiquer si, relativement au risque pour l'approvisionnement en mazout de la clientèle bi-énergie, le Distributeur juge est préférable de voir un client mazout transférer vers le TAE ou vers la bi-énergie.

- 5.4 Veuillez confirmer que selon le Distributeur, l'effritement de la clientèle se chauffant au mazout pourrait compromettre l'approvisionnement en mazout des clients du tarif DT.
- 5.5 Veuillez indiquer les démarches et analyses effectuées par la Distributeur pour valider l'hypothèse selon laquelle une diminution du parc de clients utilisant le mazout compromettrait l'accessibilité à cette source d'énergie pour les clients du tarif DT.
- 5.6 Si de telles analyses existent veuillez les déposer.
- 5.7 Veuillez présenter la distribution géographique des clients du tarif DT et commenter sur le risque de perte d'accès au mazout en fonction de cette dispersion.
- 5.8 Veuillez notamment indiquer le nombre de clients du tarif DT qui se trouvent en milieu urbain, suburbain et rural.
- 5.9 Veuillez présenter la distribution géographique des clients résidentiels sans chauffage.
- 5.10 Si disponible veuillez présenter la distribution géographique des clients résidentiels se chauffant au mazout.

Question 6 :

Référence :

- (i) HQD-1, document 1, pp 27 et 28
- (ii) HQD-3, doc 1 p.37.

Préambule :

Le bilan en énergie indique un surplus important d'énergie pendant tout l'horizon du plan et ce malgré la fermeture de la centrale de TCE.

Le bilan en puissance indique un besoin de puissance additionnelle sur l'horizon du plan.

Plusieurs clients résidentiels, commerciaux et institutionnels consomment des quantités importantes de mazout en dehors des heures de pointe, notamment pour la chauffe, et le gouvernement met en place des programmes qui encourage les clients résidentiels à abandonner le chauffage au mazout au profit du chauffage tout électrique.

Le remplacement du parc de compteurs par des compteurs avancés permet de fixer des tarifs différents en fonction des heures du jour offrant ainsi des possibilités de gestion de la puissance et de l'énergie.

- (ii)

« L'impact de l'effacement en puissance à la pointe est désormais établi sur la base d'une comparaison entre le profil de chauffage mesuré d'un échantillon de clients représentatifs au tarif DT et celui d'un échantillon de clients comparables au tarif D. Ainsi, il ne s'agit pas d'une réduction attribuable à l'évolution du parc biénergie résidentielle. »

Questions :

- 6.1 Pour une année climatique normale, veuillez indiquer quelle est, selon les estimations du Distributeur, la quantité annuelle de mazout consommée par les clients du tarif DT a) au total, b) durant les heures de pointe (6h à 9h le matin et 16h à 19h le soir), c) la nuit (entre 21h et 6h).
- 6.2 En supposant que le tarif DT soit modifié de telle sorte que le taux hors pointe serait systématiquement appliqué à la consommation comprise entre 21h et 6h pour les clients disposant de compteur de nouvelle génération,
 - 6.2.1 veuillez indiquer quel serait l'impact sur le bilan en énergie.
 - 6.2.2 Veuillez indiquer quel serait l'impact sur le bilan en puissance le cas échéant.
 - 6.2.3 Veuillez indiquer quel serait l'impact sur la capacité du Distributeur à rappeler de l'énergie en vertu des conventions d'énergie différée.
 - 6.2.4 Veuillez indiquer quel serait l'impact sur la rentabilité du tarif DT du point de vue du Distributeur. Veuillez présenter votre calcul.
 - 6.2.5 Veuillez indiquer quel serait l'impact sur la rentabilité du tarif DT du point de vue du client. Veuillez présenter votre calcul.
- 6.3 Veuillez décrire les données recueillies par le Distributeur sur les deux échantillons de clients auxquels il est fait référence à la référence (ii).
 - 6.3.1 Veuillez indiquer si les clients inclus aux échantillons disposaient de compteur de nouvelle génération.
 - 6.3.2 Veuillez indiquer le nombre de clients dans chaque groupe.
 - 6.3.3 Veuillez indiquer comment le Distributeur a été en mesure d'établir la consommation à la pointe pour ces deux groupes.
 - 6.3.4 Veuillez fournir les données de consommation globale sur une base horaire des deux échantillons de clients auxquels il est fait référence à la référence (ii) pour la période d'hiver 2012-2013 ou, si cette période n'est pas disponible, pour toute période de temps où cette information est disponible.
- 6.4 Si l'information précédente ne peut être fournie veuillez produire l'information suivante. Soit la cohorte de l'ensemble des clients au tarif DT disposant du compteur intelligent au 1er décembre 2013. Pour cette cohorte, veuillez fournir pour chaque heure des mois de décembre 2013, janvier 2014 et, si possible, février 2014 la consommation totale facturée au tarif de pointe et la consommation totale facturée au tarif hors pointe.

Question 7 :

Référence :

- (i) D-2011-028
- (ii) R-3776-2011-B-0045 (section 3)

Préambule :

(i)
Dans sa décision D-2011-028, la Régie demande à HQD de faire une promotion plus active du tarif DT.

(ii)
« Le 25 mai dernier, au cours d'une séance d'information sur la bi-énergie et le tarif DT, le Distributeur a fait part de ses stratégies promotionnelles en regard de la bi-énergie³. Le Distributeur souhaite rappeler à ses clients au tarif DT les avantages du tarif et leur communiquer des conseils pour en maximiser les bénéfices au moyen de différents outils communicationnels. Il souhaite également susciter un intérêt pour ce tarif auprès des anciens clients DT qui ont toujours un système de chauffage bi-énergie fonctionnel.

Enfin, par le biais de son site Internet et de dépliants fournis aux installateurs et fournisseurs de systèmes, il entend sensibiliser les clients au mazout qui entreprennent des démarches de conversion de leur système de chauffage à l'existence du tarif DT et à ses avantages.

Cette campagne promotionnelle sera conduite en concertation avec l'industrie, soit les distributeurs de mazout, les installateurs et manufacturiers de chauffage à l'électricité ainsi que l'Association québécoise du chauffage au mazout (AQCM) et l'Association québécoise des indépendants du pétrole (AQUIP).

Le développement de certains outils de communication est en cours de production et le Distributeur débutera la diffusion auprès des clients concernés dès 2011. »

Questions :

- 7.1 Veuillez indiquer quels ont été les résultats des mesures déployées par le Distributeur à ce jour pour convaincre les clients du tarif DT d'y demeurer.
- 7.2 Veuillez indiquer le nombre annuel de nouveaux abonnements au tarif DT pour les années 2010 à 2013.
- 7.3 Veuillez indiquer le nombre annuel de conversion du tarif DT vers le chauffage TAE pour les années 2010 à 2013.
- 7.4 Veuillez indiquer le nombre annuel de conversions du chauffage au mazout vers le tarif DT pour les années 2010 à 2013.
- 7.5 Veuillez indiquer le nombre annuel de conversion du chauffage au mazout vers le chauffage TAE pour les années 2010 à 2013.
- 7.6 Veuillez indiquer si le Distributeur anticipe un impact de l'entrée en vigueur du SPEDE sur le nombre de conversion de la biénergie et du chauffage au mazout vers le TAE. Si oui, veuillez quantifier cet impact et indiquer s'il est pris en compte dans les bilans en énergie et en puissance.
- 7.7 Veuillez indiquer si le Distributeur anticipe un impact du programme Chauffez vert sur le nombre de conversion du chauffage au mazout vers la biénergie. Si oui, veuillez quantifier cet impact et indiquer s'il est pris en compte dans les bilans en énergie et en puissance.
- 7.8 Veuillez décrire les limites géographiques des zones climatiques pour les seuils de température de -12 C et -15 C servant à l'application du tarif DT.

Question 8 :

Référence :

- (i) D-2004-170, pp. 14 à 16

Préambule :

Dans sa décision D-2004-170 abrogeant le tarif BT, la Régie se disait favorable au maintien du parc de chaudière électrique des clients du tarif BT.

Questions :

- 8.1 Veuillez indiquer la position du Distributeur face à la possibilité d'écouler une partie des surplus d'énergie en offrant un tarif biénergie semblable au tarif DT aux clientèles commerciale et institutionnelle dont le chauffage représente une part importante de la consommation.
- 8.2 Considérant les importants surplus d'énergie sur l'horizon du plan, veuillez indiquer si le Distributeur a analysé la possibilité de mettre en place, dans une forme ou une autre, un tarif biénergie pour l'ensemble ou une partie des tarifs généraux. Si oui, veuillez indiquer les conclusions de ces analyses relativement à la rentabilité et à l'impact de tels moyens. Si non, veuillez justifier de ne pas avoir analysé cette option.
- 8.3 En lien avec la référence, veuillez indiquer quel est à votre connaissance l'état actuel du parc d'équipement biénergie des anciens clients du tarif BT.

Question 9

Référence :

- (i) Pièce B-0021, HQD-3 document 1 pages 47 et 48

Préambule :

- (i) En réponse aux questions 11.1, 11.2 et 11.2.1 de la demande de renseignements de la Régie, le Distributeur répond ainsi :

Réponse 11.1 : Comme le Distributeur l'a indiqué à la pièce HQD-1, document 1 (B-0005), les engagements contractuels de long terme dont il dispose sont fermes, à l'exception du contrat cyclable. Les ententes pouvant être mises en place afin de réduire les surplus l'ont été et sont utilisées dans le respect des modalités contractuelles.

Ainsi, le Distributeur planifie la suspension des livraisons de la centrale de TCE sur la période du Plan. Les justifications à cet effet sont déposées dans le cadre des demandes d'approbation de la suspension. Par ailleurs, des amendements à l'entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE ont été conclus et permettront de réduire les coûts d'approvisionnement du Distributeur. Ces amendements font l'objet d'une demande d'approbation déposée à la Régie (dossier R-3875-2014).

De plus, étant donné le contexte actuel et anticipé de l'équilibre offre-demande, les conventions pour différer l'énergie des contrats de base et cyclable ne peuvent être utilisées conformément à leur finalité et dans le respect des engagements contractuels du Distributeur. Conséquemment, aucun scénario alternatif ne peut être présenté à cet égard, ni en termes énergétiques, ni en termes économiques.

Enfin, le Distributeur rappelle que, compte tenu des volumes d'énergie en surplus et des conditions de marché qui prévalent toujours, le scénario de revente demeure théorique. Par conséquent, la revente d'énergie sur les marchés de court terme n'est pas envisagée par le Distributeur afin de disposer des surplus.

Par conséquent, le Distributeur comptera principalement sur la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale pour assurer l'équilibre offre-demande.
(nos soulignements)

Questions :

- 9.1 Veuillez indiquer spécifiquement à quelles ententes le Distributeur réfère au premier paragraphe de la réponse 11.1.
- 9.2 Veuillez quantifier la réduction des coûts d'approvisionnement, sur une base annuelle, que le Distributeur anticipe par la suspension des livraisons de la centrale TCE sur la période du Plan.
- 9.3 Veuillez commenter sur la possibilité d'envisager la revente d'énergie excédentaire par le Distributeur pour une portion du surplus et identifier les gains potentiels d'une telle approche.
 - 9.3.1 Veuillez identifier quelle serait la proportion (en MW ou en pourcentage) des surplus qui pourrait faire l'objet de revente sur le marché sans avoir un impact important sur le marché.
 - 9.3.2 Veuillez démontrer quantitativement l'effet de la réduction des livraisons d'électricité patrimoniale par rapport à une solution de revente d'électricité. En d'autres termes, démontrer l'optimalité de la réduction de l'approvisionnement patrimonial comparé à la valeur qui pourrait être récupérée par la vente d'une partie des surplus.

DÉPASSEMENTS AUX SERVICES COMPLÉMENTAIRES

Note : La FCEI a bien pris note des commentaires de la Régie aux paragraphes 44 et 45 de sa décision D-2014-017. Aucune des questions qui suivent ne vise le coût spécifique des dépassements dus à l'énergie éolienne.

Question 10

Référence :

- (i) B-0005 HQD-1, Document 1, pages 37 (lignes 18-22)
- (ii) B-0005 HQD-1, Document 1, pages 38 (lignes 10-22)
- (iii) R-3799-2012 HQD-2 Document 1.1 (B-0023), question 4.2 p.5
- (iv) R-3799-2012 HQD-2 Document 1.1, complément de réponse, question 4.3 p.6

Préambule :

- (i) « Les services complémentaires reliés à l'approvisionnement patrimonial sont encadrés par l'ESC, conformément au décret patrimonial, et l'ensemble des impacts de la production éolienne sur les services complémentaires sont couverts par l'Entente d'intégration éolienne actuelle et continueront de l'être avec le nouveau service d'intégration éolienne qui sera mis en place éventuellement. »

- (ii) « Parmi l'ensemble des services regroupés dans l'ESC, certains sont soumis à des limites dont le dépassement peut être relié à l'évolution de la charge du Distributeur. Toutefois, il convient de mentionner qu'aucun mécanisme de compensation n'a été mis en place dans l'ESC en cas de dépassement de ces limites. »

Tel que précisé dans les dossiers R-3799-2012¹⁶ et R-3748-2010¹⁷, le Distributeur a relevé, dans les données historiques, des dépassements à certains services complémentaires fournis en vertu de l'ESC, soit les services de suivi de la charge et de provision pour aléas.

Considérant que le Producteur est le fournisseur des services en vertu de l'ESC, le Distributeur devra élaborer, conjointement avec celui-ci, une méthodologie qui soit à la convenance des deux parties en vue d'évaluer l'ampleur et la fréquence des dépassements aux services identifiés de même que les coûts qui y sont associés. Par conséquent, le Distributeur ne peut, pour le moment, déposer des résultats préliminaires.

Note 16 : Réponse à la question 4.3 du complément de réponses à la demande de renseignements n° 1 de la Régie, pièce HQD-2, document 1.1 (B-0023) du dossier R-3799-2012

Note 17 : Réponse à la question 9.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie, pièce HQD-4, document 1 (B-0023), du dossier R-3748-2010.»

- (iii) « Par ailleurs, depuis la conclusion de *l'Entente de services complémentaires*, en 2005, plusieurs ressources se sont ajoutées. Les ressources autres que la production éolienne n'entraînent pas d'impact significatif sur les besoins en services complémentaires. Toutefois, dans le cas de la production éolienne, les études réalisées au Québec, comme celles réalisées ailleurs, démontrent un impact important sur les services complémentaires requis.

(...) Les règlements sur les blocs d'énergie éolienne stipulent l'obligation de conclure une entente d'équilibrage éolien, même si les services complémentaires mis à la disposition du Distributeur et reliés à l'électricité patrimoniale ont déjà été sécurisés par la Loi sur Hydro-Québec et par le décret patrimonial. Ainsi, une distinction est établie entre ce qui est requis pour fournir l'électricité patrimoniale et ce qui est associé à l'intégration de la production éolienne. À cet effet, il importe de noter que les impacts de la production éolienne ne peuvent être couverts, en tout ou en partie, par les services inclus dans l'Entente de services complémentaires, cette dernière ayant été mise en place uniquement pour définir les services complémentaires associés à la livraison de l'électricité patrimoniale et inclus dans le prix patrimonial (2,79 ¢/kWh). »

- (iv) Les besoins en services complémentaires sont constitués des quantités énoncées dans l'Entente de services complémentaires, auxquelles il faut ajouter les besoins reliés à l'intégration éolienne et ceux associés à la croissance de la charge.

En ce qui concerne la quantité exacte de services complémentaires exclusivement attribuable à l'intégration éolienne, le Distributeur et le Transporteur n'ont jamais eu à réaliser une telle évaluation, puisque, en vertu de l'Entente d'intégration éolienne, Hydro-Québec Production se trouvait de facto à fournir tous les services complémentaires requis.

Le résultat des études réalisées en 2009 et déposées à la Régie a été utilisé dans l'élaboration de l'Entente globale de modulation. Toutefois, ces études reposaient sur la prémisse que les marges disponibles entre les limites maximales incluses à l'Entente de services complémentaires et les services complémentaires réellement utilisés pour la livraison de l'électricité patrimoniale seraient rendues disponibles pour couvrir les impacts de la production éolienne. Or, cette approche appliquée dans l'Entente globale de modulation ne peut être transposée dans un contexte différent.

En plus, le contexte réglementaire qui établit les conditions de livraison de l'électricité patrimoniale et des services complémentaires associés, fait en sorte qu'un seul fournisseur a été jusqu'à maintenant impliqué dans la fourniture des services complémentaires. La nécessité de réévaluer les quantités de services requis ne s'est pas imposée, puisque les ententes en place et exigées par la réglementation (l'Entente de services complémentaires et l'Entente d'intégration éolienne) ont jusqu'à maintenant permis de satisfaire à l'ensemble des besoins du réseau.

Par ailleurs, la croissance et la modification du profil de la charge peuvent occasionner des besoins additionnels de services complémentaires qui pourraient éventuellement nécessiter l'acquisition de services complémentaires additionnels. Quoiqu'il soit possible de relever, dans les données historiques, certaines situations de dépassement par rapport aux balises contenues dans l'Entente de services complémentaires, une analyse exhaustive de tous les services complémentaires requis, réalisée à partir de données reflétant les conditions d'exploitation du réseau en temps réel, n'a pas été effectuée.

Une telle analyse requerrait des études statistiques exhaustives afin d'évaluer les impacts de l'obtention de différents niveaux de services sur la fiabilité et le comportement du réseau. Les systèmes permettant la collecte, l'archivage et la validation des données nécessaires devraient être préalablement mis en place. Ainsi, le Distributeur et le Transporteur évaluent qu'un délai d'au moins un an est requis avant que des résultats, voire même préliminaires et partiels, soient disponibles.

(Nos soulignements)

Questions :

- 10.1 Le Distributeur peut-il confirmer qu'aucun coût additionnel ne sera envisagé pour compenser les dépassements auxquels il réfère à la référence (i)? Dans la négative, veuillez élaborer sur les coûts anticipés.
- 10.2 À la lumière du préambule (iii), n'est-il pas raisonnable de conclure que l'Entente de services complémentaires pour l'électricité patrimoniale inclut tous les besoins requis pour équilibrer l'approvisionnement patrimonial, et que tout dépassement serait considéré de l'électricité postpatrimoniale. Veuillez commenter et faire le lien avec la référence (ii).
- 10.3 En référence (iv), nous comprenons que le Producteur et le Distributeur n'ont jamais eu à évaluer la quantité exacte de services complémentaires exclusivement attribuable à l'intégration éolienne et que les ententes en place et exigées par la réglementation (l'Entente de services complémentaires et l'Entente d'intégration éolienne) avaient jusqu'alors (2012) permis de satisfaire à l'ensemble des besoins du réseau.
- a) Puisque le Producteur était le seul fournisseur de services complémentaires, malgré ce qui est prévu à l'Entente de service complémentaire, est-il possible que certains services complémentaires, associés à l'électricité patrimoniale, aient été fournis par l'Entente d'intégration éolienne, ou encore, que certains services complémentaires, associés à la production éolienne, aient été fournis par l'Entente de services complémentaires de l'électricité patrimoniale?
 - b) Dans une telle éventualité, comment le Distributeur peut-il déterminer que les dépassements sont attribuables spécifiquement à l'une ou l'autre des deux Ententes de services complémentaires (patrimonial vs éolien)
- 10.4 En ce qui a trait aux études statistiques exhaustives requises afin d'évaluer les impacts de l'obtention de différents niveaux de services sur la fiabilité et le comportement du réseau, référence (iv), veuillez indiquer si des résultats ont été obtenus depuis le dépôt de la réponse 4.3 à la demande de renseignement en juillet 2012 et élaborer sur ces résultats le cas échéant.

Question 11

Référence :

- (i) B-0005 HQD-1, Document 1, pages 38 (ligne 14)
- (ii) R-3748-2010 HQD-4, document 1 (B-0023) Réponse 9.1
- (iii) R-3748-2010 HQD-4, document 1 (B-0023) Réponse 9.2

Préambule :

- (i) La référence (i) nous renvoie au dossier R-3748-2010, pièce B-0023
- (ii) Le tableau R-9.1 présente les résultats de l'analyse des dépassements concernant le service de réglage de production (suivi de la charge), pour la période 2005 à 2009. Conformément à la définition de ce service (page 143 de la pièce B-5-HQD-1, document 2, annexe 3A), un dépassement est enregistré à chaque fois que le changement dans la contribution horaire d'électricité fournie par le Producteur excède 11 % de la valeur maximale journalière (en MW) sans excéder 3 000 MW. À la lecture du tableau R-9.1, le nombre annuel moyen de dépassements s'élève à 33 et le niveau annuel moyen est d'un peu plus de 6 GWh.

TABLEAU R-9.1

(RÉSULTATS PRÉLIMINAIRES)

Réglage de production (suivi de la charge)		
Année	Nombre de dépassements	MWh
2005	20	2 159
2006	33	10 303
2007	8	1 291
2008	50	8 911
2009	52	7 536
Moyenne	33	6 040

En ce qui concerne les dépassements des balises concernant la provision pour écart de prévision court terme de la demande – au cours des six premières heures (\pm 500 MW) et pour le lendemain (\pm 1 500 MW) – des évaluations sont actuellement en cours et seront disponibles sous peu.

- (iii) L'introduction de la production variable, telle la production éolienne, constitue une première cause de dépassement. Les études déposées dans le cadre de l'état d'avancement 2009 permettent d'évaluer, de manière prospective, les dépassements aux services de régulation de fréquence, de réglage de production et de provisions pour aléas. Ces études peuvent être consultées sur le site Internet de la Régie : **(hyperliens omis)**

Les changements dans la structure de la demande sont également responsables de l'accroissement des dépassements enregistrés depuis la mise en place de l'électricité patrimoniale. La réduction des charges

industrielles stables et leur remplacement par une croissance accrue au secteur résidentiel engendre des variations horaires accrues et des aléas additionnels sur les prévisions de court terme.

Questions :

- 11.1 À la lumière des références (ii) et (iii), veuillez indiquer si les dépassements au tableau 9.1 se rapportent à la production patrimoniale, à la production éolienne ou les deux.
- 11.2 Dans l'éventualité où ces dépassements s'appliquent aux deux Ententes (patrimoniale et éolienne) veuillez reproduire le tableau en distinguant les dépassements de chacun.
- 11.3 Veuillez fournir l'état d'avancement des évaluations ayant trait aux dépassements des balises concernant la provision pour écart de prévision court terme de la demande – au cours des six premières heures (± 500 MW) et pour le lendemain ($\pm 1 500$ MW). Si disponibles, veuillez fournir les résultats.

CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS

Question 12

Référence :

- (i) Pièce B-0005 HQD-1 document 1 page 23, lignes 1-7
- (ii) D-2013-206 – R-3861-2013 Pièce A-0008 p. 12 par 38 et p. 13 par. 41
- (iii) D-2006-27 – R-3573-2005 page 11 section 4.3
- (iv) Pièce B-0005 HQD-1 document 1 page 23, lignes 8-16
- (v) R-3848-2013, Pièce B-0016 HQD-2 document 1, page 31, Rép. 9.1

Préambule :

- (i) Selon le Distributeur, les termes et conditions de l'entente cadre sont essentiellement les mêmes que ceux de l'entente globale cadre en vigueur.
- (ii) Dans sa décision D-2013-206, la Régie note, entre autres, que les conditions de marché rendent moins pertinent le maintien de l'indexation au taux de 2,5%. Bien qu'elle approuve l'Entente, elle demande au Distributeur de justifier, dans le cadre de son rapport annuel, tout

dépassement de coûts annuels au-delà de 1,9 M\$ et le cas échéant, la Régie pourrait demander au Distributeur de revoir l'Entente.

- (iii) Dans sa Décision D-2006-27, la Régie jugeait raisonnable un coût de 7,5 ¢/kWh, indexé annuellement à un taux de 2,5%.
- (iv) Le Distributeur indique : « (...) *Le service défini par le Distributeur comporte essentiellement les mêmes caractéristiques que le service actuellement en vigueur, soit un service d'équilibrage éolien assorti d'une puissance complémentaire en hiver (...)* »
- (v) Le Distributeur indique : « *Le service d'intégration éolienne recherché par le Distributeur ne constitue pas strictement un approvisionnement en services complémentaires. Comme le Distributeur l'indique à la section 3.4 de la pièce HQD-1, document 1, « [le] service d'intégration éolienne [...] procure implicitement les services complémentaires requis pour l'intégration de la production éolienne.* » (Le Distributeur souligne.) *Dit autrement, la fourniture du service décrit à la section 2.3 de la pièce HQD-1, document 1 permettra ainsi au Distributeur d'absorber tous les impacts que pourrait comporter la production éolienne sur les services complémentaires énumérés à la présente question.* »

Questions :

- 12.1 Compte tenu de la Décision D-2013-206, et dans l'éventualité que la Régie demandait de revoir les conditions de l'entente globale cadre, quels seraient les conséquences d'une telle demande sur la flexibilité, la sécurité et la fiabilité du portefeuille d'approvisionnement du Distributeur? Veuillez décrire les risques ou conséquences, le cas échéant.
- 12.2 Compte tenu de la Décision D-2013-206, le Distributeur entend-il modifier le taux d'indexation contenu à l'entente d'intégration éolienne de 2005 avec le Producteur, laquelle demeure en vigueur jusqu'à l'obtention d'un nouveau service par le Distributeur?

RÉSEAUX AUTONOMES

Question 13

Référence :

- (i) Pièce B-0009, HQD-2, document 1 page 6, lignes 17-21

Préambule :

- (i) Les études concernant le jumelage éolien-diesel (JED) aux Îles-de-la-Madeleine et à Kangiqsualujjuaq se poursuivent. Les résultats qui en découleront permettront de baliser les conditions de réalisation de ce type de projets dans d'autres réseaux, particulièrement en ce qui concerne l'emplacement des éoliennes. Concernant les autres projets d'énergie renouvelable, le Distributeur attend les résultats d'études de faisabilité.

Questions :

- 13.1 Veuillez décrire comment le Distributeur tient compte du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) dans ses analyses, particulièrement en ce qui a trait aux coûts.
- 13.2 Veuillez comparer l'impact en termes de coût pour les mêmes études mentionnées en (i) en présentant les coûts sans le SPEDE et les coûts avec le SPEDE. L'idée ici est de mesurer l'impact en terme monétaire de l'entrée en vigueur du SPEDE pour Hydro-Québec.

Question 14

Référence :

- (i) Pièce B-0009, HQD-2, document 1 page 7, lignes 3-6

Préambule :

- (i) Le coût de fonctionnement des centrales thermiques est très élevé compte tenu du prix des combustibles (voir l'annexe 3). De plus, la plupart des centrales étant désuètes, elles nécessiteront éventuellement des investissements en vue d'en assurer la pérennité.

Questions :

- 14.1 Veuillez commenter sur la faisabilité à remplacer les centrales thermiques désuètes par d'autres formes d'énergie, dont le jumelage éolien-diesel. Veuillez expliquer les limites et les contraintes d'une telle approche.
- 14.2 Veuillez indiquer si le Distributeur entend évaluer et faire la démonstration des coûts et de la faisabilité d'une option JED pour chacun des investissements requis en vue d'assurer la pérennité.

Question 15

Référence :

- (i) Pièce B-0009, HQD-2, document 1 page 7, lignes 14-24

Préambule :

- (i) Les clients des Îles-de-la-Madeleine sont alimentés en électricité par deux centrales thermiques : L'Île-d'Entrée (diesel léger) et Cap-aux-Meules (mazout lourd). La centrale de Cap-aux-meules, construite en 1992, comporte six groupes diesel identiques totalisant 67 MW. Si la rentabilité de l'option de raccordement n'était pas démontrée, le Distributeur devra éventuellement s'engager dans un programme de remplacement des groupes à compter de 2023 afin d'assurer la fiabilité des approvisionnements.

Outre les enjeux de capacité de production, le Distributeur doit également faire face à des excédents d'émission de CO₂ pour la centrale de Cap-aux-Meules³. En 2012, le niveau d'émission de la centrale dépassait 125 000 tonnes d'équivalents CO₂, soit cinq fois plus élevés que le plafond autorisé. Dès 2013, le Distributeur procédera à l'acquisition sur une base annuelle des droits nécessaires visant à couvrir les excédents d'émission.

Questions :

- 15.1 Veuillez confirmer que le Distributeur tient compte des coûts de droits d'émission dans son analyse de rentabilité.
- 15.2 Veuillez quantifier l'apport du coût des droits d'émission sur le coût total de production.

Question 16

Référence :

- (i) Pièce B-0009, HQD-2, document 1 page 9, lignes 17-25

Préambule :

- (i) La Haute Mauricie regroupe deux localités, Opitciwan et Clova. Ce territoire est le plus petit des réseaux autonomes en termes d'abonnements et de consommation. À ce jour, le nombre d'abonnements reste inférieur à 600, de même, les ventes représentent près de 3 % des ventes totales de l'ensemble des territoires, soit 10,8 GWh.

Chacune des deux localités est alimentée par une centrale thermique au diesel. La centrale d'Opitciwan dispose d'une puissance installée de 4,9 MW pour faire face aux besoins en puissance, lesquels ont été de 3,01 MW à l'hiver 2012-2013. À Clova, la capacité de production installée est suffisante pour combler les besoins en pointe jusqu'en 2019.

Questions :

- 16.1 Veuillez commenter sur la faisabilité de développer un projet JED en Haute Mauricie, en indiquant les contraintes et les bénéfices sur les coûts et l'environnement.