Demande de renseignements no 1 de l’AHQ-ARQ

**STRATÉGIE D’APPROVISIONNEMENT**

**1. Références :**

(i) R-3854-2013, B-0076, HQD-1, document 4.2, page 5, tableau R-2.1;

(ii) B-0005, HQD-1, document 1, page 27, tableau 4-2;

1. R-3748-2010, B-0004, HQD-1, document 1, page 38, tableau 4.2-2;
2. B-0005, HQD-1, document 1, page 28, tableau 4-3.

**Préambule :**

1. Tableau R-2.1 - Bilan en énergie (en TWh)
2. Tableau 4-2 – Bilan en énergie
3. Tableau 4.2-2 – Bilan en puissance après déploiement des moyens de gestion existants
4. Tableau 4-3 - Bilan en puissance

**Demandes :**

**1.1** Veuillez déposer une mise à jour du tableau de la référence (i).

**1.2** Veuillez expliquer pourquoi la référence (i) montre des approvisionnements non patrimoniaux en énergie auprès de TransCanada Energy à compter de 2021 alors que la référence (ii) n’en montre aucun sur l’horizon du Plan.

**1.3** Veuillez expliquer pourquoi la référence (iii) montre des approvisionnements non patrimoniaux en puissance auprès de TCE à compter de l’hiver 2016-2017 alors que la référence (iv) n’en montre aucun sur l’horizon du Plan.

**1.4** Veuillez décrire la méthode qui est utilisée pour calculer les achats de court terme de la référence (ii). Veuillez notamment indiquer si le calcul est fait avec un seul scénario déterministe ou avec plusieurs scénarios aléatoires d’offre et de demande.

**1.5** Veuillez fournir le calcul détaillé horaire de la valeur d’achats de court terme de 0,1 en 2015 (référence (ii)). La réponse doit inclure, pour chaque heure, tous les éléments qui permettent de calculer les achats de court terme de ladite heure et les résultats doivent être fournis pour chaque composante de l’achat de court terme horaire (par exemple marchés de court terme, électricité interruptible, interruptible Alouette, etc.).

**1.6** Pour l’année 2015, veuillez fournir les valeurs mensuelles de chaque ligne du tableau 4-2 de la référence (ii).

**2. Références :**

(i) B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4A, pages 29 à 33;

(ii) B-0021, HQD-3, document 1, page 50, réponse 12.4.

**Préambule :**

1. Profil horaire des besoins et des approvisionnements additionnels requis – Graphiques 4A-1 à 4A-8
2. « *Les valeurs présentées aux graphiques 4A-6, 4A-7 et 4A-8 ne correspondent pas à des achats de puissance, mais bien aux valeurs horaires maximales d'achats d'énergie planifiés par mois.*

*Ces valeurs résultent des écarts entre les besoins horaires prévus et les approvisionnements anticipés sur une base horaire, ce qui inclut la valeur horaire de l'électricité patrimoniale. Les graphiques ne présentent donc pas l'information du bilan de puissance.*

*Par ailleurs, les achats d'énergie prévus pour les mois d'août et d'octobre 2014 sont négligeables, soit moins de 2 GWh pour ces deux mois, répartis sur moins de 10 heures.* » (Nous soulignons)

**Demandes :**

**2.1** Veuillez déposer un graphique 4A-9 présentant les valeurs horaires maximales en achat, par mois, sur les marchés de court terme pour l’année 2023 (comme le graphique 4A-8 de la référence (i)).

**2.2** Veuillez expliquer pourquoi le graphique 4A-2 de la référence (i) montre une valeur maximale d’environ 1400 MW alors que le graphique 4A-6 montre une valeur maximale de plus de 1600 MW.

**2.3** Veuillez expliquer pourquoi le graphique 4A-3 de la référence (i) montre une valeur maximale d’environ 1200 MW alors que le graphique 4A-7 montre une valeur maximale d’environ 1300 MW.

**2.4** Veuillez expliquer pourquoi le graphique 4A-4 de la référence (i) montre une valeur maximale d’environ 1400 MW alors que le graphique 4A-8 montre une valeur maximale d’environ 1700 MW.

**2.5** Pour chacun des graphiques 4A-2, 4A-3, 4A-4 et 4A5 de la référence (i), veuillez fournir la valeur en énergie (en GWh) de chacun des moyens de gestion correspondant à la surface sous la courbe. Dans le cas où l’électricité interruptible constitue l’un des moyens, veuillez fournir une valeur séparée pour Alouette.

**2.6** Pour chacune des heures où le graphique 4A-3 de la référence (i) présente une valeur positive (environ 300 heures en 2015), veuillez fournir la valeur numérique, l’équation et tous les éléments de calcul permettant d’arriver à cette valeur et l’heure précise en 2015 (mois, jour, heure) qui correspond à cette valeur.

**2.7** Pour chacune des années entre 2014 et 2027, veuillez indiquer le nombre d’heures où des approvisionnements additionnels sont requis (par exemple environ 300 heures pour 2015). Pour chacune de ces années, veuillez aussi fournir le nombre d’heures d’utilisation de l’électricité interruptible (autre qu’Alouette), de l’interruptible Alouette, des marchés de court terme et des marchés de long terme.

**2.8** Veuillez définir l’unité MW/mois utilisée dans les graphiques 4A-6 à 4A-8 de la référence (i).

**2.9** Veuillez concilier l’unité MW/mois des graphiques 4A-6 à 4A-8 de la référence (i) avec l’explication de la référence (ii) selon laquelle les valeurs sont en énergie.

**2.10** Pour toutes les heures d’août et octobre 2014 dont il est question à la référence (ii), veuillez fournir le calcul détaillé horaire permettant d’obtenir l’énergie des achats sur les marchés à court terme de ces heures.

**2.11** Veuillez indiquer si, en théorie, le Distributeur aurait pu effacer les valeurs d’août et d’octobre du graphique 4A-6 de la référence (i) en disposant différemment sur l’année 2014 les bâtonnets d’électricité patrimoniale.

**3. Références :**

(i) B-0011, Fichier Excel – Exigences 28-29-33;

(ii) B-0005, HQD-1, document 1, page 28, tableau 4-3.

**Préambule :**

1. Chiffriers répondant aux exigences de dépôt 28, 29 et 33
2. Tableau 4-3 – Bilan en puissance

**Demandes :**

**3.1** La première colonne de l’onglet correspondant à l’exigence 28 de la référence (i) présente les 8760 bâtonnets patrimoniaux en ordre décroissant. La deuxième colonne du même onglet présente les besoins réguliers horaires du Distributeur pour 2015 aussi en ordre décroissant. Veuillez confirmer ou infirmer que le Distributeur (après la fin de l’année) doit obligatoirement associer les deux colonnes selon l’ordre illustré à l’onglet de l’exigence 28. Si la correspondance précitée n’est pas obligatoire, veuillez indiquer ce qui justifie le Distributeur de le faire.

**3.2** Veuillez fournir, pour chaque ligne de l’onglet de l’exigence 28 de la référence (i) pour 2015, l’heure à laquelle la ligne correspond (mois, jour, heure), de même que la valeur horaire de chacun des moyens de l’offre indiqués séparément qui permettent de combler l’écart entre les besoins et la valeur du bâtonnet patrimonial.

**3.3** Dans l’onglet de l’exigence 28 de la référence (i), la différence entre les besoins réguliers et le bâtonnet patrimonial pour 2015 est de 2926 MW pour l’heure de plus forte demande (37 268 MW – 34 342 MW) alors que la différence est de 3069 MW pour la seconde heure de plus forte demande (37 087 MW – 34 018 MW). Veuillez confirmer que la deuxième heure requiert plus de moyens additionnels que l’heure de plus forte demande.

**3.4** Veuillez confirmer (ou infirmer) que le bilan de puissance de la référence (ii) ne présente pas pour 2014-2015, avec des besoins de 37 268 MW, l’heure qui requiert le plus de moyens en puissance autres que le patrimonial.

**COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS**

**4. Référence :**

B-0021, HQD-3, document 1, page 51, réponse 13.2, tableau R-13.2.

**Préambule :**

«  »

**Demandes :**

**4.1** Veuillez expliquer que les prix en $ / kW-hiver des lignes court terme et long terme de la référence ne soient pas les mêmes alors que les deux renvoient à la même note de bas de tableau. Veuillez faire le lien avec ces prix et les coûts évités.

**4.2** Veuillez détailler le calcul du coût de 3,3 M$ pour le court terme en 2014.

**4.3** Veuillez confirmer ou infirmer que le prix unitaire de l’interruptible Alouette est aussi de 8,50 $ / kW-hiver.

**CONVENTIONS D’ÉNERGIE DIFFÉRÉE**

**5. Références :**

(i) B-0005, HQD-1, document 1, page 7, lignes 4 à 7;

(ii) B-0005, HQD-1, document 1, page 8, lignes 10 à 13;

1. B-0005, HQD-1. document 1, page 24, lignes 18 à 23.

**Préambule :**

1. « *Ainsi, le Distributeur prévoyait utiliser de façon prudente les conventions d'énergie différée convenues avec le Producteur de façon à s'assurer que le solde du compte d'énergie différée puisse être écoulé à l'échéance des contrats en base et cyclable.* » (Nous soulignons)
2. « *Ainsi, la prudence mise de l'avant dans la gestion des conventions d'énergie différée s'est avérée pleinement justifiée, puisque cette augmentation des surplus accroît la pression sur le solde du compte d'énergie différée, à un point tel que le Distributeur n’est plus en mesure de différer de l’énergie.* »
3. « *Compte tenu de cette situation, le Distributeur doit d’abord et avant tout prendre les moyens requis pour s’assurer que les quantités cumulées dans le compte d’énergie différée puissent être utilisées pour alimenter les besoins attendus du marché québécois. À cet égard, le Distributeur doit gérer différents risques liés à l’évolution des besoins et des moyens, notamment la possibilité d’un scénario de demande plus faible et l'ajout de nouveaux approvisionnements.*» (Nous soulignons)

**Demandes :**

**5.1** Veuillez fournir la probabilité en % pour laquelle le Distributeur veut s’assurer que le solde du compte d’énergie différée puisse être écoulé à l’échéance des contrats en base et cyclable. En d’autres mots, le Distributeur veut-il se protéger contre 100 % des cas? Dans la négative, contre quel pourcentage des cas veut-il se protéger?

**5.2** Dans son entente avec le Producteur, veuillez indiquer si le Distributeur s’est entendu sur un tel risque ou sur la probabilité acceptable de ne pas vider le solde d’énergie différée en 2027. Dans l’affirmative, veuillez fournir cette probabilité. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur s’astreint à gérer avec un cas faible tel qu’indiqué à la référence (iii).

**5.3** Veuillez indiquer si le Distributeur a évalué l’impact économique de se protéger (ou de s’assurer) pour la probabilité fournie en réponse à la demande 5.1 plus haut, par rapport à une protection contre un cas moyen ou contre l’ensemble des cas, par exemple. Dans l’affirmative, veuillez fournir les résultats de l’évaluation de l’impact économique et les détails de la méthode d’évaluation utilisée. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi il ne l’a pas fait.

**5.4** Veuillez démontrer avec tableau à l’appui que le Distributeur n’est plus en mesure de différer de l’énergie, tel que mentionné à la référence (ii).

**5.5** Veuillez indiquer, outre le scénario de demande plus faible et l’ajout de nouveaux approvisionnements, quels sont les autres risques dont il est question à la référence (iii).

**5.6** Veuillez indiquer comment le Distributeur évalue le risque de nouveaux approvisionnements tel que mentionné à la référence (iii) en fournissant des exemples de nouveaux approvisionnements qui pourraient apparaître dans un contexte de surplus énergétiques. Veuillez indiquer comment le Distributeur se protège contre un tel risque.

**5.7** Veuillez indiquer les risques auxquels le Distributeur fait face et qui pourraient plutôt entraîner une réduction des surplus d’électricité.

**5.8** Veuillez indiquer si, de l’avis du Distributeur, le risque de nouveaux approvisionnements non annoncés est supérieur au risque que la production éolienne soit inférieure à celle prévue par le Distributeur.

**5.9** Veuillez indiquer si, de l’avis du Distributeur, le risque de nouveaux approvisionnements non annoncés est supérieur au risque de hausse de la demande provenant d’un programme tel celui de *Priorité Emploi*.

**6. Références :**

(i) B-0005, HQD-1, document 1, page 7, lignes 10 à 12;

(ii) R-3854-2013, B-0107, pages 1 et 2;

(iii) B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 5C, page 41, tableaux 4C-1 et 4C-2;

(iv) R-3748-2010, B-0005, HQD-1, document 2, annexe 5, page 205, tableau 4D.

**Préambule :**

1. « *Des rappels d'énergie étaient prévus sur toute la période du plan, lesquels permettaient de combler des besoins d'hiver, en énergie et en puissance.* »

(ii) « *La réponse 27.1 du Distributeur répond précisément à la question de l'intervenant. En effet, les besoins comblés par les achats de court terme étant concentrés sur quelques heures, un approvisionnement en base, comme par exemple les livraisons d'énergie associées aux rappels d'énergie différée, n'est pas requis et serait inutile pour la majorité des heures, même en hiver.*

*Afin de s'assurer de la bonne compréhension de l'intervenant, le Distributeur ajoute que le profil des besoins fait en sorte que, même si des achats de court terme de 120 GWh sont prévus en janvier 2014, un rappel de 50 MW ne contribuerait à réduire les achats de court terme sur à peine 250 heures de ce mois. En février 2014, alors que les achats de court terme prévus sont de 54 GWh, un rappel de 50 MW ne permettrait de réduire les achats de court terme que pour environ 150 heures. Tout bloc additionnel d'énergie ne permettrait de réduire les achats de court terme que sur un nombre d'heures encore plus faible. La contribution énergétique d'un rappel de 50 MW se traduirait donc en bonne partie par une augmentation de l'électricité patrimoniale inutilisée.* » (Nous soulignons)

(iii) Tableau 4C-1 – Utilisation des conventions d’énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence;

Tableau 4C-2 – Utilisation des conventions d’énergie différée et rappelée dans le scénario de faible demande.

(iv) Tableau 4D – Utilisation des conventions d’énergie différée et rappelée après déploiement des nouveaux moyens

**Demandes :**

**6.1** Veuillez décrire la méthode et/ou le modèle utilisés pour déterminer si des rappels d’énergie sont requis ou non pour un mois donné.

**6.2** Veuillez indiquer quel critère est utilisé pour déterminer que le nombre d’heures où un rappel contribue à réduire les achats de court terme est suffisant tel que décrit à la référence (ii).

**6.3** Veuillez fournir une justification économique démontrant, chiffres à l’appui, que le rappel de 50 MW pour janvier 2014, tel que décrit à la référence (ii), ne serait pas rentable pour le Distributeur.

**6.4** Veuillez fournir un tableau indiquant, pour chaque mois de la période du 1er janvier 2014 au 28 février 2027, le nombre d’heures pour lesquelles un rappel de 50 MW contribuerait à réduire les achats de court terme dans le scénario de référence de la référence (iii).

**6.5** Veuillez fournir un tableau indiquant, pour chaque mois de la période du 1er janvier 2014 au 28 février 2027, le nombre d’heures pour lesquelles un rappel de 50 MW contribuerait à réduire les achats de court terme dans le scénario de faible demande de la référence (iii).

**6.6** Veuillez démontrer, avec valeurs horaires à l’appui, qu’un rappel de 400 MW est requis en janvier 2021 dans le scénario de référence alors qu’il n’est pas requis dans un scénario de faible demande pour ce même mois, tel qu’indiqué à la référence (iii).

**6.7** La référence (iv) indique que le Distributeur prévoyait un rappel de 100 MW pour mars 2015 dans le cadre du Plan d’approvisionnement 2011-2020. Veuillez indiquer le nombre d’heures pour lesquelles le Distributeur prévoyait à l’époque que ce rappel de 100 MW contribuerait à réduire les achats de court terme pour ce mois de mars 2015.

**6.8** Pour le scénario de faible demande de 2023 dont il est question à la référence (iii), veuillez fournir un graphique équivalant au graphique 4A-5 de la pièce B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4A, page 31.

**6.9** Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne prévoit pas de rappels à compter de mars 2024 dans le scénario de référence tel que présenté à la référence (iii).

7. Références :

1. B-0005, HQD-1, document 1, page 7, ligne 13, à page 8, ligne 2;
2. B-0005, HQD-1, document 1, page 8, lignes 14 à 19;
3. R-3775-2011, B-0005, HQD-1, document 1, pages 10 et 11, section 2.5.

**Préambule :**

1. « *Au-delà de l'utilisation des moyens déjà à sa disposition, le Distributeur misait sur le déploiement de moyens additionnels : la modulation des livraisons de la centrale de TransCanada Energy (TCE), la mise en place d'une entente globale de modulation et une stratégie de gestion des risques à l'égard de la disponibilité des 400 MW additionnels relatifs aux rappels en vertu des conventions d'énergie différée.* » (Nous soulignons)
2. « *De plus, outre le rejet par la Régie de l'entente globale de modulation, les livraisons de la centrale de TCE ne sont plus requises sur l’horizon du Plan, un appel d'offres de long terme pour l'achat de puissance n'est plus requis avant le dépôt du prochain plan d'approvisionnement et la disponibilité des 400 MW additionnels relatifs aux rappels en vertu des conventions d'énergie différée ne nécessite plus la mise en place d'une stratégie particulière.* » (Nous soulignons)
3. Le Producteur est en mesure d’offrir une puissance complémentaire équivalant à 15 % de la puissance installée éolienne, soit plus de 400 MW.

**Demandes :**

**7.1** Veuillez préciser la stratégie retenue dans le présent dossier pour la gestion des risques à l’égard de la disponibilité des 400 MW additionnels relatifs aux rappels en vertu des conventions d’énergie différée.

**7.2** Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne retient pas une hypothèse sur la disponibilité des 400 MW additionnels, alors que le Producteur a montré des disponibilités de puissance dans le cadre de l’Entente globale de modulation tel qu’indiqué à la référence (iii).

**7.3** Veuillez expliquer ce que le Distributeur veut dire lorsqu’il mentionne à la référence (ii) que « *la disponibilité des 400 MW additionnels relatifs aux rappels en vertu des conventions d'énergie différée ne nécessite plus la mise en place d'une stratégie particulière* ».

**7.4** Veuillez expliquer pourquoi une stratégie était requise dans le Plan 2011-2020 (référence (i)) alors qu’une stratégie n’est plus requise dans le présent plan (référence (ii)).

8. Références :

1. B-0005, HQD-1, document 1, page 7, lignes 7 à 10;
2. B-0006, HQD-1, document 2.1, annexe 1B, page 22;
3. État d’avancement 2012 du Plan d’approvisionnement 2011-2020, section 4.1, page 21, lignes 19 à 21.

Préambule :

1. « *Pour ce faire, l'énergie du contrat cyclable n'était plus différée sur tout l'horizon du plan, et l'énergie du contrat en base n'était pas différée pour les premières années du plan. Les quantités non différées devaient alors faire l'objet de transactions de vente avec le Producteur.* »
2. «  »

(iii) « *Par ailleurs, conformément à la décision D-2012-024, le Distributeur n'a pas eu recours aux transactions financières avec le Producteur en 2012 et n'entend pas y avoir recours de nouveau*. »

**Demandes :**

**8.1** Veuillez indiquer si les transactions dont il est question à la référence (i) sont du même type que celles de la référence (ii). Dans la négative, veuillez expliquer la différence.

**8.2** Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne planifie plus avoir recours aux transactions financières du même type que celles mentionnées à la référence (ii).

**8.3** Veuillez expliquer en quoi le fait que le Distributeur n’entend pas avoir recours de nouveau aux transactions financières avec le Producteur le libère-t-il de respecter la décision de la Régie de la référence (ii).

**DÉVELOPPEMENT DE NOUVEAUX MARCHÉS**

9. Référence :

B-0005, HQD-1, document 1, page 30.

Préambule :

« ***4.5. Développement de nouveaux marchés***

*Le 7 octobre 2013, le gouvernement du Québec a annoncé le lancement de la Politique économique Priorité Emploi. Parmi les mesures mises de l'avant par cette politique figure l'utilisation des surplus énergétiques du Distributeur au cours des dix prochaines années afin de stimuler la création d'emplois et les investissements au Québec dans certains créneaux identifiés. Cette mesure représente une opportunité intéressante qui permettra d'écouler une portion importante des surplus au cours de cette période et par le fait même, de maximiser l'utilisation du volume d'électricité patrimoniale. Afin d'illustrer l'impact de cette initiative sur les surplus énergétiques, le Distributeur présente au tableau 4-4 différents scénarios pour la période couverte par le Plan.*



*Ainsi, à l'exception du scénario accéléré, le Distributeur disposerait de suffisamment de surplus énergétiques afin de répondre aux nouveaux besoins sur l'horizon du Plan. En fonction de l'atteinte des objectifs de la Politique économique, le Distributeur intègrera progressivement à sa planification les projets qui auront reçus les approbations requises.* » (Nous soulignons)

**Demandes :**

**9.1** Veuillez indiquer si les divers tableaux et stratégies du présent Plan d’approvisionnement prennent en compte le scénario intermédiaire de la référence. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi.

**9.2** Veuillez indiquer si le Distributeur considère dans sa prévision de la demande du présent Plan des éléments qui n’ont pas reçu les approbations requises. Dans l’affirmative, veuillez indiquer lesquels.

**9.3** Veuillez fournir les hypothèses qui sont à la base de chacun des trois scénarios de la référence.

**9.4** Veuillez fournir les deux tableaux de la pièce B-0008, HQD-1, document 2.3, page 41, en intégrant dans la prévision de la demande du présent Plan le scénario intermédiaire de la référence.

**9.5** Veuillez indiquer l’impact en puissance pour chaque hiver de l’horizon du Plan de chacun des trois scénarios de la référence.

**ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE**

10. Références :

1. B-0005, HQD-1, document 1, page 18, lignes 20 à 24;
2. B-0005, HQD-1, document 1, page 34, ligne 16, à page 35, ligne 4.

Préambule :

1. « *À cette quantité s’ajoute un bloc interruptible lié au contrat particulier avec Aluminerie Alouette. La charge interruptible d’Aluminerie Alouette s’établit à 150 MW pour l'hiver 2013-2014 et elle devrait augmenter à 300 MW à l'hiver 2016-2017, et enfin atteindre 450 MW à l'hiver 2019-2020.* » (Nous soulignons)
2. « *Certaines modifications apportées au portefeuille d’approvisionnement du Distributeur depuis l’état d’avancement 2012 contribuent également à la hausse du taux de réserve, notamment la mise à la disposition d'un bloc d'électricité interruptible additionnel de 150 MW par Aluminerie Alouette à partir de l'hiver 2016-2017.* » (Nous soulignons)

**Demandes :**

**10.1** Veuillez indiquer le taux de réserve en puissance qui a été appliqué à chaque tranche de la charge interruptible d’Aluminerie Alouette de la référence (i), soit 150 MW à compter de l’hiver 2013-2014, 300 MW à compter de l’hiver 2016-2017 et 450 MW à compter de l’hiver 2019-2020.

**10.2** Dans le cas où le Distributeur évalue que le taux de réserve applicable à l’électricité interruptible d’Alouette est le même que celui applicable au reste de l’électricité interruptible, veuillez démontrer que cette évaluation est valide, notamment en tenant compte des modalités d’interruption des charges d’Alouette et de la quantité totale d’électricité interruptible.

**INTERVENTIONS EN GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE**

**11. Référence :**

B-0005, HQD-1, document 1, page 19, lignes 1 à 5.

**Préambule :**

« *Le Distributeur poursuivra activement la sensibilisation des clients afin de les inciter à consommer judicieusement l'électricité en période de pointe.*

*De plus, il continuera à recourir aux appels au public lorsque nécessaire. Le Distributeur vise à augmenter la notoriété de ce moyen et à analyser l'évolution de l’impact des appels au public sur plusieurs hivers successifs.* » (Nous soulignons)

**Demandes :**

**11.1** Veuillez indiquer comment le Distributeur analysera l’évolution de l’impact des appels au public sur plusieurs hivers successifs tel qu’il le mentionne à la référence.

**11.2** Veuillez fournir les dates et heures de tous les appels au public faits par le Distributeur en 2012, 2013 et 2014. Veuillez indiquer pour chacun de ces appels la réduction de puissance évaluée par le Distributeur.

**11.3** Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur doit-il attendre d’avoir plusieurs hivers successifs avant de compter l’appel au public dans ses moyens de gestion de la puissance. Veuillez commenter sur la possibilité qu’a le Distributeur d’analyser plutôt l’impact des appels au public sur les hivers passés afin d’utiliser dès maintenant ce moyen dans ses bilans.

**GESTION DES RISQUES**

**12. Référence :**

B-0005, HQD-1, document 1, page 31, ligne 20, à page 32, ligne 6.

**Préambule :**

« *Un scénario de demande plus élevé conduirait à l’écoulement plus rapide des surplus d’énergie. Afin de satisfaire la croissance accélérée des besoins en puissance, le Distributeur continuerait à privilégier le recours à la gestion de la demande en puissance et aux achats de puissance sur les marchés de court terme. Si le potentiel de ces deux sources d’approvisionnement devenait pleinement utilisé, le Distributeur pourrait lancer un appel d’offres de long terme pour l’achat de puissance garantie.*

*Si, lors d’un prochain hiver, des besoins plus élevés liés à des conditions climatiques froides survenaient, le Distributeur aurait recours à une utilisation accrue du contrat cyclable, à une augmentation des achats d’énergie sur les marchés de court terme, ainsi qu’à des appels plus fréquents de l’énergie associée aux contrats de puissance.* » (Nous soulignons)

**Demandes :**

**12.1** Veuillez indiquer comment la stratégie de gestion de l’énergie différée tient compte du risque d’un scénario de demande fort tel que mentionné à la référence.

**12.2** Veuillez indiquer quelle serait la possibilité de rappel d’énergie par mois sur l’horizon jusqu’en 2027 en présence d’un cas fort.

**12.3** Veuillez indiquer pour chaque hiver entre 2013-2014 et 2026-2027, le potentiel du recours à la gestion de la demande en puissance en MW dont il est question à la référence.

**12.4** Veuillez indiquer pour chaque hiver entre 2013-2014 et 2026-2027, le potentiel d’achats de puissance sur les marchés de court terme en MW dont il est question à la référence.

**12.5** Veuillez préciser ce que le Distributeur entend par les achats d’énergie sur les marchés de court terme dans le contexte de la référence.

**12.6** Veuillez préciser de quels contrats de puissance il est question dans la référence.

**12.7** Dans un cas de demande plus élevée, veuillez indiquer si le Distributeur compte avoir recours aux rappels d’énergie des conventions avant d’avoir recours à la gestion de la demande en puissance.

**12.8** Dans un cas de demande plus élevée, veuillez indiquer si le Distributeur compte avoir recours aux rappels d’énergie des conventions avant d’avoir recours aux achats d’énergie sur les marchés à court terme.

**12.9** Dans un cas de demande plus élevée, veuillez indiquer si le Distributeur compte avoir recours aux rappels d’énergie des conventions avant d’avoir recours au lancement d’un appel d’offres de long terme.

**12.10** Dans un cas de demande plus élevée, veuillez indiquer si le Distributeur compte avoir recours à des approvisionnements auprès de TransCanada Energy avant d’avoir recours à la gestion de la demande en puissance.

**12.11** Dans un cas de demande plus élevée, veuillez indiquer si le Distributeur compte avoir recours à des approvisionnements auprès de TransCanada Energy avant d’avoir recours aux achats d’énergie sur les marchés à court terme.

**12.12** Dans un cas de demande plus élevée, veuillez indiquer si le Distributeur compte avoir recours à des approvisionnements auprès de TransCanada Energy avant d’avoir recours au lancement d’un appel d’offres de long terme.

**13. Référence :**

B-0005, HQD-1, document 1, page 32, lignes 7 à 15.

**Préambule :**

« *Les prix de l’électricité dans les marchés du nord-est américain se caractérisent par une forte volatilité. Toutefois, en comparaison avec les autres distributeurs d’électricité dans ces marchés, le Distributeur possède une faible proportion de son portefeuille assujettie à une telle volatilité. D’une part, la majeure partie de ses approvisionnements provient de l’électricité patrimoniale et, d’autre part, son portefeuille d'approvisionnements postpatrimoniaux de long terme est pour l'essentiel indépendant des indices liés au prix du gaz ou de l’électricité. Lors des prochaines années, seuls les approvisionnements de court terme du Distributeur seront assujettis au risque de fluctuation des prix de marché de l’électricité.* » (Nous soulignons)

**Demande :**

**13.1** Veuillez indiquer si la fluctuation des prix de marché de l’électricité affectant les approvisionnements de court terme du Distributeur dont il est question à la référence a un effet sur la stratégie de détermination des rappels d’énergie des conventions. Dans l’affirmative, veuillez préciser comment. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi pas.

**ABAISSEMENT DE TENSION**

**14. Référence :**

B-0005, HQD-1, document 1, page 26, lignes 4 à 7.

**Préambule :**

« *Une quantité de 250 MW relative à l'abaissement de tension (l'établissement de cette quantité est validé chaque automne suite aux essais d’abaissement de tension réalisés par le Transporteur, lequel en évalue notamment la persistance et son impact en puissance).* »

**Demandes :**

**14.1** Veuillez décrire la méthode des essais d’abaissement de tension réalisés par le Transporteur à chaque automne afin de valider la quantité de 250 MW mentionnée à la référence.

**14.2** Veuillez notamment indiquer si le Transporteur teste la valeur de 250 MW ou encore s’il pousse au maximum et observe la valeur obtenue?

**14.3** Veuillez indiquer pourquoi la valeur de l’abaissement de tension n’augmente-t-elle pas au cours des années avec l’augmentation de la demande d’électricité.

**CONTRIBUTION DES MARCHÉS DE COURT TERME ET PARTAGE DE RÉSERVE**

**15. Référence :**

B-0006, HQD-1, document 2.1, annexe 1B, page 15.

**Préambule :**

«  »

**Demandes :**

**15.1** Veuillez indiquer où l’on retrouve, dans le document HQD-1, document 1, section 4.4 ou ailleurs, la contribution en puissance provenant du partage de réserve avec les réseaux voisins, selon la définition retenue par le NPCC et le NERC de *reserve sharing*.

**15.2** Veuillez indiquer la différence entre la notion de partage de réserve et la notion de contribution des marchés de court terme de la section 4.4.

**16. Référence :**

B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4D, page 48, lignes 17 à 21.

**Préambule :**

« *La capacité totale de production installée sur le réseau d’Énergie La Lièvre est de 254 MW et sous le contrôle d’un seul producteur. Il s’agit de centrales hydroélectriques dont le facteur d’utilisation est limité par les apports en eau. Il est donc possible de présumer la disponibilité d’une puissance d’environ 150 MW, qui doit transiter par les chemins MATI-HQT et MAFA-HQT.* »

**Demande :**

**16.1** Veuillez fournir les hypothèses et la méthode de calcul qui ont amené le Distributeur à présumer la disponibilité d’une puissance d’environ 150 MW pour les chemins MATI-HQT et MAFA-HQT.

**17. Référence :**

B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4D, page 46, lignes 14 à 18.

**Préambule :**

« *Ainsi, bien que des capacités d'importation en provenance du réseau ontarien soient disponibles à la pointe, notons toutefois que, selon les règles particulières appliquées par l'IESO de l'Ontario* [note de bas de page omise], *l'énergie achetée auprès des producteurs sur ce réseau peut en tout temps être rapatriée par l'IESO afin de prioriser l'alimentation de leur charge locale.* »

**Demandes :**

**17.1** Pour chacune des 3 dernières années, veuillez indiquer le nombre d’heures pendant lesquelles de l’énergie achetée par la zone de contrôle du Québec a dû être rapatriée par l’IESO de l’Ontario afin de prioriser l’alimentation de la charge locale de l’Ontario, tel que décrit à la référence.

**17.2** Pour chacune des années de l’horizon du Plan d’approvisionnement 2014-2023, veuillez indiquer l’évaluation du Distributeur du nombre d’heures pendant lesquelles de l’énergie destinée à la zone de contrôle du Québec devra être rapatriée par l’IESO de l’Ontario afin de prioriser l’alimentation de la charge locale de l’Ontario, tel que décrit à la référence. À défaut de pouvoir prévoir le nombre d’heures, veuillez décrire l’évaluation du Distributeur quant au risque qu’une telle situation se produise et fournir les informations qui amènent le Distributeur à évaluer un tel niveau de risque.

**17.3** Veuillez indiquer quelles règles appliquerait le NYISO dans le cas où de l’énergie destinée à la zone de contrôle du Québec devenait nécessaire pour l’alimentation de la charge locale de la zone de contrôle de New York. Veuillez notamment préciser si le NYISO rapatrierait alors cette énergie destinée à la zone de contrôle du Québec, tel que décrit à la référence pour le cas de l’Ontario.

**18. Référence :**

B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4D, page 49, ligne 4, à page 50, ligne 5.

**Préambule :**

« *Le projet Champlain Hudson Power Express (CHPE)* [note de bas de page omise]*est conçu pour permettre l'exportation de 1 000 MW du Québec jusque dans la ville de New York. La mise en service de l'interconnexion est prévue pour l'automne 2017. L'option d'importer à partir de New York pourrait techniquement être intégrée au projet en adressant une demande au NYISO, après que CHPE ait obtenu le permis requis pour aller de l’avant avec son projet. Toutefois, sachant que le point de chute est situé dans la ville de New York et que le prix de la puissance y est beaucoup plus élevé que dans les autres zones, l’intérêt d’une telle option est plutôt mitigé.* » (Nous soulignons)

**Demande :**

**18.1** Veuillez fournir les prix de la puissance en hiver pour chacune des zones auxquelles le Distributeur a accès, dont celle de la ville de New York, qui lui permettent d’affirmer que le prix de la puissance y est beaucoup plus élevé que dans les autres zones.

**SUIVI DE LA DÉCISION D-2011-162**

**19. Référence :**

B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 5C, page 69, lignes 12 à 26.

**Préambule :**

« *Pour ce qui est de la centrale de Churchill Falls, elle ne peut être traitée comme les centrales du Producteur dans le cadre de l'évaluation de la fiabilité en puissance puisque CF(L)Co a des engagements en puissance avec des tiers à partir de cette centrale. Ces engagements font en sorte que la totalité de la puissance disponible de la centrale ne peut être désignée à titre de ressource pour l'alimentation de la charge locale du Québec.*

*Le traitement de Churchill Falls comme une centrale ferait augmenter les réserves requises du Producteur et du Distributeur en raison des taux d'indisponibilité des groupes de la centrale. Toutefois, cette augmentation de réserve serait compensée par une augmentation de la puissance disponible de la centrale de Churchill Falls non engagée envers des tiers. Pour ces raisons, il n’est pas opportun de considérer la centrale de Churchill Falls au même titre que les centrales du Producteur dans les évaluations de fiabilité.*

*Par ailleurs, dans le cadre des évaluations de fiabilité approuvées par le NPCC, la centrale de Churchill Falls est considérée comme un contrat d'achat d'électricité, et non, comme une centrale.* » (Nous soulignons)

**Demandes :**

**19.1** Veuillez expliquer ce qui empêcherait le Distributeur de représenter la centrale de Churchill Falls comme les centrales du Producteur dans le cadre de l’évaluation de la fiabilité en considérant les engagements que CF(L)Co a envers des tiers comme une charge dans son modèle d’évaluation.

**19.2** Du deuxième paragraphe du préambule, doit-on comprendre que l’augmentation des réserves requises du Producteur et du Distributeur en raison des taux d’indisponibilités des groupes de la centrale de Churchill Falls serait compensée également par une augmentation de la puissance disponible de la centrale de Churchill Falls non engagée envers des tiers? Dans l’affirmative, veuillez en faire la démonstration.

**19.3** Du troisième paragraphe du préambule, doit-on comprendre qu’il est de l’avis du Distributeur que le NPCC n’accepterait pas une évaluation de fiabilité où la centrale de Churchill Falls serait représentée comme une centrale comme tel? Dans l’affirmative, veuillez expliquer cette interprétation.

**19.4** Veuillez indiquer la puissance du contrat d’achat auprès de CF(L)Co qui est considérée par le Distributeur dans le cadre des évaluations de fiabilité soumises au NPCC, tel que mentionné à la référence. Veuillez fournir les raisons pour lesquelles le Distributeur considère une telle valeur.

**TRANSPORT**

**20. Références :**

(i) B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 6A, page 74, ligne 17, à page 75, ligne 4;

(ii) B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 6A, page 76, lignes 4 et 5;

(iii) B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 6A, page 78, lignes 15 à 24.

**Préambule :**

(i) « ***Coûts génériques de renforcement du réseau principal à 735 kV***

*Selon cette méthode descriptive, les coûts de transport sur le réseau principal à 735 kV sont évalués à partir d’un coût générique. Le réseau principal de transport est alors divisé en zones d'intégration correspondant à des points d'injection, afin de déterminer les coûts de renforcement du réseau principal sur les différents corridors de transport. Lors d'appels d’offres nécessitant l'application de cette méthode, ces coûts génériques seront évalués en tenant compte des quantités recherchées, de l’évolution de la marge disponible sur les différents corridors de transport et de toutes autres contraintes pouvant influencer le coût de renforcement du réseau principal.* » (Nous soulignons)

(ii) « *L’étude peut également inclure les coûts de renforcement du réseau principal, s’ils sont jugés pertinents.* »

(iii) « ***3.4 Plafonnement de la production***

*Lorsque les besoins de l'appel d'offres le permettent et que les conditions de planification et d'exploitation du réseau favorisent une telle approche, il est possible de recourir au plafonnement de la production. Selon la localisation, la taille du projet et le comportement dynamique des équipements, les coûts d'intégration de la production dans certaines zones peuvent s'avérer importants par rapport à la valeur de l'énergie offerte. Dans ce cas, il peut être possible de réduire les coûts d'intégration ou de renforcement du réseau en ayant recours au plafonnement de la production, notamment lorsque le réseau de transport est saturé. Le Distributeur doit alors tenir compte de l'impact du plafonnement de la production sur le coût de l'électricité achetée, s'il s'est engagé à payer toute l'énergie rendue disponible, mais dont il ne peut prendre réception en tout temps.*» (Nous soulignons)

**Demandes :**

**20.1** Veuillez indiquer, pour les appels d’offres en cours ou à venir de production éolienne, si le Distributeur exigera du Transporteur que ce dernier procède au renforcement du réseau principal à 735 kV (référence (i)) permettant de transporter la totalité de la production éolienne installée ou une partie seulement de celle-ci en tenant compte de la faible probabilité que toute la production éolienne sous contrat et à venir soit présente simultanément. Dans ce dernier cas, veuillez indiquer quel pourcentage de la production éolienne le Distributeur exigera d’intégrer dans le renforcement du réseau principal.

**20.2** Veuillez fournir un exemple d’intégration où les coûts de renforcement du réseau principal seraient jugés non pertinents, selon la référence (ii).

**20.3** Veuillez indiquer si le Distributeur a déjà eu recours au plafonnement de la production tel que décrit à la référence (iii). Dans l’affirmative, veuillez indiquer les cas où il y a eu recours. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi il ne l’a pas fait dans le cas de la production éolienne.

**20.4** Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit avoir recours au plafonnement de la production tel que décrit à la référence (iii) dans le cas d’appels d’offres éolien en cours ou à venir. Dans l’affirmative, veuillez élaborer. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi il ne le ferait pas.

**RÉSEAUX AUTONOMES**

**21. Référence :**

B-0009, HQD-2, document 1, page 6, lignes 12 à 15.

**Préambule :**

« *En matière de raccordement au réseau intégré, le Distributeur prévoyait celui du réseau de La Romaine à l’automne 2012 et analysait la possibilité de raccorder le réseau de Clova à l’horizon 2013. Si le projet de raccordement de ce dernier est abandonné, celui de La Romaine reste en suspens.* »

**Demandes :**

**21.1** Veuillez expliquer pourquoi le projet de raccordement du réseau de Clova au réseau intégré a été abandonné.

**21.2** Veuillez expliquer pourquoi le projet de raccordement du réseau de La Romaine est en suspens et indiquer la date prévue de raccordement de ce réseau au réseau intégré.

**22. Références :**

(i) B-0009, HQD-2, document 1, page 7, lignes 3 et 4;

(ii) B-0010, HQD-2, document 2, annexe 3, pages 73 et 74, tableaux 3.1 et 3.2;

(iii) Plan stratégique d’Hydro-Québec 2004-2008, page 46.

**Préambule :**

1. « *Le coût de fonctionnement des centrales thermiques est très élevé compte tenu du prix des combustibles (voir l’annexe 3).* »
2. Le tableau 3.1 présente notamment le rendement en kWh/litre des centrales thermiques pour 2012. Le tableau 3.2 présente les coûts de revient par réseau pour l’année 2012.
3. « ***Gains de productivité***

*Assurant une gestion prudente de son parc de production, Hydro-Québec Production investit dans des travaux de réfection et dans l’amélioration du rendement de ses installations. Elle vise ainsi à maintenir son parc de production dans un état optimal afin de garantir un approvisionnement fiable à ses clients.*

*Depuis 1990, Hydro-Québec Production a enregistré d’importants gains de productivité en appliquant des mesures d’amélioration du rendement des groupes turbines-alternateurs et en réduisant les déversements productibles. Ces mesures d’efficacité énergétique lui ont permis d’atteindre un gain de productivité cumulatif de 4,2 TWh entre 1990 et 2003.* » (Nous soulignons)

**Demandes :**

**22.1** Veuillez expliquer la grande variation du coût d’entretien et exploitation de la référence (ii) entre 4,9 ¢/kWh (Opitciwan) et 51,3 ¢/kWh (Ivujivik).

**22.2** Veuillez indiquer les démarches entreprises par le Distributeur, du même type que celles de la référence (iii) entreprises par Hydro-Québec Production, pour améliorer le rendement des centrales thermiques des réseaux autonomes présenté à la référence (ii).

**23. Références :**

(i) R-3776-2011, B-0041, HQD-8, document 5, page 14, lignes 9 à 11;

(ii) B-0009, HQD-2, document 1, page 7, lignes 17 à 19;

(iii) B-0009, HQD-2, document 1, page 13, ligne 22, à page 14, ligne 3.

**Préambule :**

(i) « ***Ajout de puissance à la centrale thermique de Cap-aux-Meules***

*Pour répondre à la croissance de la demande aux Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur prévoit procéder à un ajout de puissance à la centrale thermique de Cap-aux-Meules.* »

(ii) « *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.* » (Nous soulignons)

(iii) « *Ainsi, compte tenu de ces nouveaux éléments, le Distributeur a entamé des travaux afin de réévaluer le critère de planification de la centrale de Cap-aux-Meules. Les résultats préliminaires indiquent que l'application d'un critère spécifique à cette centrale ne serait plus appropriée. Le Distributeur évaluera donc la possibilité de retenir le même critère que celui des autres centrales, soit (N-1) x 90 %. Toutefois, d'ici à ce que l'ensemble des analyses soient complétées, le Distributeur retient, pour les fins de planification du réseau de Cap-aux-Meules, un taux de réserve de 55 % [note de bas de page omise]correspondant à une situation intermédiaire entre les critères de planification (N-1) x 90 % et (N-2) x 90 %. Un suivi sera fait en 2014 dans le cadre de l'état d'avancement du Plan.* » (Nous soulignons)

**Demandes :**

**23.1** Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les besoins d’ajout de puissance à la centrale thermique de Cap-aux-Meules ont été retardés en 2023 (référence (ii)), par rapport au besoin exprimé à la référence (i).

**23.2** Veuillez expliquer sur quelles bases et comment le Distributeur en est arrivé à choisir un taux de réserve de 55 % tel qu’indiqué à la référence (iii).

**24. Référence :**

B-0009, HQD-2, document 1, page 19, lignes 5 à 25.

**Préambule :**

« *En vue d'exploiter les moyens de GDP identifiés dans le PTÉ, le Distributeur mettra l'emphase sur les actions suivantes :*

* *Maximiser l'utilisation de l'électricité interruptible et assurer une reconduction annuelle de l'option d'électricité interruptible à Opitciwan ;*
* *Sensibiliser la clientèle sur les gestes appropriés à poser durant l’hiver pour réduire leur consommation en période de pointe ;*
* *Mettre en place les mécanismes nécessaires pour permettre de procéder à des appels au public dans les réseaux autonomes. Dès l’hiver 2013-2014, le Distributeur entend prioriser les réseaux de Schefferville et des Îles-de-la-Madeleine ;*
* *Évaluer le potentiel commercialisable des mesures identifiées dans le PTÉ et valider leur impact sur les besoins en puissance ;*
* *Développer de nouvelles interventions et poursuivre la vigie des approches commerciales adaptées en réseaux autonomes.*

*Un objectif de gestion de la demande en puissance pour chacun des réseaux autonomes ne pourra être fixé que suite à la validation du potentiel réalisable du PTÉ. Le cas échéant, le Distributeur proposera de nouveaux programmes et implantera toutes les mesures visant la gestion de la demande en puissance qui démontrent une rentabilité commerciale et une contribution effective au bilan de puissance. Le Distributeur évaluera également la possibilité d'utiliser l'interruption de charge à distance pour gérer la demande en puissance.* » (Nous soulignons)

**Demandes :**

**24.1** Veuillez indiquer si le Distributeur a eu recours à des appels au public sur les réseaux de Schefferville et des Îles-de-la-Madeleine au cours de l’hiver 2013-2014. Dans l’affirmative, veuillez fournir les résultats des appels effectués. Dans la négative, veuillez décrire les démarches et mécanismes mis en place.

**24.2** Dans les cas où de tels appels au public s’avéraient concluants dans les réseaux autonomes, veuillez indiquer dans quelle mesure les puissances ainsi effacées seraient comptées par le Distributeur afin de réduire les besoins d’ajouts de puissance sur les réseaux autonomes.

**24.3** Veuillez indiquer de quelle façon le Distributeur envisage utiliser l’interruption de charge à distance pour gérer la demande en puissance, en incluant dans la réponse les fonctionnalités des compteurs intelligents du projet LAD qui pourraient notamment être mises à contribution.

**25. Référence :**

B-0009, HQD-2, document 1, page 23, lignes 13 à 15.

**Préambule :**

« ***Centrale de Clova :***

* *Contrat d’approvisionnement avec la compagnie Huiles HLH comportant trois années de prolongation assurant des approvisionnements jusqu'au 31 mars 2013. Le Distributeur a exercé la première des trois années de prolongation du contrat.* » (Nous soulignons)

**Demande :**

**25.1** Veuillez indiquer comment le Distributeur assure les approvisionnements de la centrale de Clova après le 31 mars 2013.