

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE AHQ-ARQ**

RÉSEAU INTÉGRÉ

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 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;
- (iii) R-3748-2010, B-0004, HQD-1, document 1, page 38, tableau 4.2-2;
- (iv) B-0005, HQD-1, document 1, page 28, tableau 4-3.

Préambule :

- (i) Tableau R-2.1 - Bilan en énergie (en TWh)
- (ii) Tableau 4-2 – Bilan en énergie
- (iii) Tableau 4.2-2 – Bilan en puissance après déploiement des moyens de gestion existants
- (iv) Tableau 4-3 - Bilan en puissance

Demandes :

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

Réponse :

Le tableau R-1.1 présente le bilan en énergie pour la période 2014-2027.

**TABLEAU R-1.1
BILAN EN ÉNERGIE (EN TWH)**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Besoins visés par le Plan	183,6	182,6	184,8	185,4	187,0	191,2	193,5	194,1	195,3	196,6	198,5	198,8	199,7	201,0
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
- Approvisionnements non patrimoniaux	12,2	13,8	15,7	16,3	17,6	19,5	20,3	21,2	21,7	22,3	23,5	23,2	23,8	22,9
• TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
• HQP - Base et cyclable	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	4,3	4,6	4,6	4,6	4,8	4,2	3,9	3,9	0,8
• Autres contrats de long terme	8,7	10,6	12,3	12,8	13,9	14,5	14,6	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,0	14,6
• Biomasse	1,6	1,9	2,4	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7	2,6
• Éolien	6,8	8,4	9,6	9,7	10,8	11,5	11,5	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,0	11,7
• Petite hydraulique	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
• Achats de court terme	0,2	0,1	0,1	0,3	0,4	0,6	1,1	1,4	2,0	2,4	3,0	3,0	3,0	3,0
• Achats de long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,2	1,3	1,8	4,5
= Approvisionnements additionnels requis (surplus)	(7,4)	(10,1)	(9,7)	(9,7)	(9,5)	(7,1)	(5,7)	(5,9)	(5,3)	(4,6)	(3,8)	(3,3)	(2,9)	(0,8)

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.

Réponse :

Selon la planification actuelle, les livraisons de TCE ne sont plus requises en base sur la période 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.

- 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.

Réponse :

Les achats de court terme correspondent aux quantités d'énergie requises après l'utilisation de l'ensemble des approvisionnements patrimoniaux et postpatrimoniaux du Distributeur, et ce, jusqu'à un maximum annuel de 3 TWh. Ces achats sont calculés à partir du scénario de demande déterministe à conditions climatiques normales.

- 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.).

Réponse :

Le Distributeur rappelle que le Plan d'approvisionnement est le forum approprié afin de questionner les stratégies du Distributeur à moyen et long terme sur une période de dix ans. Pour ce faire, le Distributeur présente en annexe à la pièce HQD-1, document 2.3 (B-0008), en conformité avec le Guide de dépôt, les profils horaires des besoins et des approvisionnements additionnels requis, ainsi que les valeurs horaires maximales des achats sur les marchés de court terme mensuellement. À l'instar de la Régie qui, pour des données horaires prévisionnelles de 2012, n'a pas jugé nécessaire le niveau de détail demandé par un intervenant (D-2011-170, paragr. 17), et doutait de l'utilité de procéder à un deuxième exercice de simulation pour développer l'opinion d'un expert (D-2011-160, paragr. 25), le Distributeur juge qu'il n'est pas pertinent, ni utile de procéder à un examen en détail des calculs effectués afin de questionner ses stratégies.

Le Distributeur rappelle de plus que ses activités opérationnelles font l'objet d'un suivi rigoureux et détaillé dans un souci constant de minimisation des coûts d'approvisionnement. Cette demande relative à la planification opérationnelle dépasse le cadre du Plan.

Par conséquent, il n'apparaît pas nécessaire, ni pertinent, de fournir des données horaires prévisionnelles qui constituent de l'information

opérationnelle relevant de la microgestion et dont la divulgation peut porter préjudice au Distributeur, notamment dans ses négociations avec des contreparties.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.5.

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 :

- (i) Profil horaire des besoins et des approvisionnements additionnels requis – Graphiques 4A-1 à 4A-8
- (ii) « 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)

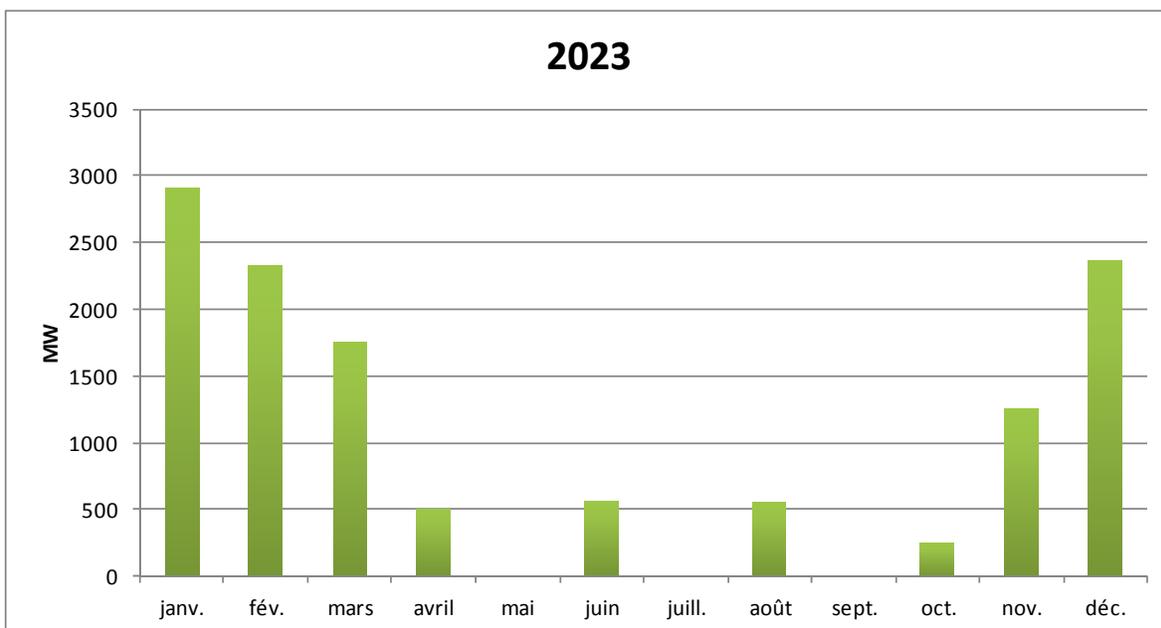
Demandes :

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)).

Réponse :

Le Distributeur dépose le graphique demandé pour l'année 2023.

**GRAPHIQUE R-2.1
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS, SUR LES MARCHÉS DE
COURT TERME POUR L'ANNÉE 2023 (EN MW/MOIS)**



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.

Réponse :

Aux fins de présentation et afin de mettre l'accent sur le profil horaire des approvisionnements additionnels requis, le Distributeur a exclu les valeurs extrêmes dans les graphiques 4A-2 à 4A-5 puisque ces informations étaient présentées aux graphiques 4A-6 à 4A-8.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.2.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.2.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur ne planifie pas spécifiquement de contribution en énergie en provenance de ses moyens de gestion de la demande en puissance, dont l'électricité interruptible. Les contributions en énergie attendues de l'ensemble de ces moyens sont traitées indistinctement des autres achats de court terme.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.5.

- 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.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 1.5 et 2.5.

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

Réponse :

Les valeurs présentées aux graphiques 4A-6 à 4A-8 sont les valeurs horaires maximales en achat en MW, pour chacun des mois de l'année.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.8.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.5.

- 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.

Réponse :

Les achats prévus pour les mois d'août et d'octobre résultent de l'appariement entre la courbe des valeurs horaires de l'électricité patrimoniale et la courbe de la demande prévue, pour les heures de très faible demande. En planification, les achats de court terme viennent donc combler l'écart entre la demande et les approvisionnements du Distributeur. Ces achats prévus sont toutefois négligeables.

Par ailleurs, en vertu de l'entente globale cadre, il est prévu que le Producteur fournisse au Distributeur l'énergie requise pour les quarante plus petites valeurs horaires de l'électricité patrimoniale, selon un indice de prix de marché, pour les dépassements de l'électricité patrimoniale ne pouvant être évités en raison de contraintes relatives à la gestion du réseau de transport.

3. Références :

- (i) B-0011, Fichier Excel – Exigences 28-29-33;
- (ii) B-0005, HQD-1, document 1, page 28, tableau 4-3.

Préambule :

- (i) Chiffriers répondant aux exigences de dépôt 28, 29 et 33
- (ii) 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.

Réponse :

Non, le Distributeur effectue la répartition des bâtonnets patrimoniaux après avoir soustrait tous ses moyens d'approvisionnement des besoins réguliers horaires du Distributeur (BRD). Comme les moyens du Distributeur ne sont pas uniformes, le classement illustré à l'onglet de l'exigence 28 ne représente pas l'association entre les BRD et la valeur horaire de l'électricité patrimoniale.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.5.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

Le Distributeur rappelle que les besoins à la pointe visés par le Plan correspondent à l'heure de plus forte charge prévue. Au-delà des besoins en pointe, le Distributeur doit répondre à des besoins en énergie, ce qui peut nécessiter le déploiement de moyens additionnels.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.3.

COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS

4. Référence :

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

Préambule :

«

**TABLEAU R-13.2
ACHATS DE PUISSANCE**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Puissance à la pointe (MW)¹	1650	1360	1750	2250	2540	2830	3330	3620	3970	4300
Électricité interruptible	1000	1000	1000	1150	1150	1150	1300	1300	1300	1300
Court terme	650	360	750	1050	1290	1500	1500	1500	1500	1500
Long terme	0	0	0	50	100	180	530	820	1170	1500
Prix (\$ / kW-hiver)										
Électricité interruptible	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50
Court terme ²	10,20	10,40	10,61	10,82	11,04	11,26	11,49	11,72	11,95	12,19
Long terme ²	10,20	13,11	16,85	21,65	27,82	35,75	45,95	46,87	47,80	48,76
Coûts (M\$)										
Électricité interruptible	8,5	8,5	8,8	9,8	9,8	10,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Court terme	3,3	4,8	8,8	12,0	14,8	16,9	17,2	17,6	17,9	18,3
Long terme	0,0	0,0	0,2	1,4	3,3	9,6	27,7	42,5	59,9	76,8

¹Référence : bilan en puissance, tableau 4-3, HQD-1, document 1 (B-0005)

²La prévision du prix des achats de puissance est établie sur la base des coûts évités en puissance du Distributeur

»

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.

Réponse :

Les prix en \$/kW-hiver représentent les prévisions du prix des achats de puissance établies sur la base des coûts évités en puissance déposés dans le dossier R-3854-2013 par le Distributeur.

La ligne « Court terme » présente les coûts évités de court terme, soit 10 \$/kW-hiver (\$ 2013, annuité croissante à l'inflation) alors que la ligne « Long terme » présente une croissance linéaire du coût de la puissance pour atteindre 40 \$/kW-hiver (\$ 2013, annuité croissante à l'inflation) à l'hiver 2019-2020 et pour les années subséquentes.

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

Réponse :

Le coût de la puissance de court terme en 2014 se calcule comme suit :

$$650 \text{ MW} * 2 \text{ mois} * (10,20 \text{ \$/kW-Hiver} / 4) / 1000 = 3,3 \text{ M\$}.$$

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

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

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;
- (iii) B-0005, HQD-1. document 1, page 24, lignes 18 à 23.

Préambule :

- (i) « 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)
- (ii) « 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. »
- (iii) « 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?

Réponse :

Le Distributeur rappelle qu'en vertu de l'article 2.2.8 des conventions d'énergie différée (les « Conventions »), le solde du compte doit être ramené à zéro en 2027, ceci relevant de ses obligations contractuelles et non d'études probabilistes. Par conséquent, il n'existe ni pourcentage de cas pour lesquels le Distributeur souhaite se protéger, ni de probabilité acceptable de ne pas vider le compte.

Considérant que le solde du compte d'énergie différée s'élève à 4,5 TWh et que le Distributeur ne dispose pas de flexibilité advenant une diminution additionnelle de la demande, le Distributeur gère ses risques en évaluant l'impact d'un scénario faible de la demande sur l'utilisation des Conventions.

- 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).

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.1.

- 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.

Réponse :

L'avantage économique de différer ne fait aucun doute et a été démontré dans le cadre de la demande d'approbation des Conventions (dossier R-3648-2007) de même que dans le cadre de la demande d'approbation des amendements aux Conventions (R-3726-2010). C'est précisément parce que le Distributeur reconnaît la grande valeur des Conventions, qu'il les gère en s'assurant d'en respecter l'esprit et les modalités contractuelles.

Dans le contexte énergétique actuel où continuer à différer ne constitue pas une alternative, l'évaluation de l'impact économique de différer ou non ne se présente pas.

- 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).

Réponse :

L'ensemble des données pertinentes à cette démonstration font partie de la preuve au dossier.

Voir également les réponses aux questions 5.1 et 5.3.

- 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).

Réponse :

Le Distributeur réfère aux différents risques liés à une diminution des besoins ou à une augmentation de l'offre.

- 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.

Réponse :

L'ajout de blocs d'énergie déterminés par le gouvernement constitue le principal risque d'ajout de nouveaux approvisionnements. Le Distributeur rappelle que, depuis 2003, le gouvernement a édicté douze décrets visant l'acquisition d'approvisionnements totalisant 5 125 MW.

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

Réponse :

En période de surplus, une augmentation de la demande entraînerait inévitablement une réduction des surplus énergétiques.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur rappelle que la production éolienne intégrée à sa planification est établie sur la base des paramètres de l'entente d'intégration éolienne en vigueur et que, conséquemment, elle ne présente aucun risque en termes de contribution énergétique.

- 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*.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.7.

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 :

- (i) « *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.

Réponse :

Les retours d'énergie sont planifiés par le Distributeur afin de répondre à des besoins énergétiques mensuels fermes. Le Distributeur rappelle que les Conventions ont été conclues avec le Producteur afin de favoriser une gestion des coûts des approvisionnements post-patrimoniaux dans un contexte de surplus, tout en maximisant l'utilisation de l'électricité patrimoniale. Par conséquent, le Distributeur planifie les rappels d'énergie afin de combler des besoins fermes, et cherche ainsi à ne pas générer de nouveaux surplus, qui se présentent même en période d'hiver.

L'établissement des quantités prévues d'énergie différée et rappelée est avant tout basé sur des considérations d'équilibre offre-demande, et ce, dans le respect des obligations contractuelles et de l'esprit des Conventions. Par conséquent, les décisions relatives aux quantités d'énergie différée et rappelée sont prises en fonction d'un certain nombre de paramètres, dont le profil des besoins et des moyens d'approvisionnement (incluant l'électricité patrimoniale), les mises à jour relativement à la disponibilité des ressources et les valeurs réelles de demande et d'offre.

- 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).

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.

- 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.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 5.3 et 6.1.

- 6.4** Veuillez fournir un tableau indiquant, pour chaque mois de la période du 1^{er} 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).

Réponse :

Le Distributeur ne considère pas opportun de procéder à l'analyse de scénarios alternatifs tels que celui demandé par l'intervenant.

Voir également les réponses aux questions 1.5 et 6.1.

- 6.5** Veuillez fournir un tableau indiquant, pour chaque mois de la période du 1^{er} 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).

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.4.

- 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).

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.5.

- 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.

Réponse :

Cette demande dépasse le cadre du présent dossier, lequel porte sur le Plan d'approvisionnement 2014-2023.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur considère que l'information demandée n'est pas utile à l'analyse du dossier. La stratégie du Distributeur pour les cas de demande plus faible et plus forte est présentée à la section 5 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0005).

- 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).

Réponse :

Les besoins énergétiques justifieraient le rappel d'énergie en hiver pour les années 2025 à 2027. Toutefois, le scénario de référence présenté par le Distributeur assure l'écoulement du solde du compte d'énergie différée avant la fin des Conventions, soit en 2024, avec une certaine marge pour faire face aux risques liés à la demande ou à l'offre. D'ailleurs, dans le scénario de faible demande présenté, le solde du compte d'énergie différée n'est pas complètement écoulé à la fin des Conventions.

Le Distributeur rappelle que les quantités d'énergie rappelée de l'hiver 2023-2024 seront établies en septembre 2023. De plus, si des besoins étaient anticipés pour cette période et que le compte d'énergie différé était prévu être écoulé à ce moment, le Distributeur pourra différer, au besoin et si possible, les quantités requises afin de combler ces besoins.

7. Références :

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

Préambule :

- (i) « *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)
- (ii) « *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)
- (iii) 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.

Réponse :

Au moment du dépôt du Plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur comptait sur les 400 MW additionnels dans ses bilans en énergie et en puissance. Une stratégie de gestion des risques était présentée pour faire face à la non-disponibilité potentielle de cet approvisionnement.

Dans le cadre du présent Plan, le Distributeur n'inclut pas les 400 MW additionnels dans sa planification. Ainsi, la stratégie présentée par le Distributeur tient déjà compte du risque de non-disponibilité des 400 MW additionnels. Si le Distributeur requiert les 400 MW et qu'ils sont disponibles, cela réduira d'autant les achats prévus sur les marchés de court terme.

- 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).

Réponse :

L'engagement actuel du Producteur porte sur des rappels pouvant atteindre 400 MW. Cependant, le Distributeur peut demander des retours augmentés (soit les 400 MW additionnels), mais ceux-ci sont à l'entière discrétion du Producteur et leur disponibilité ne sera connue que quelques mois à l'avance seulement. Par conséquent, le Distributeur fait preuve de prudence en ne comptant pas sur cet approvisionnement dans sa planification.

- 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* ».

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.1.

- 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)).

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.1.

8. Références :

- (i) B-0005, HQD-1, document 1, page 7, lignes 7 à 10;
- (ii) B-0006, HQD-1, document 2.1, annexe 1B, page 22;
- (iii) État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020, section 4.1, page 21, lignes 19 à 21.

Préambule :

- (i) « 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. »

- (ii) «

3.4 TRANSACTIONS FINANCIÈRES AVEC LE PRODUCTEUR [183] (...) lors du dépôt du prochain plan d'approvisionnement, la Régie demande au Distributeur de présenter un cadre relatif à l'utilisation et à la conclusion de transactions financières avec le Producteur, dans une perspective de gestion du solde du compte d'énergie différée à court, moyen et long termes. (p. 56)	Le Distributeur a répondu à cette demande dans l'État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (section 4.1).
--	--

»

- (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.

Réponse :

Le Distributeur confirme que les transactions en question sont du même type.

- 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).

Réponse :

À la suite de la décision D-2012-024¹ du dossier tarifaire R-3776-2011, le Distributeur n'a pas convenu d'entente permettant de recourir à des transactions financières avec le Producteur.

- 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).

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.2.

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.

¹ D-2012-024, paragraphe 169.

**TABLEAU 4-4
IMPACTS DE LA POLITIQUE ÉCONOMIQUE DU QUÉBEC SUR LES SURPLUS ÉNERGÉTIQUES
DU DISTRIBUTEUR (TWH)**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Surplus énergétiques du Distributeur (ref. Tableau 4-2)	(7,4)	(10,1)	(9,7)	(9,7)	(9,5)	(7,1)	(5,7)	(5,9)	(5,3)	(4,6)
Scénario accéléré	(7,4)	(10,1)	(8,7)	(7,2)	(5,0)	(0,1)	4,3	4,1	4,7	5,4
Scénario intermédiaire	(7,4)	(10,1)	(8,7)	(7,7)	(6,5)	(3,1)	(0,7)	(0,9)	(0,3)	0,4
Scénario modéré	(7,4)	(10,1)	(9,2)	(8,7)	(8,0)	(5,1)	(3,2)	(3,4)	(2,8)	(2,1)

*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 intégrera 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 22.1 de la demande de renseignements n°2 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 22.1 de la demande de renseignements n°2 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.1.

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

Réponse :

À titre indicatif seulement, le Distributeur présente au tableau 4-4 un aperçu de l'impact potentiel sur les surplus énergétiques de la Politique économique selon différents niveaux d'atteinte des objectifs de celle-ci. Selon le scénario « accéléré », un total de 55 TWh est requis sur l'horizon du Plan, contre 30 TWh et 15 TWh respectivement pour les scénarios « intermédiaire » et « modéré ».

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.

Réponse :

Le Distributeur ne produit pas ces tableaux.

Voir également la réponse à la question 22.1 de la demande de renseignements n°2 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.1.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 22.1 de la demande de renseignements n°2 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.1.

ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE

10. Références :

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

Préambule :

- (i) « 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)
- (ii) « 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.

Réponse :

Le Distributeur applique un taux de réserve uniforme de 60 %.

- 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.

Réponse :

Sans objet.

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.

Réponse :

Le Distributeur réalise chaque année un sondage auprès de la population afin d'améliorer l'efficacité de son approche. Ce sondage mesure, par exemple, la notoriété des appels au public, le taux de participation et la satisfaction concernant l'information sur les moyens permettant de réduire la consommation de l'électricité durant ces périodes de pointe.

Les informations recueillies sur plusieurs hivers successifs permettent au Distributeur d'évaluer la performance de cette approche.

- 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.

Réponse :

Le tableau suivant présente les dates des appels au public ainsi que l'impact estimé pour les hivers 2010-2011 à 2013-2014.

**TABLEAU R-11.2
APPELS AU PUBLIC**

Hiver	Date	Impact estimé (MW)
2013-2014	22 janvier	400
2012-2013	23 janvier	400
2011-2012	Pas d'appel au public	
2010-2011	24 janvier	300

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.6 de la demande de renseignements no 1 du GRAME à la pièce HQD-3, document 8.

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.

Réponse :

Le Distributeur tient à rappeler qu'il doit gérer les conventions d'énergie différée en considérant différents risques liés à l'évolution des besoins et des moyens, et qu'il doit notamment tenir compte de la possibilité d'un scénario de demande plus faible et de l'ajout de nouveaux approvisionnements. À cet effet, voir le tableau 4C-2 de la pièce HQD-1, document 2.3 (B-0008), annexe 5C, de même que les réponses aux questions 5.6 et 5.7.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.1.

- 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.

Réponse :

Le potentiel des moyens de gestion de la demande en puissance, pour le scénario de référence, est présenté au tableau 4-3 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0005). À la référence citée en préambule, le Distributeur mentionne que, dans un cas de demande plus forte, il continuera de privilégier le recours aux moyens de gestion de la demande en puissance et aux achats sur les marchés de court terme. Ainsi, le

Distributeur utilisera d'abord ce type de moyens, selon les possibilités, avant de lancer un appel d'offres de long terme.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de déterminer à l'avance les quantités de puissance qui seront effectivement disponibles sur les marchés de court terme. Pour les raisons invoquées à la page 29 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0005), le Distributeur retient l'hypothèse d'une contribution potentielle de 1 500 MW.

- 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.

Réponse :

Il s'agit d'achats d'énergie sans garantie de puissance.

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

Réponse :

Il s'agit des contrats de puissance de type UCAP.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur rappelle que les retours d'énergie sont établis au 15 septembre précédent l'hiver visé, suivant les besoins énergétiques prévus.

Le recours aux moyens de puissance de court terme, tels les moyens de gestion de la demande en puissance et les achats d'énergie, est quant à

lui établi en fonction de l'évolution des besoins à approvisionner et de la disponibilité de ces moyens. Certains moyens requièrent en effet un délai de mise en place plus long que d'autres moyens.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.7.

- 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.

Réponse :

D'une part, le Distributeur rappelle que les retours d'énergie sont établis sur la base des besoins énergétiques prévus. D'autre part, advenant le lancement d'un appel d'offres de long terme en puissance, le Distributeur prendra soin d'établir les quantités visées considérant l'ensemble des moyens à sa disposition et les risques auxquels il fait face.

- 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.

Réponse :

À l'heure actuelle, l'équilibre énergétique et les surplus sont tels qu'une contribution de la centrale de TCE n'est pas envisagée. Par ailleurs, le Distributeur réévalue à chaque année l'opportunité de suspendre les livraisons de la centrale de TCE, compte tenu de l'évolution de la demande et des autres approvisionnements dont il dispose.

Voir également la réponse à la question 12.3.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.10.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.10.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.

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.

Réponse :

Au début de chaque hiver, le Transporteur procède à un essai d'abaissement de tension simultané sur l'ensemble des postes ciblés lorsque la charge atteint une valeur relativement élevée. Au bout de deux heures, la tension est rétablie à la normale dans l'ensemble des postes. Par la suite, les mesures de l'ensemble des postes dont la tension a été abaissée sont recueillies et comptabilisées afin d'estimer la réduction de charge obtenue.

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?

Réponse :

La valeur de l'abaissement de tension de 250 MW représente une hypothèse de planification représentative des résultats des essais effectués au cours des dernières années.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.2.

CONTRIBUTION DES MARCHÉS DE COURT TERME ET PARTAGE DE RÉSERVE

15. Référence :

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

Préambule :

«

16. Fournir la contribution en puissance provenant du partage de réserve avec les réseaux voisins. Présenter les hypothèses utilisées pour l'établir.	HQD-1, document 1, section 4.4
--	-----------------------------------

»

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*.

Réponse :

Dans sa stratégie d'approvisionnement, le Distributeur n'utilise pas le partage de réserve tel que défini par le NPCC et la NERC mais compte plutôt sur la contribution des marchés de court terme. La notion de partage de réserve n'implique aucun engagement de la part des fournisseurs potentiels alors que la contribution des marchés de court terme réfère à une garantie de disponibilité des ressources avant le début de l'hiver.

Par conséquent, le Distributeur procède à chaque automne à l'acquisition des quantités de puissance requises pour l'hiver qui suit afin de respecter le critère de fiabilité du NPCC.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 15.1.

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 :

Original : 2014-04-07

**HQD-3, document 3
Page 36 de 43**

- 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.

Réponse :

Bien que la capacité totale de production installée sur le réseau d'Énergie La Lièvre soit de 254 MW, le facteur d'utilisation des centrales est limité par les apports en eau, compte tenu de la taille de leurs réservoirs. Le Distributeur limite donc à 150 MW la capacité d'importation effective en pointe qui pourrait transiter par les chemins MATI-HQT et MAFA-HQT, ce qui, selon l'information publique disponible, correspond aux engagements historiquement pris envers des tiers.

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.

Réponse :

Ces données sont publiques et disponibles sur le site OASIS, à l'adresse suivante :

<http://www.oasis.oati.com/>

- 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.

Réponse :

Le Distributeur n'évalue pas cette donnée de façon prévisionnelle. Ce risque est géré de façon opérationnelle.

- 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.

Réponse :

Le NYISO pourrait rapatrier de l'énergie non-ferme si celle-ci devenait nécessaire pour alimenter sa zone de réglage. Toutefois, le NYISO se doit de respecter les règles de priorité des transactions associées aux produits de puissance (UCAP) acquis par le Distributeur.

Voir à cet effet les règles du NYISO à l'adresse suivante :

http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Manuals_and_Guides/Manuals/Operations/icap_mnl.pdf

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.

Réponse :

L'information est publique et disponible sur le site du NYISO pour toutes les zones de l'État de New York à l'adresse suivante :

http://www.nyiso.com/public/markets_operations/market_data/icap/index.jsp

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.

Réponse :

Le contrat de Churchill Falls est sous la responsabilité du Producteur et le Distributeur représente cette centrale conformément à la pratique du Producteur.

- 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.

Réponse :

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. Tel qu'indiqué dans le Plan, l'augmentation de réserve serait compensée par une augmentation de la puissance disponible de la centrale de Churchill Falls non engagée envers des tiers.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur précise que dans le cadre des évaluations de fiabilité approuvées par le NPCC, le traitement de la centrale de Churchill Falls

est le même que dans le cadre de l'évaluation de la fiabilité du Distributeur, c'est-à-dire un contrat d'achat ferme.

- 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.

Réponse :

La puissance considérée dans le cadre des évaluations soumises au NPCC est de 4 765 MW. Cette valeur est conforme à la valeur désignée par le Producteur.

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.

Réponse :

Le Transporteur évaluera le scénario de renforcement approprié, le cas échéant, afin d'intégrer la totalité de la production éolienne.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 20.1.

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.

Réponse :

À ce jour, le Distributeur n'a pas eu à recourir au plafonnement, l'exploitant du réseau de transport n'ayant pas eu le besoin d'appliquer une telle mesure pour garantir la fiabilité du réseau.

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.

Réponse :

Le Distributeur confirme qu'il prévoit inclure les dispositions contractuelles permettant le recours au plafonnement de la production.